

На правах рукописи

Ольнева Татьяна Владимировна



**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ МОРФОМЕТРИЧЕСКИХ
ХАРАКТЕРИСТИК ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК
НА ОСНОВЕ ОБЪЕКТНО-ОРИЕНТИРОВАННОГО
СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОГО АНАЛИЗА**
(по материалам Банатской зоны нефтегазонакопления
Паннонского бассейна)

*Специальность 25.00.10 - Геофизика, геофизические методы поисков
полезных ископаемых*

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
доктора геолого-минералогических наук

Санкт Петербург — 2018

Работа выполнена в ООО «Газпромнефть НТЦ»

Официальные оппоненты:

Птецов Сергей Николаевич,

доктор технических наук, компания «РетроГасе», главный научный консультант департамента изучения резервуаров

Обухов Александр Николаевич,

доктор геолого-минералогических наук, ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», отдел обработки и интерпретации геофизических данных, главный научный сотрудник

Хортов Алексей Владимирович,

доктор геолого-минералогических наук, ФГБУН «Институт океанологии им. П.П. Ширшова Российской академии наук», лаборатория геодинамики, георесурсов и геоэкологии, ведущий научный сотрудник

Ведущая организация - Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта Российской академии наук» (ИФЗ РАН)

Защита диссертации состоится 13 февраля 2019 г. в 15 часов 00 минут на заседании диссертационного совета Д 212.224.01 при Санкт-Петербургском горном университете по адресу: 199106, Санкт-Петербург, 21-я линия В.О., дом 2, в ауд. № 1171а.

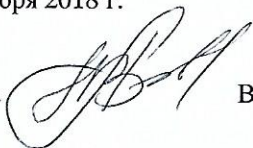
С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке

Санкт-Петербургского горного университета и на сайте

<http://www.spmi.ru>

Автореферат разослан 13 ноября 2018 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



ЛЕОНТЬЕВ
Василий Иванович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность. По заключению экспертов, в настоящее время, более 40% месторождений нефти в мире открывается в неструктурных ловушках. В России, в ловушках подобного типа сконцентрировано более 20% разведанных извлекаемых запасов углеводородов и 70% прогнозных ресурсов. Усложняющиеся задачи поиска и разведки локальных и сложно построенных объектов определяют высокий уровень требований к информативности сейсмических исследований, поэтому запрос на новые интерпретационные подходы по-прежнему остается актуальным.

Историческим примером положительного эффекта от внедрения новой парадигмы в интерпретацию сейсмических данных является продвижение в 80-е и 90-е годы принципов сеймостратиграфии. Комплексное применение сеймостратиграфического и секвенс-стратиграфического подходов, сеймофациального анализа позволило существенно уточнить строение разведанных залежей и привело к открытию новых месторождений в самых разных регионах планеты.

Объектно-ориентированный сейсмогеологический анализ, по мнению автора, отвечает запросу на новые интерпретационные подходы. Достигнутый в настоящее время уровень технологического развития сейсмических исследований позволяет получать достаточно качественные сейсмические изображения в благоприятных сейсмогеологических условиях и открывает возможности детального картирования локальных седиментационных явлений, таких как бары, конусы выноса, палеоруслы и т.д. Последующий анализ морфометрических характеристик выявленных объектов способствует уточнению априорных концептуальных моделей, обоснованию латерального распространения литологически ограниченных резервуаров; формированию поисковых критериев; более точному расчету запасов и ресурсов. На этапе разработки месторождения объектно-ориентированный сейсмогеологический анализ позволяет эффективно осуществлять мониторинг размещения эксплуатационных скважин.

В диссертационной работе общие подходы объектно-ориентированного сейсмогеологического анализа рассматриваются на примере изучения литологически ограниченных резервуаров неогенового комплекса Банатской зоны нефтегазонакопления Паннонского бассейна.

Современные тенденции в направленности геологоразведочных работ в регионе соответствуют общемировым трендам.

Паннонский бассейн расположен в восточной части Центральной Европы в окружении Альп, Карпат, Динарид, на территории Венгрии, Сербии, Румынии, Хорватии, Боснии, является одной из старейших нефтегазоносных провинций мира.

Современные представления о геологическом строении Паннонского бассейна подробно изложены в работах В. Аксина, М. Ковача, Л. Матенко, Д. Радивоевича, Д. Поповски, Г. Тари, Ф. Хорвата и др. Несмотря на широкий научно-практический интерес к изучению Паннонского бассейна, большинство публикаций за последние два десятилетия посвящены, в основном, геологическому строению территории Венгрии. Сербскому сегменту, по причине общеизвестных политических событий 1990-х годов, уделялось значительно меньше внимания. Однако, по мнению ученых, именно в пределах сербской территории лежит ключ к пониманию геологических процессов формирования и развития бассейна. Диссертационная работа и статьи автора, опубликованные в сербских и российских изданиях, частично способствуют заполнению этого пробела.

В истории геологического развития Паннонского бассейна существовали разные этапы его взаимоотношений с Мировым океаном: в отдельные периоды бассейн открывался, но большую часть времени развивался практически изолированно. Этот факт представляет интерес для развития сейсмостратиграфических и секвенс-стратиграфических интерпретационных подходов, поскольку вопрос о роли эвстатических колебаний и их влиянии на цикличность осадконакопления в эпиконтинентальных бассейнах остается дискуссионным (Csato, 1993; Vakarcs, 1994; Jahász et al., 1997, 1999, 2006, 2007; Uhrin and Sztanó, 2012). Локальный характер эпиконтинентального Паннонского бассейна способствует изучению целостных палеоседиментационных систем.

Особенности его геологического строения обусловлены наличием множественных источников сноса, быстрой сменой условий осадконакопления, широким спектром фациальных обстановок. Эти факторы во многом оказали влияние на сейсмогеологические условия, качество и характер сейсмического материала: отсутствие регионально выраженных опорных отражающих горизонтов; наличие мощных интервалов с фрагментарными осями синфазности; повсеместное распространение локальных амплитудных аномалий типа «яркое пятно».

В процессе работы с сейсмическими данными обозначились слабые места в стандартных интерпретационных подходах, что послужило поводом к поиску более эффективных решений.

Объектом исследований является юго-восточная часть Паннонского бассейна, в структурно-тектоническом отношении представляющая собой Банатский грабен, наиболее нефтегазоперспективный геологоразведочный район Сербии, Венгрии и Румынии. В нефтегазоносном отношении, территория приурочена к Банатской зоне нефтегазонакопления Паннонского нефтегазоносного бассейна (Высоцкий, 1990).

Цель работы заключается в обосновании эффективности объектно-ориентированного сейсмогеологического анализа для прогнозирования морфометрических характеристик литологических ловушек и разработке целостного методического подхода на примере изучения нефтегазоносных комплексов Банатской зоны нефтегазонакопления Паннонского нефтегазоносного бассейна.

Основные задачи исследований.

1. Создание методологии, тестирование и развитие приемов объектно-ориентированного сейсмогеологического анализа для выявления и картирования литологических ловушек с целью поиска и параметризации залежей углеводородов.

2. Определение критериев идентификации региональных сеймостратиграфических комплексов в сейсмогеологических условиях юго-восточной части Паннонского бассейна с учетом зонального и вертикального распределения элементов углеводородных систем.

3. Выявление характерных сейсмических образов для отдельных геологических событий, характеризующих сеймостратиграфические комплексы; анализ морфометрических характеристик закартированных объектов; установление взаимосвязи распределения литологических ловушек и залежей углеводородов с локальными геологическими событиями.

4. Восстановление истории геологического развития региона на основе картирования отдельных геологических событий и оценки их морфометрических характеристик.

5. Анализ потенциала Банатской зоны нефтегазонакопления, формирование поисковых критериев и основы для стратегического планирования геологоразведочных работ.

Фактический материал и личный вклад автора.

В основу работы положены результаты авторской интерпретации более 6 500 км² сейсмических материалов в модификации МОГТ 3D, полученных с 2011 года в юго-восточной части Паннонского бассейна и экспертный авторский анализ лицензионных участков на территории Венгрии, Хорватии, Румынии общей площадью более 25 000 км².

Дополнительными материалами послужили результаты коллективной научно-исследовательской работы по масштабному региональному обобщению геолого-геофизических данных в пределах Паннонского бассейна на основе комплексной интерпретации 81582 пог.км сейсмических исследований МОГТ 2D, 15697 км² сейсмических исследований МОГТ 3D и данных по 3251 скважине, выполненной в период с 2014 по 2015 гг. в НТЦ НИС Нафтагаз (Сербия).

По инициативе автора и под его руководством построена прогнозная схема нефтегазоносности юго-восточной части Паннонского бассейна и прилегающих территорий.

Материалы исследований включены в авторский тематический курс «Сейсмостратиграфический и сейсмофациальный анализ», подготовленный для специализированного обучения сотрудников ПАО «Газпром нефть» в созданном компанией Центре Профессионального Роста (ЦПР).

Научная новизна.

1. Уточнена сейсмостратиграфическая модель изучаемой территории по результатам сейсмических исследований МОГТ 3D для временного интервала, соответствующего неогеновым отложениям. Представленная модель включает пять сейсмостратиграфических комплексов. По каждому сейсмостратиграфическому комплексу определены особенности сейсмического изображения, позволяющие идентифицировать комплекс на вертикальных и погоризонтных сейсмических сечениях в условиях отсутствия скважинной информации.

2. Разработаны методические основы объектно-ориентированного сейсмогеологического анализа, позволяющего развивать традиционные подходы сейсмофациального анализа в направлении более детальной геологической интерпретации локальных седиментационных объектов. На основе разработанного подхода типизированы сейсмические изображения оползневых дислокаций для условий эпиконтинентального бассейна, выполнен анализ их морфометрических характеристик.

3. Определены доминирующие типы палеоречных систем позднепонтийского и плиоценового возрастов. Построены схемы заполнения Паннонского бассейна, уточняющие существующие научные представления об основных направлениях транспортировки материала.

4. Разработан способ численной оценки морфометрических параметров палеорусел, основанный на морфометрических зависимостях, установленных для современных русловых систем. Способ позволяет прогнозировать геометрические параметры литологических ловушек, проявленных в сейсмических материалах фрагментарно в силу ограничения разрешающей способности сейсмического метода.

Практическая значимость. Диссертация подготовлена в процессе реализации производственных и научных программ компаний ПАО «Газпром нефть» и НИС а.д. Нови Сад (Сербия). В период с 2011 год по 2017 год компанией ПАО «Газпром нефть» в юго-восточной части Паннонского бассейна проведены масштабные площадные сейсморазведочные исследования. Задачи, поставленные перед геологоразведочными работами, продиктовали необходимость создания региональной модели бассейна; активизировали поиск и внедрение новых приемов эффективной сейсмогеологической интерпретации, направленной на снижение рисков изучения малоразмерных ловушек литологического и комбинированного типов.

Результаты проведенных исследований с использованием объектно-ориентированного сейсмогеологического анализа открывают новые возможности детальной интерпретации сейсмических материалов для картирования ловушек литологического и комбинированного типов. Внедрение разработанных приемов, включая способ численной оценки морфометрических параметров палеоканалов, способствует снижению рисков и повышению эффективности геологоразведочных работ.

Построенная прогнозная схема нефтегазоносности юго-восточной части Паннонского бассейна и прилегающих территорий в настоящий момент является основой перспективного планирования геологоразведочных работ в регионе.

Реализация работы в производстве. Разработанные подходы объектно-ориентированного сейсмогеологического анализа использованы в практической работе предприятий ООО «Газпромнефть НТЦ», НИС а.д. Нови Сад и НТЦ НИС (Сербия) в проектах по комплексной интерпретации геолого-геофизических данных на площадях сейсмических съемок МОГТ 3D Итебей, Кикинда, Чока, Милошево,

Кумане, Мартонош-Велебит, Сираково, Турья I и Турья II, в проекте по созданию региональной геологической модели Паннонского бассейна, НИР по классификации амплитудных аномалий; в процессе оперативного анализа новых активов (на территории Венгрии и Хорватии), существующих концессий на территории Венгрии и Румынии в рамках ежегодных договоров по сопровождению ГРП.

Основные защищаемые положения:

1. Сейсмогеологическая модель неогеновых отложений Банатской зоны нефтегазонакопления включает пять сеймостратиграфических комплексов, выделенных в соответствии с характером сейсмического изображения и региональными этапами геологического развития Паннонского бассейна. Особенности сейсмического изображения в каждом комплексе формируются локальными геологическими событиями, характеризующими доминирующий тип седиментационной системы.

2. Объектно-ориентированный сейсмогеологический анализ обеспечивает возможность прогнозирования и оценки морфометрических характеристик локальных геологических событий на основе детальной интерпретации, осуществляемой в соответствии с концептуальной моделью седиментационной системы и способствующей получению изображения, приближенного к реальным формам палеообъекта.

3. Для палеорусел и их отдельных элементов, закартированных по сейсмическим материалам, численная оценка морфометрических характеристик позволяет прогнозировать параметры отдельных элементов меандрирующей системы не проявленных в сейсмическом изображении, но представляющих интерес для оценки объема литологической ловушки. Прогноз осуществляется на основе морфометрических зависимостей, установленных для современных речных систем.

4. По результатам комплексного сейсмогеологического анализа Банатской зоны нефтегазонакопления Паннонского НГБ определен потенциал литологически ограниченных залежей и построена прогнозная схема нефтегазоносности региона, представляющая собой основу для планирования дальнейших геологоразведочных работ на территории Сербии, Венгрии, Румынии.

Апробация работы. Автором по тематике сейсмогеологической интерпретации опубликовано 35 работ. Материалы, изложенные в диссертации, представлены и обсуждались на региональных и международных конференциях: «Конгресс геологов Сербии» (Доньи Милановац, 2014 г., Врнячка Баня, 2018 г.), «Конгресс геологов Хорватии» (Осиек, 2015 г.), «Проблемы и достижения современной нефтегазовой геологии» (Калининград, 2014 г.), «Петромодел» (Петергоф, 2015 г.), «Моделирование седиментационных систем» (Тронхейм, 2016 г.), ежегодные конференции EAGE (Вена, 2015 г., Париж, 2016 г.), «Геомодель» (Геленджик, 2016 г., 2017 г.), "Сейсмические технологии" (Москва, 2017 г.).

Структура и объём диссертации. Диссертация состоит из введения, 9 глав, заключения с основными результатами и выводами.

В главе 1 «Методология исследований. Объектно-ориентированный сейсмогеологический анализ» акцентируется внимание на основных методологических подходах, раскрывается суть объектно-ориентированного сейсмогеологического анализа, анализируются технологические приемы объектно-ориентированной интерпретации.

Геологическая характеристика территории, сейсмогеологические условия которой позволили сформулировать ключевые положения объектно-ориентированного сейсмогеологического анализа для прогнозирования морфометрических характеристик отдельных седиментационных объектов, приводится в главе 2 «Современные представления об эволюции Паннонского бассейна и особенностях его геологического строения».

Глава 3 «Нефтегазоносность» посвящена общей оценке перспективности территории для дальнейших геологоразведочных работ.

В главе 4 «Сеймостратиграфический анализ: выделение сеймостратиграфических комплексов в сейсмогеологических условиях юго-восточной части Паннонского бассейна» приводится обзор сеймостратиграфических исследований, выполненных за последние годы в юго-восточной части Паннонского бассейна, анализируются ключевые характеристики, формирующие индивидуальность каждого ССК.

В главе 5 «Классификация амплитудных аномалий в толще понт-плиоценовых отложений» оцениваются результаты комплексного анализа амплитудных аномалий, которые рассматриваются как один из поисковых критериев в пределах региона.

В главе 6 «Объектно-ориентированная интерпретация локальных геологических событий» приводится типизация сейсмических образов оползней, конусов выноса, шлейфов склонов, анализ их морфометрических характеристик.

Глава 7 «Объектно-ориентированная интерпретация палеоканалов» включает описание полного цикла применения объектно-ориентированного сейсмогеологического анализа: от выявления объекта через его детальное картирование и параметризацию к восстановлению обстановки осадконакопления и реконструкции участков формирования коллекторов путем прогноза элементов палеосистемы, находящихся за пределами разрешающей способности сейсмического метода.

В главе 8 «Восстановление серии унаследованных геологических событий на основе объектно-ориентированного интерпретационного подхода» приводится пример применения метода для анализа истории геологического развития локальной зоны в пределах одной из депрессий.

Глава 9 «Опыт применения объектно-ориентированного подхода на Приобском месторождении ЗС НГБ» демонстрирует возможности применения объектно-ориентированного сейсмогеологического анализа для изучения объектов в неокотском комплексе Западной Сибири.

Объём диссертации составляет 264 страницы, содержит 128 рисунков и 13 таблиц. Список использованных источников включает 234 наименования.

Автор выражает глубокую признательность своим коллегам и руководителям в ООО «Газпромнефть НТЦ», ПАО «Газпром нефть», «НИС а.д. Нови Сад» (Сербия), НТЦ НИС Нафтагаз (Сербия).

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Паннонский бассейн расположен между Карпатской и Динаридской ветвями Альпийского пояса. Его размеры ориентировочно составляют 450 x 520 км. Внутреннее строение Паннонского бассейна частично отображается в современном рельефе: низменности в пределах дневной поверхности коррелируются с наиболее погруженными блоками основания и увеличенными мощностями неогеновых отложений. Характер залегания неогеновых отложений послужил одним из поводов для гипотезы о существовании жесткой глыбы в основании Паннонского бассейна, получившей название Паннонского срединного массива. Автор

этой гипотезы, доминирующей до начала 70-х годов, австрийский геолог Л.Кобер.

На рисунке 1 приводится обзорная карта Паннонского бассейна (Horváth et al., 2015; модифицированная Horváth et al., 2006).

Современные представления о формировании Паннонского бассейна и окружающих его горных массивов базируются на концепции тектоники плит (Kazmer, 1990; Костич, 2000; Huismans, 2002; Jarosinski, 2009; Dombrádi, 2010; Кутас, 2014; Horvath, 2015 и др.). В рамках этой концепции геологическая история региона связана с коллизией Афро-Апулийско-Аравийского континента с Евразией. Предполагается, что в пределах южной окраины Евразийского континента в раннем палеогене существовали окраинные моря океана Тетис: Альпийско-Карпатское и Кавказско-Копетдагское. В конце эоцена в результате коллизии образовался сплошной массив суши, отделивший их от бассейнов древнего Средиземноморья, Месопотамии, Индийского океана.

К началу олигоцена Альпийско-Карпатский и Кавказско-Копетдагский бассейны превратились в систему внутриконтинентальных водоемов, получившей название Паратетис (Laskarev, 1924), с непостоянным режимом солености и кислородного обмена. В начальном цикле развития этой системы (ранний олигоцен – начало позднего олигоцена) существовала достаточно устойчивая связь с океаном. Первая кратковременная изоляция, сопровождающаяся значительным опреснением, произошла в конце раннего олигоцена.

К началу миоцена Паратетис разделился на Западную и Восточную части. Восточная часть, именуемая Эвксино-Каспийской, более чем в два раза превосходила Западную, Паннонскую часть, которая представляла собой узкий пролив, простиравшийся от Венского до Штирийского бассейнов в Закарпатье, с расширением в Трансильвании и ответвлением в Предкарпатский залив. Западный Паратетис с Восточным связывал Молдавский пролив. Сложная история взаимоотношений отдельных частей Паратетиса, их периодическая изоляция с последующим восстановлением сообщения между собой предопределили сложности в стратификации разновозрастных толщ. Полная изоляция Паннонского бассейна датируется концом сарматского времени (Невеская, 1984). С завершением процесса изоляции началось своеобразное развитие региона, которое отразилось в особенностях осадконакопления и в

значительном обеднении фауны (Невесская, 1984; Зоненшайн, 1987; Шимкус, 2005; Андреева-Григоривич и др., 2009).

Образовавшееся Паннонское море-озеро, глубиной около 1000 метров, опреснялось впадающими в него реками, которые приносили огромное количество терригенного материала. В этих условиях формировались клиноформные толщи бокового наращивания. В конце понта - начале плиоцена в регионе отмечаются активные тектонические подвижки. Прогрессивно сокращавшееся в размерах Паннонское озеро окончательно перестало существовать на рубеже плейстоцена и голоцена.

По современным представлениям о структурно-тектоническом строении региона, в основании Паннонского бассейна находится сложный набор блоков, сгруппированных в три микроплиты: ALCAPA – на севере, Тисса-Дакийская - в центральной части и на востоке, Ядранская - на юге (Balla, 1984; Csontos et al, 1992). Существует значительная неопределенность в том, что касается геометрии блоков, последовательности событий в их перемещении, характере этого перемещения (Костич, 2000). По данным современных палеомагнитных исследований микроплиты в процессе самоорганизации испытывали ротационные движения (Marton, 1986; Petrascu et al., 1990, 1994; Tunyi & Kovach, 1991; Marton et al, 1995; Kovach & Marton, 1998 et al.).

Плиты разделены Средневенгерской разломной зоной, предположительно сформированной в позднеолигоценое-раннемиоценовое время (Schmid et al., 2008).

Паннонский бассейн на начальном этапе своего формирования представлял собой бассейн задугового типа (Dolton, 2006). В истории его развития специалисты выделяют две фазы: синрифтовую и пострифтовую. Исследователи сходятся во мнении, что рифтогенез протекал по асимметричной схеме Б.Вернике, с образованием полуграбенов, ограниченных листрическими сбросами. Основной срыв достигал границы верхней и нижней коры, местами границы Мохо (Грачев, 1987, 1989; Лыскова, Яновская, 2013). Рифтовая стадия продлилась до среднего миоцена включительно. Существует предположение, что завершение рифтовой стадии не имеет единой временной границы, так как, по последним сейсмическим исследованиям, в восточной части бассейна процессы рифтогенеза продолжались вплоть до позднего миоцена (Horvath, 2015).

На границе сарматского и паннонского времени (средний - поздний миоцен) в пределах Паннонского бассейна произошла резкая смена

известково-щелочного магматизма на щелочно-базальтовый (Николаев, 2005). Результаты исследований петрохимических типов вулканизма приводятся как доказательство того, что начиная с рубежа 11.0-10.5 млн.лет превалировали условия растяжения литосферы. Существует предположение с позиций плюмтектоники, что в этот момент началось движение к поверхности мантийного диапира, диапазон перемещения которого оценивается с глубин 90-120 км до глубин 55 – 65 км (Николаев, 2005). Моделью мантийного диапира объясняются уникальные особенности бассейна: активный тектонический режим, утонение земной коры до 23-26 км, аномальные значения теплового потока (Хорварт, 1982; Кутас, 2014; Хуторской, 2014). На глубине 5 км температуры достигают 200 градусов, среднее значение теплового потока составляет 101 ± 6 мВт/ м² (Lenkey, 2002).

Современный этап изучения Паннонского бассейна связан с широким применением сейсмических исследований в модификации МОГТ 3D. Рисунок 2 иллюстрирует расположение сейсмических съемок МОГТ 3D и лицензионных участков, материалы которых проанализированы автором при подготовке диссертации. Основное внимание в диссертации сфокусировано на юго-восточной части бассейна, которая представляет собой зону повышенных толщин неогеновых отложений и соответствует, в структурно-тектоническом отношении, Банатскому грабену. Территория, включенная в эту обширную региональную систему грабенообразных прогибов, в пределах Сербии оценивается в 6500 км², с венгерским и румынским сегментами – в 15 000 км². По результатам последнего регионального обобщения, выполненного в 2015 году, в пределах Банатского грабена выделено 11 депрессий. Каждая из локальных депрессий представляет собой отдельную углеводородную систему. Аналитически установлена прямая зависимость между глубиной депрессии, её размерами и объёмом запасов. Например, в бортовой части самой глубокой депрессии – Мако Трог (более 7 км неогеновых отложений) находится месторождение Algyő, которое в совокупности с месторождениями Nagylengyel (Венгрия) и Suplacu de Barcau (Румыния) вмещает более четверти запасов нефти по бассейну. Приблизительно одна треть запасов газа сконцентрирована в двух месторождениях, одно из которых Algyő. В пределах Сербии наиболее значимыми являются месторождения Велебит, Кикинда, Кикинда-Варош, газовое месторождение Мокрин. Первые три месторождения обеспечивают одну треть годовой добычи

нефти Сербии, 14% приходится на месторождение Турья-север. По газу, треть годового производства обеспечивает месторождение Мокрин, большой вклад вносят месторождения Српска Црня, Итебей и Србобран.

Основными нефтематеринскими породами являются отложения баденского, сарматского ярусов среднего миоцена и паннонского яруса верхнего миоцена. Нефтематеринские толщи (НМТ) содержат преимущественно кероген III типа, местами II типа. Обогащенные органическим веществом отложения плиоценового возраста относятся к второстепенным НМТ (биогеенный газ). Подтверждено наличие нефтематеринских пород в палеогене (регионы южный и средний Банат). Условно нефтематеринские породы выделяют в меловом разрезе (регионы средний Банат и южная Бачка). В основании Карпато-Балканид и Динарид Сербии, Боснии и Герцеговины доказано существование нефтематеринских пород триасового и юрского возрастов.

По результатам моделирования, генерация углеводородов в отложениях среднего миоцена началась около 6-7 млн. лет назад и продолжается по настоящее время. НМТ вступают в фазу нефтяного окна при достижении погружения на 4-5 км, в фазу газового окна - более 5 км. Миграционный путь оценивается от 10 до 20 км и контролируется особенностями структурно-тектонического строения каждой из депрессий (Костич, 2000).

Коллектора и покрывки присутствуют по всему разрезу, этот фактор не является критичным при поисках новых месторождений.

Основные перспективы геологоразведочных работ связываются с поиском стратиграфических, литологических, тектонических экранированных ловушек УВ по всему разрезу осадочного чехла и в донеогеновом основании.

Исследования начала 2000-х позволили их авторам сделать заключение, что рациональные и целенаправленные геологоразведочные работы могут привести к открытию еще 20% от начальных запасов углеводородов в Сербии (Костич, 2000). В работе по региональному обобщению геолого-геофизических данных специалисты НТЦ НИС определили остаточные ресурсы на основе моделирования углеводородных систем по каждой депрессии. В северной части Банатского грабена (депрессии Бекеш, Мако, Деречка (территория Венгрии)) остаточные ресурсы оцениваются в 14 – 35%, в среднем Банате – 11 - 39%, в южном Банате – около 67%.

ОБОСНОВАНИЕ ЗАЩИЩАЕМЫХ ПОЛОЖЕНИЙ

Первое защищаемое положение. Сейсмогеологическая модель неогеновых отложений Банатской зоны нефтегазонакопления включает пять сеймостратиграфических комплексов, выделенных в соответствии с характером сейсмического изображения и региональными этапами геологического развития Паннонского бассейна. Особенности сейсмического изображения в каждом комплексе формируются локальными геологическими событиями, характеризующими доминирующий тип седиментационной системы.

В диссертации впервые обоснованы на материалах сейсморазведки МОГТ 3D региональные сеймостратиграфические комплексы с трехмерным представлением геологических объектов, характерных для каждого ССК.

Предшествующая региональная сеймостратиграфическая модель основана на материалах сейсмических исследований МОГТ 2D. Макроритмы в формировании неогеновой толщи установлены геологическими исследованиями в конце 60-х годов прошлого столетия. В работах 2000-х (Velić et al., 2002) они получили статус мегациклов второго порядка, длительностью в 6,8, 5,9 и 5,6 млн. лет. Мегациклы разделены региональными поверхностями несогласного залегания основных геологических комплексов. Первый мегацикл ограничен подошвой неогенового комплекса и поверхностью, ассоциированной с завершением синрифтовой фазы (Horvath, 1999; Pavelić, 2001; Fodor, 2005). Отложения второго мегацикла сформированы в условиях Паннонского моря-озера (Royden, 1988; Horvath, 1999) и заключены между региональным несогласием на границе синрифтового и пострифтового комплексов и региональным несогласием в подошве плиоценовых отложений. В пределах второго мегацикла существует региональное несогласие, называемое «паннонской эрозионной границей», идентифицированное с кровлей интервала среднемиоценового возраста. Отложения третьего мегацикла встречаются между приподнятыми блоками, результирующими наиболее молодые инверсионные движения плиоценового и четвертичного возрастов (Royden, 1988; Horvath, 1999).

Сейсмические исследования МОГТ 3D позволили уточнить существующую сеймостратиграфическую модель и наполнить ее объемным содержанием. В зависимости от полноты геологического

разреза в той или иной части бассейна количество сейсмических комплексов может изменяться. В диссертации приводится системное описание 5 сейсмостратиграфических комплексов (ССК) и интервала, ассоциированного с донеогеновым основанием. Для каждого комплекса проанализированы особенности сейсмического изображения и отображение в нем локальных событий, соответствующих конкретному периоду геологической истории.

В основании Паннонского бассейна находится гетерогенный и сложнопостроенный фундамент, состоящий из докембрийского и палеозойско-палеогенового комплексов. Согласно статистическим данным, к палеозойско-палеогеновому комплексу приурочено в регионе 42% залежей нефти и 15% залежей газа. Выделяются залежи, сформированные в приповерхностной части фундамента (месторождение Турия); залежи в ловушках внутри фундамента (месторождение Русанда); массивные залежи с общим ВНК с синрифтовым комплексом (месторождение Элемир).

На протяженных региональных профилях сейсмическое изображение в интервале разреза, сопоставляемом с донеогеновым основанием, резко отличается от других интервалов и характеризуется нерегулярными хаотическими отражениями. Отдельные оси синфазности или цуги волн отмечаются фрагментарно, как на разрезах МОГТ 2D, так и на вертикальных сечениях материалов МОГТ 3D. При наличии скважинной информации сейсмические отражения можно стратифицировать, но проследить поверхности, как правило, не удается.

С фундаментом в регионе связываются большие перспективы, в настоящий момент отмечается недостаточная изученность его структурно-тектонического строения и углеводородного потенциала.

ССК 1. Синрифтовый комплекс. Нижний миоцен. Отложения нижнего миоцена в пределах Паннонского бассейна сохранились локально. Их спорадическое распространение характеризует наиболее погруженные и продолжавшие погружение в синрифтовую фазу развития бассейна блоки донеогенового основания. Основная концептуальная модель образования нижнемиоценовых отложений - «шлейфы нарушенных разломами склонов». На территории Сербии в пределах изученных площадей нижний миоцен представлен континентальными терригенными отложениями.

К нижнемиоценовым отложениям в регионе приурочено 6% залежей нефти и 6% залежей газа. Типы ловушек: структурные, структурно-

тектонические, литологически экранированные. Продуктивные пласты сложены преимущественно грубообломочными терригенными породами: конгломератами, брекчиями, песчаниками, в меньшей степени: алевролитами и разнородными песчаниками. Отмечается значительная фациальная и мощностная дифференциация отложений. Например, в пределах одного из крупных месторождений общая мощность пластов-коллекторов изменяется от 3 до 26 м, пористость – от 6,2 до 22,2%. Дебиты нефти при испытании в колонне составляют от 0,2 до 50 м³/сут.

Сейсмостратиграфический комплекс, сопоставляемый с отложениями нижнего миоцена, в подошве ограничивается поверхностью донеогенового основания, в кровле - отражающим горизонтом, стратиграфически идентифицируемым как кровля отложений раннемиоценового возраста. ССК в разрезе характеризуется чередованием как протяжённых, так и локально выраженных осей синфазности. Фрагментарность сейсмического изображения на разрезах и слайдах можно связать с этапностью поступления материала, заполняющего впадины палеорельефа. В пределах отдельных участков рисунок в виде серии наклонных осей синфазности соответствует характерному отображению оползневых процессов.

ССК 2. Синрифтовый комплекс. Средний миоцен. В соответствии с региональной стратиграфической схемой (территория Центрального Паратетиса) среднемиоценовые отложения подразделяются на баденский и сарматский ярусы, частично к ним относятся низы паннонского яруса. Детальная стратиграфия внутри комплекса среднемиоценовых отложений возможна только на основе микропалеонтологического анализа. В Восточном Паратетисе баденским отложениям соответствуют отложения тархана, чокрака, карагана и конки; сарматским и паннонским – сармата.

Отложения среднего миоцена сформированы в синрифтовую фазу развития бассейна и представляют собой базальные образования, перекрывающие палеозойско-мезозойское основание или толщи нижнего миоцена. Начало баденского времени ознаменовалось крупной трансгрессией, которая привела к открытию коридора сообщения с Мировым океаном. Осадконакопление происходило преимущественно в условиях разобщенных бассейнов, сообщение между которыми периодически восстанавливалось. Отложения бадена представлены обломочными и карбонатными породами, отмечается широкое присутствие вулканогенного материала.

Сарматские отложения накапливались преимущественно в мелководно-морских условиях. Нижний сармат представлен конгломератами, песчаниками, глинистыми мергелями, породами вулканогенно-осадочного комплекса, органогенными известняками, тонкослоистым переслаиванием глин, алевролитов, мергелей, песчаников. Верхний сармат характеризуется наличием песчаников, мергелистых песчаников, мергелей и алевролитов.

К среднемиоценовым отложениям в регионе приурочено 40% залежей нефти и 19% залежей газа.

ССК 2 в подошве ограничен отражающим горизонтом, ассоциируемым с поверхностью донеогенового основания, или с кровлей нижнемиоценовых отложений, в зависимости от полноты геологического разреза. Верхней границей комплекса является акустическая граница на контакте с отложениями позднемиоценового возраста.

Целевые интервалы разреза вблизи поверхности основания, как правило, осложнены интерференцией. Дополнительные осложнения в волновое поле вносят многочисленные тектонические нарушения. Поэтому в корреляцию отражающих горизонтов закладывается высокая неопределенность, которая зачастую приводит к негативным результатам геологоразведочного процесса.

В пределах участков, характеризующихся полным разрезом отложений среднемиоценового возраста, на сейсмических разрезах можно выделить интервалы с «морским» заполнением и «континентальным». В первом случае сейсмическое изображение более контрастно и состоит из достаточно протяженных и амплитудно выраженных осей синфазности; во втором случае выглядит более приглушенно и хаотично. Погоризонтные слайсы характеризуются мозаичной картиной. Явно выраженных геологических событий в сейсмическом материале не отображается, но возможность подобрать поисковый критерий на основе особенностей сейсмического изображения сохраняется. Это могут быть более четко выраженные фазы, локальные амплитудные максимумы или минимумы. Примером эффективно сформированного поискового критерия на основе особенностей сейсмического изображения служит открытие месторождений-спутников в регионе Средний Банат (Попов и др., 2015).

ССК 3. Пострифтовый комплекс. Верхний миоцен (паннон, нижний понт). В пределах территории Сербии верхнемиоценовые

отложения несогласно залегают на среднемиоценовых, подразделяются на паннонский и понтийский комплексы.

Паннонские отложения формировались, в основном, в глубоководных озерных условиях; имеют более широкое распространение, чем среднемиоценовые отложения; представлены мергелями, известняками, переслаиванием глин и песчаников; считаются одной из основных нефтематеринских толщ бассейна. По оценкам исследователей, максимальная глубина Паннонского моря-озера составляла около 1000 метров. В последующем глубины заметно уменьшились, и проградационная толща (ССК 4) формировалась уже в бассейне глубиной от 300 до 600 метров (Костич, 2000).

Стратиграфическая идентификация отложений строится, в основном, на озерной биоте. В венгерской части им соответствуют формации Endrod и Szolnok.

Нижний понт в регионе представлен отложениями мергелисто - глинисто – песчаной ассоциации, которая характеризуется чередованием от серых до темно-серых песчаных мергелей, однородных глинистых мергелей, серо-коричневых мергелистых известняков со слоями и прослойками серых мелководных карбонатных песчаников и песков.

К отложениям паннона и нижнего понта приурочено 9% залежей нефти. По месторождениям газа: в панноне – 7%, в нижнем понте – 33%.

Для ССК 3 на сейсмических разрезах характерны выдержанные, достаточно хорошо прослеживаемые отражения. В пределах депрессий и их бортовых частей на палеоизохронных срезах (слайсах) отмечаются локальные зоны, по форме интерпретируемые как конусы выноса. Вдоль осевых направлений депрессий выделяются характерные только для этого интервала образования в стиле оползневых «потоков». На разрезах они проявляются в хаотичном изображении, уверенно опознаются на седиментационных (погоризонтных) слайсах, в плане имеют вытянутые очертания. Такое распределение конусов выноса и оползневых потоков свидетельствует о трех направлениях в заполнении депрессий: с бортов и вдоль осевой части. Предположительно, формирование оползневых потоков происходило в момент активизации тектонических движений.

ССК 4. Пострифтовый комплекс. Верхний миоцен. Клиноформный комплекс (понт). В течение понта Паннонский бассейн активно заполнялся. Клиноформный комплекс представлен преимущественно терригенными отложениями. Глубина бассейна

оценивается в 300-600 метров, длина склона в 5-7 км, угол его наклона в 1-2 градуса (Sztano, 2013; Horvath, 2015).

В толще пантийского и плиоценового возрастов в юго-восточной части Паннонского бассейна к настоящему моменту выявлено 97 месторождений углеводородов: 46 месторождений находится в отложениях нижнего понта, 33 – в отложениях верхнего понта и 18 – в отложениях плиоцена. Одна шестая часть запасов и ресурсов сосредоточена в отложениях верхнего понта и плиоцена, остальные - в отложениях нижнего понта.

По статистическим данным стратиграфической приуроченности, от общего числа месторождений, в отложениях верхнего понта и плиоцена находится 4% месторождений нефти и 20% месторождений газа.

Типы ловушек: структурные, структурно-тектонические, литологические и комбинированные.

Отражающие горизонты, фиксирующие подошву и кровлю клиноформного комплекса, как правило, прослеживаются в пределах локальных участков и не относятся к категории региональных реперных горизонтов.

Для сейсмического разреза в пределах интервала, соответствующего клиноформному комплексу, характерно наличие сигмоидных амплитудно выраженных отражений. Составляющие их оси синфазности по падению и восстанию сближаются с осями синфазности, характеризующими отражающие границы в подстилающих и перекрывающих интервалах.

Специфичными особенностями сейсмических разрезов клиноформного комплекса являются фрагменты с нерегулярным хаотичным изображением. В отдельных случаях хаотичность имеет определенную внутреннюю структуру, выраженную в серии субпараллельных наклонных к общему тренду осей синфазности. Эти участки отождествляются с проявлением оползневых процессов.

Сейсмогеологические условия ССК 4 способствуют изучению целостной системы: «шельф – склон – подножие». На погоризонтных слайсах, соответствующих палеоизохронным поверхностям, отображаются дельтовые палеоканалы в шельфовой части, подводящие каналы конусов выноса и оползневые объекты на склоне и в подножии склона, лопасти конусов выноса в фондофоррменной части клиноформ. Перечисленные геологические события позволяют определить ключевые направления транспортировки материала. Предыдущими исследованиями по материалам региональных профилей установлено 4 системы: Палео-

Дунай, Палео-Тисса, Палео-Марос и Палео-Сава (Magyar, 2013). По данным МОГТ 3D подтверждается доминирующее направление заполнения Банатского грабена, определяемое с северо-запада на юго-восток (Палео-Тисса). В процессе обобщения материалов и работы над диссертацией в пределах субширотной Сербобранской депрессии было выделено новое зональное направление: с юго-запада на северо-восток. Установление этого направления в заполнении Банатской депрессии позволяет скорректировать палеографические схемы Паннонского озера на начало плиоцена. На существующих схемах остаточный бассейн имеет изометричную субширотную форму и охватывает участки Савской, Банатской депрессий, включает территорию субширотной Сербобранской депрессии (Leever, 2011). Результаты выполненной интерпретации свидетельствуют о том, что к концу понта границы озера не распространялись западнее современного течения реки Тисса.

ССК 5. Пострифтовый комплекс. Верхний миоцен (верхний понт) – плиоцен. Клиноформный комплекс перекрыт отложениями верхнего понта и плиоцена, сформированными в условиях обширной озерно-аллювиальной равнины. Геологический разрез представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, мергелей, глинистых отложений, а также угольных прослоев и пластов.

В толще верхнего понта и плиоцена разведаны и разрабатываются небольшие газовые залежи, приуроченные к локальным поднятиям. Результаты сейсмофациального анализа по данным МОГТ 3D позволяют констатировать тот факт, что большинство ловушек, считавшихся до этого структурными, представляют собой структурно-литологические образования.

Интервал сейсмического разреза, сопоставимый с толщиной отложений верхнего понта – плиоцена, характеризуется прерывистыми осями синфазности, наличием локальных аномалий, отсутствием устойчивых по латерали опорных отражающих горизонтов. Отражения, ассоциированные с границей верхний понт – плиоцен, как правило, интерференционные и динамически невыдержанные.

По данным сейсмофациального анализа в отложениях понт-плиоценового возраста предполагается наличие меандрирующих и разветвленных рек, определено доминирующее субмеридиональное направление русел в пределах Банатского грабена, что отражает положение геоструктурных элементов и общие тренды в тектонических процессах.

Для сейсмического изображения в ССК 4 и ССК 5 характерно наличие амплитудных аномалий типа «яркое пятно». Традиционно они рассматриваются в качестве поисковых критериев. Однако результаты бурения последних пяти лет продемонстрировали, что природа аномалий не связана исключительно с наличием углеводородов. Успешность разбуривания объектов, выделенных на основе картирования амплитудных аномалий, составила всего 21%. Комплексный анализ данных позволил установить, что контрастных аномалий, амплитудные значения которых в 10 раз превышают общий фон, около 10 %, а из общего числа открытых месторождений в амплитудных аномалиях проявляются только 35%.

В рамках работы выполнена классификация амплитудных аномалий по сейсмофациальным зонам. Анализ результатов позволил сделать предположение, что наибольший риск в выявлении «ложных» объектов связан с амплитудными аномалиями, приуроченными к фациальным обстановкам проделты и склона, так как процент месторождений, выявленных в склоновой части составляет 18% от общего числа, а аномалий – 57%.

Большинство аномалий характеризуются в плане определенной формой, сопоставимой с формами седиментационных объектов, что еще раз подчеркивает роль литологического фактора в формировании особенностей волнового поля. Например, в интервале, ассоциированном с условиями озерно-аллювиальной равнины, аномалии принимают линейные и синусоидальные формы, характерные для палеорусел; изометричные локальные формы, характерные для мелких озерно-болотных образований; серповидные формы, характерные для отдельных узнаваемых элементов аллювиальной системы, таких как старицы. Высока вероятность того, что аномалии в волновом поле могут быть спровоцированы пластами угля, характерными для данных обстановок осадконакопления и небольшими скоплениями биогенного газа. Для участков проделты и склона наличие аномалий зачастую пространственно коррелируется с развитием оползневых фаций. Высказывается предположение, что аномалия создается акустически контрастными пластами мергелей, которые, в свою очередь, обеспечивают облегченное скольжение залегающих на них осадков и являются одним из элементов целостного механизма формирования оползней.

Общий анализ региональных сеймостратиграфических комплексов и особенностей волнового поля позволяет сделать вывод, что сейсмогеологические условия региона способствуют получению информативного исходного материала для реализации объектно-ориентированных интерпретационных подходов.

Второе защищаемое положение. Объектно-ориентированный сейсмогеологический анализ обеспечивает возможность прогнозирования и оценки морфометрических характеристик локальных геологических событий на основе детальной интерпретации, осуществляемой в соответствии с концептуальной моделью седиментационной системы и способствующей получению изображения, приближенного к реальным формам палеообъекта.

Объектно-ориентированный сейсмогеологический анализ рассматривается автором как целостный методологический подход для изучения геологических обстановок осадконакопления, в которых формируются локальные объекты, нарушающие условно плоскопараллельный характер среды. Эти объекты представляют собой отдельные седиментационные события, оказывающие существенное влияние на волновое поле и создающие индивидуальный образ в сейсмическом изображении. Наличие того или иного объекта изначально прогнозируется в целевом интервале исследований на основании базовой концептуальной модели. В отличие от оригинальных для каждой площади взаимосвязей между фаціальным составом отложений и особенностями волнового поля, геологическое событие обычно формирует узнаваемый образ в сейсмическом изображении не только на разных площадях, но и в разных регионах. Объектно-ориентированный подход согласуется с системным подходом изучения геологической среды, который предусматривает ее декомпозицию с построением иерархии пространственно-связанных частей, в данном случае, геологических объектов. Схема объектно-ориентированного сейсмогеологического анализа приводится на рисунке 3.

Автор позиционирует объектно-ориентированный сейсмогеологический анализ как последовательное развитие существующих методов, заложенных в основу сеймостратиграфического анализа, секвенс-стратиграфического анализа и сейсмофаціального анализа (П. Вейл, Р. Митчем, 1975). Метод основывается на детальной интерпретации объекта и/или его элементов, отвечающих базовой

концептуальной модели. Допущение, что практически каждый фрагмент сейсмического изображения может нести в себе определенную информацию о геологических событиях, предполагает: корреляцию максимально возможных вариантов палеоизохронных поверхностей в пределах целевого интервала исследований; корреляцию отдельных локальных событий; объемное выделение объекта из массива сейсмических данных. Объектно-ориентированный подход допускает условно-фазовую корреляцию (фазовые переходы) с целью формирования целостной картины геологического объекта. Для результатов подобной корреляции А.А. Нежданов ввел понятие «сейсмогеологический горизонт» (Нежданов, 2004) и обосновал, что подобные подходы являются единственно возможными для картирования сложнопостроенных ловушек в клиноформных шельфовых отложениях неокома Западной Сибири. Качество условно-фазовой корреляции контролируется погоризонтными слайсами, скважинными данными, сейсмогеологическим моделированием.

Применение объектно-ориентированного сейсмогеологического анализа с целью прогнозирования и оценки морфометрических характеристик локальных геологических событий рассматривается в диссертации на примере детальной пообъектной интерпретации ССК 3, ССК 4, ССК 5.

Физические процессы, запечатленные в отложениях Паннонского моря-озера, аналогичны процессам, связанным с морскими образованиями. В строении озерной котловины выделяются шельф, бровка шельфа, склон, подножие склона, глубоководное дно. Механизмы заполнения бассейнов также во многом сопоставимы: непрерывная последовательность процессов переноса и переотложения вещества в подобных условиях приводится в работе Х. Рединга (1990). Начальным членом ряда зафиксирован обвал, конечным – мутьевой поток с очень низким содержанием осадочного материала. В сейсмических данных находят свое отображение лишь отдельные акустически контрастные геологические события, связанные с этим глобальным процессом. В основном, это оползневые образования и отдельные элементы системы конусов выноса.

Интерес к изучению подводнооползневых дислокаций, как отдельной группе геологических явлений со своими специфическими особенностями, прослеживается с начала прошлого века в работах Н.Н. Горностаева (1925); А.Д.Архангельского и Н.М. Страхова (1930); Н.Б.

Вассоевича и С.Т. Короткова (1935); И.А. Конюхова (1947); В.В. Тихомирова и В.Е. Хаина (1947), В.А. Гроссгейма (1948), З.А. Мишуниной (1950) и др.

В обнажениях палеооползней идентифицируются, прежде всего, по наличию смятых слоев среди субгоризонтально залегающих пород. Слои могут быть перевернуты, нарушены внутренними сбросами и надвигами. Интенсивность этих дислокаций проявляется от первых сантиметров до десятков метров. Интервалы могут включать брекчии, образованные в процессе сползания уплотненных слоев песчаников или других плотных пород.

На сейсмических разрезах это геологическое событие не менее узнаваемо, чем в обнажениях горных пород или при наблюдении современных аналогов. В материалах сейсмических исследований МОГТ 2D крупные оползневые образования могут проявляться отдельными интервалами сейсмической записи с хаотичным распределением обрывков осей синфазности как целостный сеймостратиграфический комплекс. На временных и погоризонтных срезах, картах сейсмофаций по материалам МОГТ 3D оползневые объекты имеют много индивидуальных особенностей. В отдельных случаях, удается выявить все элементы строения классического оползневой объекта: поверхность скольжения, тело оползня, стенку отрыва, напорный оползневой вал и другие, более мелкие элементы внутреннего строения.

Активное развитие оползневых процессов установлено в отложениях понта юго-восточной части Паннонского бассейна (ССК 3 и ССК 4). Во время позднего миоцена речные системы транспортировали материал с окружающих горных массивов и активно заполняли бассейн. Высокие скорости осадконакопления, слабо консолидированные толщи, медленные поступательные тектонические движения отрицательного знака способствовали оползанию подводных склонов.

В диссертации выполнена типизация сейсмических изображений, характерных для оползневых объектов, и проанализированы их морфометрические характеристики.

Первый тип (сейсмообраз) представлен на рисунке 4, проявляется на слайсах в виде характерного рисунка концентрических дуг. Размер в диаметре гипотетической окружности от 2 до 5 км. Направление гравитационного оползания предполагается по нормали (радиусу) длинной дуги к условному центру концентрических линий. Среди современных примеров оползания склонов как подводных, так и

наземных можно найти много аналогов подобной формы, которую обычно описывают как «амфитеатр». Непосредственно сам «амфитеатр» формируется в верхней части склона, в зоне отрыва оползневых масс. В сейсмическом разрезе интервал, ассоциированный с подобного рода образованиями, отличается хаотичным рисунком или, наоборот, серией осей синфазности, упорядоченных, параллельных друг другу, но наклонных по отношению к нижерасположенному ближайшему опорному горизонту. Существование нескольких подобных объектов с латеральным перекрытием приводит к формированию более сложного сейсмического изображения, в котором, тем не менее, также просматриваются элементы концентрических дуг.

Второй тип (сейсмообраз) характеризуется изображением, на первый взгляд, близким первому типу. На слайсе, представленном на рисунке 5, можно увидеть кажущиеся визуально похожими с первым типом концентрические дуги, но отображают они совсем другой процесс. Анализ расположения палеосклона и изображения на погоризонтном сейсмическом слайсе позволяет сделать вывод, что концентрические линии передают отдельные границы, сформированные в процессе оползания, оплывания и, частично, растекания осадочной обводненной массы. Возможно, отдельные отражения сформированы внутренними границами от нескольких итераций оползневого процесса. Концентрические линии расходятся от предполагаемого центра по направлению оползания. Вероятно, первый и второй типы отображают два взаимосвязанных элемента одного события. В первом случае, в верхней части склона сохраняются элементы строения, характерные для стенки отрыва оползня, границы с перекрывающимися отложениями являются акустически контрастными, однако, по каким-то причинам, в волновом поле не проявляются сползшие к подножию оползневые массы. Во втором случае, проявляют себя отражающие границы, связанные с телом оползня, но нет возможности восстановить палеоизохронную поверхность, чтобы интерпретировать верхнюю часть склона. Возможно, верхняя часть склона сnivelирована серией последующих геологических событий.

Третий тип (сейсмообраз) характеризует локальные объекты вытянутой формы в направлении оползания, проиллюстрирован на рисунке 6. На вертикальных сечениях объекты не всегда проявляются, но на погоризонтных срезах характеризуются узнаваемой вытянутой формой с типичным соотношением размеров: существенное превышение

длины над шириной. Форма, предположительно, указывает на более высокую степень пластичности процесса. Ширина подобных объектов достигает от 1.0 до 3.0 км, длина пути транспортировки материала оценивается в 7 – 10 км. Подобный тип, вероятно, можно отнести к оползневым потокам. Закартированные объекты характерны для осевых частей депрессий и приурочены, как правило, к интервалу, сопоставимому с отложениями нижнего понта.

В пределах одной из площадей закартирован уникальный для изучаемой территории контрастный оползневой объект, представленный на рисунке 7, приуроченный к региональному тектоническому шву. На разрезе объект проявлен серией локально выраженных субпараллельных наклонных осей синфазности в интервале, сопоставляемом с толщиной отложений нижнего понта. По данным единственной скважины, интервалу соответствует тонкое переслаивание глин, алевролитов, аргиллитов, песчаников, мергелистых глин. В кровле отложений верхнего понта отмечается присутствие углистого материала. Временная мощность пакета наклонных отражений -70-80 мсек (70-100 м), они расположены под острым углом по направлению движения оползня. В плане объект имеет вытянутую форму в юго-западном направлении (по направлению движения), размеры по длинной оси около 2,2 км, по ширине: 1,4 - 1,6 км. Обоснованием тектонической природы оползня служит тот факт, что направление движения оползня не совпадает с общим региональным трендом транспорта материала (Рисунок 7).

Оползневых объектов, которые можно интерпретировать как структурные оползни, не установлено.

В настоящий момент по Паннонскому бассейну нет информации об обнаружении месторождений, приуроченных к оползневым образованиям. Поэтому в интерпретации аккумулятивных объектов клиноформного комплекса важно вычленять оползни в отдельную категорию, отличную от конусов выноса которые считаются традиционно перспективными для обнаружения литологических ловушек.

В пределах клиноформного комплекса (ССК 4) на палеоизохронных поверхностях по результатам сейсмофациального анализа можно выделить три типа конусов выноса: одиночные конусы выноса, сложносочлененные конусы выноса и конусы прорыва. Одиночные конусы представлены фациями подводящих и питающих каналов, небольшими фронтальными лопастями, фоновыми отложениями

подножия склона. Сложносочлененные объекты отличаются многочисленными линзовидными телами с глинистыми перемычками. Выделенные по керну фации подтверждают турбидитовый генезис отложений, отмечается наличие преимущественно мелкозернистых песчаников.

В процессе изучения клиноформного комплекса, закартированные, согласно концептуальной модели, лопасти конусов выноса характеризуются овальной формой, длинная ось соответствует направлению транспортировки материала. На рисунке 8 представлен один из подобных объектов. Статистический анализ данных позволяет сделать вывод, что наиболее реальный размер геологического события находится в диапазоне значений от 1 до 8 км². Объекты, площадью выше этих значений, возможно, представляют собой серию лопастей. Если обратиться к статистике по всем месторождениям региона, то 94% литологических залежей по площади соответствуют значениям до 2.5 км².

Сейсмогеологический мониторинг размещения эксплуатационных и разведочных скважин позволил практическим путем убедиться в целесообразности объектно-ориентированного подхода для углубленного сейсмогеологического анализа исходных данных.

Третье защищаемое положение. Для палеорусел и их отдельных элементов, закартированных по сейсмическим материалам, численная оценка морфометрических характеристик позволяет прогнозировать параметры отдельных элементов меандрирующей системы не проявленных в сейсмическом изображении, но представляющих интерес для оценки объема литологической ловушки. Прогноз осуществляется на основе морфометрических зависимостей, установленных для современных речных систем.

По результатам интерпретации отдельных горизонтов в толще ССК 5 определено доминирующее субмеридиональное направление русел. На основе сейсмофациального анализа установлено наличие разнообразных форм речных систем. В отдельных временных интервалах широко развиты меандрирующие русла; отмечаются локальные участки ограниченного меандрирования, которые могут быть связаны как со стабилизацией тектонического режима, так и с процессами воздымания территории. В последнем случае меандрирование подпадает под определение «вынужденное». Предполагается существование

разветвленных рек, фрагментарно присутствуют и спрямленные участки русел.

Такое многообразие форм отвечает общим представлениям о геологической истории региона. В течение позднего понта и плиоцена в регионе продолжалась тектоническая активность. В совокупности с глобальными вариациями климата тектонические процессы влияли на питание рек и густоту речной сети (особенно для горных районов), на эрозионные процессы (при воздымании блоков), на морфологию речных долин и направление русел.

Детальное картирование палеорусловых объектов и их параметрическое описание имеет важное значение для прогноза коллекторских свойств. В интервале понт-плиоценовых отложений проинтерпретированы палеоизохронные поверхности и выбраны для изучения отдельные слайсы с наиболее четко выраженными меандрирующими палеоканалами. На рисунке 9 представлен один из параметризованных объектов. По каждому из выбранных русловых объектов выполнены замеры высоты излучины (А), ширины пояса руслоформирования (меандрирования, В), длины излучины (С), шага излучины (С/2). Выборка составила 56 значений. На основании статистического анализа получены следующие значения: параметр А изменяется от 400 до 2000 м (среднее значение – 1200 м); В – от 100 до 4800 м (2400 м); С – от 900 до 4000 м (2100 м); С/2 – от 2000 до 7000 м.

Анализ трендов изменения соотношения полупериода к амплитуде излучины позволил сгруппировать объекты тестовой выборки по принадлежности к определенным типам речных систем. Например, рост амплитуды с сокращением шага излучин свидетельствует о переходе от рек с блуждающими руслами к меандрирующим рекам в результате падения скорости потока и уменьшения уклона. Русла с отношением шага излучины к ее амплитуде в 2-2.5 обычно классифицируются как извилистые, а процесс меандрирования русла есть увеличение этого начального изгиба по мере последовательного причленения к выпуклому берегу русла грядовых русловых форм, их зарастания, стабилизации и включения в пойменный массив. В целом подтвердились выводы первоначальной интерпретации о широком развитии меандрирующих речных систем и разветвленных рек.

Типичные параметры для современных изолированных поясов меандрирования находятся в диапазоне значений от 1000 до 5000 м; ширина русел варьируется от первых десятков до нескольких сотен

метров, редко до 2000 м, мощность от 5.0 до 15-20 м. По ширине пояса меандрирования параметризованные палеосистемы коррелируются с современными. Следовательно, можно ожидать такое же соответствие и по другим параметрам. Поэтому, если в палеоварианте по сейсмическим материалам интерпретируется объект «запредельной» ширины, то с высокой долей вероятности, это результат отображения в волновом поле мультигоризонтального причленения русел.

Учитывая соотношение радиуса (в авторском допущении - амплитуды) излучины (A) к ширине русла (d) $A = 7 \dots 8d$ для свободно меандрирующих рек, расчётная ширина русла для тестовой выборки будет составлять от 80 до 275 м.

Значения параметров палеорусел, полученные в результате проведенного исследования, сопоставимы с современными аналогами, что в очередной раз подтверждает правомерность использования последних для общего анализа геологических процессов и явлений более ранних геологических периодов (кайнозойского).

В пределах русел меандрирующих речных систем, характерных для относительно равнинных областей, с малым градиентом уклона местности и развитым растительным покровом, происходит накопление достаточно мелкозернистого материала. В старицах отмечается преимущественно глинистое осадконакопление. Хорошие коллектора, как правило, приурочены к песчаным косам (аккреционным комплексам), сформированным за счет бокового наращивания. Для этих образований характерны высокая неоднородность и сложная сигмовидная морфология. Их изучение сейсмическими методами достаточно затруднительно, вследствие ограничений в латеральной и вертикальной разрешающей способности. Однако, опираясь на закономерность, установленную J.D.Collinson (1978 г.) для расчета пояса меандрирования (B) по средней мощности меандровой отмели (аккреционного комплекса), можно решить обратную задачу и вычислить предполагаемую толщину песчаных тел.

$$B = 64.6 * h^{1.53}, \text{ где } h - \text{средняя мощность меандровой отмели.}$$

Расчеты показали, что толщина песчаных тел может варьировать в пределах 6.4-16.6 м, наиболее распространены тела толщиной 8.4-11.2 м.

На основе проведенного исследования разработан **«Способ численной оценки морфометрических параметров русловых тел**

(палеоканалов) по результатам объектно-ориентированной интерпретации сейсмических данных».

Способ относится к области углубленной геологической интерпретации сейсмических данных и рекомендован к использованию для геологической интерпретации палеоканалов. Патент находится в стадии оформления.

Цель численной оценки – обеспечить прогноз геометрических параметров предполагаемой залежи в пределах объекта, который проявляется в сейсмических данных фрагментарно в силу ограничения разрешающей способности геофизического метода; возможен выход на прогноз коллекторских свойств в совокупности с анализом обстановок седиментации и прогноз распространения фациальных зон.

Сущность подхода заключается в комплексировании объектно-ориентированной интерпретации и оценки параметров русловых палеопроцессов через аналогичные факторы и параметры их проявления в современных речных системах.

Основой подхода являются следующие положения:

1. Морфодинамический тип современного русла и размеры основных его морфологических элементов устанавливаются на основе независимых факторов: расчетный расход воды, уклон дна долины, ширина днища долины. Для палеорусел эти параметры не доступны для непосредственных замеров и могут быть вычислены только по косвенным признакам.

2. Размеры речных русел - это зависимые величины с весьма устойчивыми значениями для конкретного типа руслового процесса, типа водного питания и размера реки.

3. Возможности использования морфометрических и гидроморфологических зависимостей и метода аналогии значительно возрастают благодаря представлениям о дискретности и структурности русловых форм. При использовании зависимостей для каждого типа русловых процессов в отдельности, точность определения характеристик повышается.

4. Каждому водотоку присущи определенный, зависящий от водоносности и быстроты течения предельный радиус кривизны излучин, и ширина пояса меандрирования, реальная форма русла не имеет геометрического совершенства.

Учитывая размер реки и тип руслового процесса, опираясь на установленные эмпирические зависимости, рекомендуется использовать следующий пошаговый алгоритм.

Шаг 1. Картирование палеорула посредством выполнения объектно-ориентированной интерпретации, направленной на максимально полное и корректное проявления палеоканала в сейсмических данных.

Шаг 2. Фиксирование формы канала в виде криволинейной линии. Анализ формы излучины по сейсмообразу.

Шаг 3. Измерение численных характеристик: высоты излучины (А), длины излучины (С), шага излучины (С/2), ширины пояса руслоформирования (В), радиуса кривизны (Rc).

Шаг 4. Расчет параметров, таких как ширина русла (W), мощность аккреционного комплекса (h), мощность русловых отложений (H), коэффициент извилистости ($K_{из}$), через измеренные численные характеристики. По коэффициенту извилистости с учетом формы меандр определяется тип речной системы. В качестве дополнительного параметра можно использовать отношение шага излучины к ее амплитуде. По значению ширины пояса руслоформирования определяется среднее значение ширины русла (Усачев и др., 1985).

Расчет мощности аккреционного комплекса и мощности русловых отложений осуществляется на основе известных зависимостей: для объектов, охарактеризованных как незавершенное меандрирование - зависимости авторов С.Л. Здоровенко (2011), Д.В. Снищенко (1982) и др.; для свободно меандрирующих рек - зависимости J.D. Collinson (1978), М.М. Гиндельмана (1982) и др.

Шаг 5. Обращение к библиотеке образов, соотносимых с рассчитанными параметрами для установленного типа русловой системы. Выбор современных аналогов по типу руслового процесса и размеру реки.

Шаг 6. Формирование выводов и рекомендаций по дальнейшему изучению палеорула и прогнозу зон развития наилучших коллекторов.

Разработанный способ численной оценки морфометрических параметров русловых объектов (палеоканалов) по результатам объектно-ориентированной интерпретации сейсмических данных прост в использовании, является эффективным и понятным для специалистов, реализация подхода возможна на базе любого специализированного программного обеспечения.

Четвертое защищаемое положение. По результатам комплексного сейсмогеологического анализа Банатской зоны нефтегазонакопления Паннонского НГБ определен потенциал литологически ограниченных залежей и построена прогнозная схема нефтегазонаосности региона, представляющая собой основу для планирования дальнейших геологоразведочных работ на территории Сербии, Венгрии, Румынии.

В нефтегазонаосном отношении территория исследований приурочена к Банатской зоне нефтегазонакопления Паннонского НГБ (Высоцкий, 1990 г.); согласно районированию USGS (U.S. Geological Survey World Energy Assessment Team, 2000) – к южной части НГБ Большой Венгерской равнины. К настоящему моменту в пределах бассейна открыто более 500 залежей, с общими запасами свыше 1 400 миллионов тонн условной нефти. Несмотря на малую размерность подавляющего большинства месторождений, они рентабельны и геологоразведочные работы представляют большой практический интерес.

Анализ статистических данных по месторождениям углеводородов в юго-восточной части ПБ, выполненный автором диссертации, позволяет сделать следующие выводы: распределение залежей нефти по возрастам вмещающих толщ демонстрирует их приуроченность преимущественно к основанию палеозойско-мезозойского возраста и синрифтовому комплексу (нижний миоцен, баден, сармат); корреляции размера залежи с возрастом вмещающей толщи не наблюдается; 94% залежей нефти по площади соответствуют диапазону значений от 0.058 до 2.50 км²; 50% запасов обеспечивают несколько ключевых месторождений с наиболее крупными по площади залежами в диапазоне от 5.0 до 16.0 км². распределение месторождений газа по стратиграфическим единицам демонстрирует их приоритетную приуроченность к толще отложений нижнего понта. В совокупности, 60% месторождений газа сосредоточено в верхнем миоцене.

На основе статистических данных по всему бассейну, предоставленных компанией USGS, можно спрогнозировать, что наиболее вероятный размер открытий нефтяных месторождений составляет менее 140-270 тыс. тонн. На рисунке 10 приводится авторский анализ исходных статистических данных. Наибольшая вероятность открытий предполагается на глубинах 1500 – 2000 метров и глубже 2500 м. По газовым месторождениям разброс по глубинам достаточно большой. Наиболее вероятный размер открытий менее 200x10⁶ м³.

Выводы относительно распределения запасов по стратиграфическим единицам и размерам залежей коррелируются с проведенным анализом данных по его юго-восточной части.

По мере поступления информации о новых потенциальных объектах, выявленных по результатам интерпретации сейморазведочных данных МОГТ 3D, под руководством автора диссертации составлена вероятностная схема нефтегазоносности региона. Ранжирование территории проводилось на основе существующей концепции о генерации углеводородов в погруженных частях депрессий и их миграции по разломам, преимущественно вдоль бортов в сформированные структурные, структурно-тектонические, литологические и комбинированные ловушки. Зоны с уже доказанной продуктивностью и приуроченные к положительным структурным элементам рассматривались как потенциально высокоперспективные для открытия новых месторождений, наиболее погруженные участки депрессий оценивались как малоперспективные; бортовые зоны - условно перспективные.

При составлении схемы учитывалось распределение действующих месторождений и вероятность геологического успеха (gCoS), рассчитанная для каждого потенциального объекта по методике, принятой в ПАО «Газпром нефть». В компании утверждена 5- факторная модель оценки gCoS. В качестве ключевых факторов рассматриваются: наличие нефтематеринской породы (P_{нп}), наличие коллектора (P_к), ловушки (P_л), путей миграции в ловушку (P_м) и ее сохранность (P_с). Каждый признак декомпозирован на отдельные составляющие, каждой из которых соответствует численный коэффициент. Для конкретного объекта анализируется геологическая обстановка, в соответствии с которой выбираются коэффициенты и подсчитывается итоговое значение параметра «геологического успеха», независимые признаки перемножаются. Подавляющее большинство предполагаемых литологических залежей относится к потенциально рискованным объектам для дальнейших геологоразведочных работ. В процессе их оценки критичным является близость к кухне и наличие канала миграции. Повышает оценку наличие нефтегазовых проявлений в нижних комплексах, приуроченных, как правило, к ловушкам структурно-тектонического типа. В настоящий момент разработанная схема нефтегазоносности региона является основой для планирования геолого-разведочных работ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Сейсмогеологический анализ неогеновых отложений Банатской зоны нефтегазонакопления Паннонского нефтегазоносного бассейна позволяет обосновать выделение пяти сеймостратиграфических комплексов на основе особенностей трехмерного сейсмического изображения. В основу выделения ССК впервые положены материалы сейсмических съемок МОГТ 3D, выполненных в период с 2011 по 2017 год.

2. В качестве нового методического подхода для интерпретации сейсмических данных предложен объектно-ориентированный сейсмогеологический анализ, основанный на допущении, что практически каждый фрагмент сейсмического изображения потенциально может нести в себе определенную геологическую информацию. Разработаны приемы объектно-ориентированной интерпретации на основе существующих инструментов в стандартных интерпретационных пакетах. Объектно-ориентированная интерпретация позволяет определиться с формой объекта, диспозицией по отношению к соседним объектам, приуроченностью к конкретной обстановке осадконакопления, чтобы на следующем этапе оперативно подключить скважинную информацию для более детального седиментационного анализа.

3. Для отдельных геологических событий в отложениях понта и плиоцена (ССК 3, ССК 4 и ССК 5), таких как оползни, конусы выносы, шлейфы склонов, установлены характерные сейсмические образы, позволяющие идентифицировать эти события на новых поисковых площадях. Выполнена типизация сейсмических изображений. Проанализированы формы аномалий и конфигурации геологических объектов, с которыми эти аномалии ассоциированы. Сопоставление распределения месторождений, проявленных в аномалиях волнового поля, с распределением аномалий по выделенным сейсмофациальным зонам позволило сделать заключение, что наибольший риск в выявлении потенциальных объектов связан с объектами, приуроченными к фациальным зонам прodelьты и склона.

4. На основе объектно-ориентированной интерпретации составлена схема речных систем существовавших в плиоцене. Выполнена и обоснована их типизация, обосновывается активное развитие разветвленных и меандрирующих рек. Параметризованы палеоканалы

синусоидальной формы. Ширина русел в тестовой выборке варьирует от 80 до 275 м

5. Разработан способ численной оценки морфометрических параметров русловых тел (палеоканалов) по результатам объектно-ориентированной интерпретации сейсмических данных. Цель численной оценки – обеспечить качественный прогноз геометрических параметров предполагаемой залежи в пределах объекта, который проявляется в сейсмических данных фрагментарно в силу ограничения разрешающей способности геофизического метода; возможен выход на прогноз коллекторских свойств в совокупности с анализом обстановок седиментации и распространения фациальных зон. Сущность подхода заключается в комплексировании объектно-ориентированной интерпретации и оценке параметров русловых палеопроцессов через аналогичные факторы и параметры их проявления в современных речных системах. Для меандрирующих русел тестовой выборки, на основе зависимостей между шириной пояса меандрирования и мощностью меандровой отмели рассчитаны прогнозные мощности песчаных тел: от 6.4 до 16.6 м.

6. Объектно-ориентированный сейсмогеологический анализ в пределах локальной площади позволяет выполнять поэтапную реконструкцию унаследованных геологических событий. При оценке перспектив нефтегазоносности крупных осадочных бассейнов палеогеографические реконструкции являются необходимым этапом исследований и фундаментальной основой для выделения и картирования потенциальных коллекторских толщ, пород флюидоупоров, материнских отложений. Идентификация геологического события является основанием не только для восстановления обстановки седиментации, но и для реконструкции истории геологического развития ближайшего пространственного окружения, в том числе, опосредованно, и для реконструкции тектонических процессов.

7. Выполнен статистический анализ параметров месторождений юго-восточной части Паннонского бассейна. Распределение залежей нефти по возрастам вмещающих толщ демонстрирует их приуроченность преимущественно к основанию палеозойско-мезозойского возраста и синрифтового комплексу (нижний миоцен, баден, сармат). Распределение месторождений газа по стратиграфическим единицам демонстрирует их приуроченность к толще отложений нижнего понта. Анализ статистических данных по бассейну позволяет сделать вывод, что

наиболее вероятный размер открытий нефтяных месторождений составляет менее 140-270 тыс. тонн. Наибольшая вероятность открытий предполагается на глубинах 1500 – 2000 метров и глубже 2500 м. По газовым месторождениям разброс по глубинам достаточно большой, предположительно от 500 до 4000 м. Наиболее вероятный размер открытий менее 200 х106 м³.

Литологические ловушки преимущественно приурочены к отложениям понта и плиоцена. Их доля в статистике потенциальных объектов составляет 65-75%, подтверждаемость - 20-30%. В процессе вероятностной оценки, к литологическим ловушкам применяются более низкие коэффициенты вероятности наличия ловушки и ее наполняемости.

Список основных публикаций по теме диссертации

Статьи в рецензируемых журналах из перечня ВАК

1. Овечкина В.Ю., Ольнева Т.В. Сейсмогеологический прогноз распространения коллектора для решения задач мониторинга эксплуатационного бурения // Нефтяное хозяйство. 2012. №6. С.19-21.

2. Овечкина В.Ю., Ольнева Т.В. Сейсмические образы литологических ловушек на примере глубоководных конусов выноса // Нефтяное хозяйство. 2014. №12. С.42-44.

3. Ольнева Т.В., Овечкина В.Ю., Каранов В.В. Сейсмование геологических процессов и явлений: конусы выноса // Геофизика. 2015. №6. С.8-13.

4. Ольнева Т.В., Овечкина В.Ю. Объектно-ориентированная корреляция как новый методический подход в процессе подготовки данных для сейсмофациального анализа//Геофизика.-2016. - №4. - С.9-14.

5. Ольнева Т.В. Восстановление серии унаследованных геологических событий приемами сейсмической стратиграфии и сейсмофациального анализа // Геофизика. 2016. -№4. С.4-8.

6. Дулич И., Богичевич Г., Родионов А.Е., Ольнева Т.В. Формирование структурно-тектонического каркаса и сейсмофациальной основы для бассейнового моделирования на примере создания региональной модели Паннонского бассейна // Геофизика. 2016. №4. С.27-34.

7. Ольнева Т.В., Жуковская Е.А. Сейсмование геологических процессов и явлений: русловые отложения континентальных обстановок осадконакопления // Геофизика. 2016. №2. С.2-9.

8. Попов А., Родионов А., Милей Е., Богатырев И., Гогич А., Вучкович Б., Ольнева Т. Определение поисковых критериев для проведения геолого-разведочных работ в регионе на основании комплексного изучения месторождения-спутника (регион Северный Банат, республика Сербия) // Нефтяное хозяйство. 2016. №1. С.24-27.

9. Ольнева Т.В., Хромова И.Ю. Опыт проведения экспертизы сейсмических данных, привлекаемых к подсчету запасов // Недропользование XXI век. 2016. №3. С.16-24.

10. Ольнева Т.В., Жуковская Е.А. Комплексное изучение толщи неогеновых отложений Паннонского бассейна на основе сейсмостратиграфических подходов с элементами сейсмофациального анализа // Записки Горного института. 2017. т.228. С.631 – 640.

11. Вранькович А., Ольнева Т., Дулич И., Ежов К., Совиль Я., Родионов А., Попов О. Методические приемы изучения распределения аномалий волнового поля и их природы в интервале понт-плиоценовых отложений с целью повышения эффективности ГРП // Геофизика. 2017. №4. С.19-26.

12. Ольнева Т.В., Жуковская Е.А. Параметризация синусоидальности палеоканалов для фациальных реконструкций и объектного моделирования // Геофизика. 2017. №4. С.41-46.

13. Богатырев И., Семин Д., Ольнева Т., Иноземцев А. Опробование технологии полно-азимутальной угловой миграции EarthStudy360® при исследовании донеогенового основания на одном из месторождений Республики Сербия // Технологии сейсморазведки. 2017. №1. С.63-71.

14. Ольнева Т., Семин Д., Богатырев И., Ежов К., Иноземцев А. Оценка информативности векторных анизотропных карт на основе комплексирования сейсмических, скважинных и региональных данных // Геофизика. 2017. №4. С.53-61.

15. Ольнева Т.В., Ежов К.А. Комплексная оценка напряженного состояния геологической среды // Недропользование XXI век. 2017. №6. С.48-51.

Статьи в научных сборниках и материалах конференций

16. Сапрыкин Э.В., Ольнева Т.В. Сейсмостратиграфический и сейсмофациальный анализ подсолевых отложений Астраханского свода // «Недра Поволжья и Прикаспия». 2004. Выпуск 38. С.50-54.

17. Ольнева Т. Роль трендов в процессе геологического моделирования // Сборник тезисов научно-практической конференции

«Математическое моделирование и компьютерные технологии в разработке месторождений». Уфа. 2008. С. 30.

18. Ольнева Т.В. Методы изучения карбонатных сред трещинно-кавернозного типа с примерами на реальных данных // ISSN 1682-3591. Збірник наукових праць. УкрДГРІ. №2-3. 2010. Ukraine. Kiev. УДК 550:834. С.289 – 292.

19. Filippovich Y., Zaharova O., Ananiev V., Olneva T. Special aspects of seismic facies analysis in clinofom's complex // Proceeding of the XVI SERBIAN GEOLOGICAL CONGRESS. 2014. P. 641-642.

20. Ольнева Т.В., Овечкина В.Ю. Сейсмовидение геологических процессов и явлений: оползни // Геофизика. 2015. №4. С. 20-26.

21. Olneva T., Sovilj J. Seismic interpretation approaches for searching new objects-satellites on the periphery of the existing oil-gas fields // 5th Croatian Geological Congress. Osijek 2015. Abstracts book. P.200-201

22. Olneva T., Kuzmin D. Interpretation of southern margin of the Drmnlyansko Depression regarding of oil & gas potential (South Serbia) // 5th Croatian Geological Congress. Osijek 2015. Abstracts book. P.198-199.

23. Olneva T., Aleksandrov D., Kuzmin D., Redina S. Experience in application of the conceptual models of the field developed by the company Gazprom Neft // 5th Croatian Geological Congress. Osijek 2015. Abstracts book. P.196-197.

24. Kukavica J., Tanasković J., Olneva T. Seismic facies analysis of Pliocene fluvial channels: approaches and results // Seismic facies analysis of Pliocene fluvial channels: approaches and results. 5th Croatian Geological Congress. Osijek 2015. Abstracts book. P.145 -146.

25. Olneva T., Milei E. Reservoir Modelling of Paleochannels Based on Seismic Trend // Second Conference on Forward Modelling of Sedimentary Systems. EAGE. Norway. Abstract. 2016. Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=84366>

26. Olneva T., Zhukovskaya E. Innovative approaches to seismic data interpretation: building reliable depositional models of fluvial systems // Abstract for EAGE conference. Wien. 2016. Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=85126>

27. Ольнева Т.В. Сейсмостратиграфический комплекс нижнемиоценовых отложений Паннонского бассейна // Конференция «Геомодель». Тезисы. 2016. Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=86817>

28. Поливахо А., Драгосавац М., Ежов К., Харыба Е., Богатырев И., Стулов Л., Ольнева Т. Комплексный подход к управлению разработкой нетрадиционного трещиноватого резервуара на примере нефтяного месторождения Паннонского бассейна // SPE-187779-RU. Режим доступа: https://www.onepetro.org/search?q=Olneva&peer_reviewed=&published_between=&from_year=&to_year=
29. Vranjkovic A., Dulic I., Olneva T., Rodionov A., Popov O., Marjanovic S., Sovilj J., Cvijic P., Pađen M., Galamboš M. Seismo-sedimentological characterization of Pannonian Basin Late Miocene succession (Vojvodina, northern Serbia)//Abstract for EAGE conference. Paris. 2017. Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=88789>
30. Ольнева Т., Жуковская Е. Сейсмостратиграфический комплекс среднемиоценовых отложений Паннонского бассейна // Конференция «Геомодель». Тезисы. 2017. Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=90843>
31. Семин Д.Г., Богатырев И.Ю., Ольнева Т.В., Иноземцев А.Н. Получение качественного сейсмического изображения в интервале разреза, соответствующем донегеновому основанию (фундаменту) в пределах разрабатываемого нефтяного месторождения // Тезисы EAGE. Тюмень – 2017. Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=87718>
32. Olneva T., Ovechkina V., Zhukovskaya E. Object-oriented geoseismic analysis: ways and examples // XVII SERBIAN GEOLOGICAL CONGRESS. Book of Abstracts. 2018. P. 707-713.
33. Zhukovskaya E., Olneva T. Turbidites of epicontinental basins // XVII Serbian Geological Congress. Book of Abstracts. 2018. P. 226 - 232.
34. Redina S., Olneva T., Zverev K., Zhukovskaya E. Seismogeological model of the SG-1 layer Jurassic formation made by integration seismic, core and geophysical data of upper Jurassic formation in Tazo-Hettskoj seismofacies area of West Siberia // XVII Serbian Geological Congress. Book of Abstracts. 2018. P. 718 - 722.
35. Ezhov K., Kharyba E., Bogatyrev I., Olneva T., Dragosavac M. An Integrated Approach for Unconventional Fractured Reservoir Modeling in Metamorphic Basement // 80th EAGE Conference and Exhibition. Copenhagen. Abstract. 2018. Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=92688>.

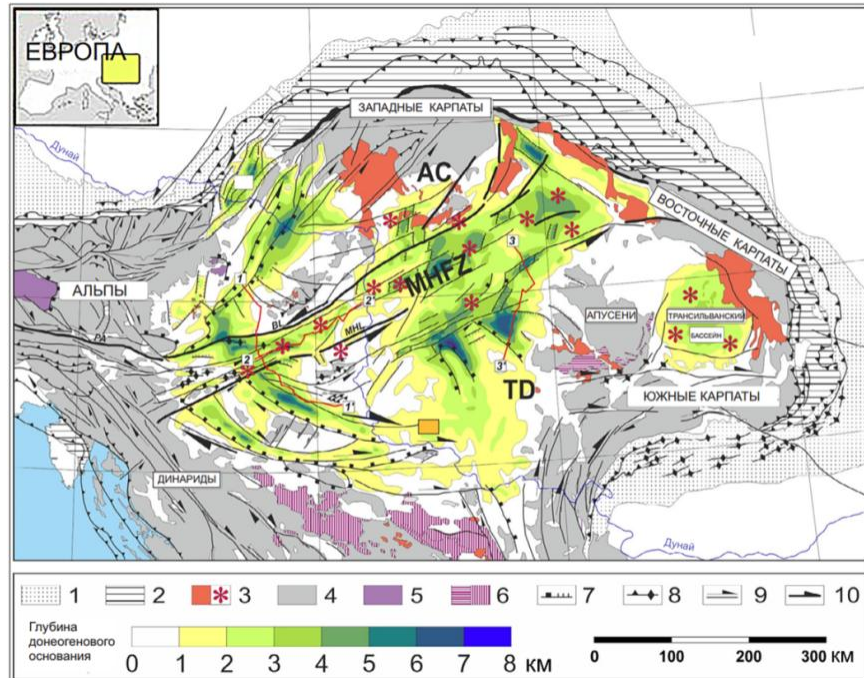


Рисунок 1 – Обзорная карта Паннонского бассейна (Horváth et al. 2015, модифицированная Horváth et al. 2006).
 Условные обозначения: АС – микроплита ALKAPA, МНФЗ – Средне-Венгерская региональная зона разломов; ТД – микроплиты Тиссия-Дакия; 1 - зона передовых прогибов; 2 - флишевый пояс; 3 - зоны развития миоценового вулканизма и примерное расположение центров извержения; 4 - внутренний пояс Альп, Карпат и Динарид; 5 – зона покровов в Альпах; 6 –офиолитовый пояс; 7 - взросы и сбросы; 8 - надвиги; 9 - сдвиги; 10 – региональные разломы

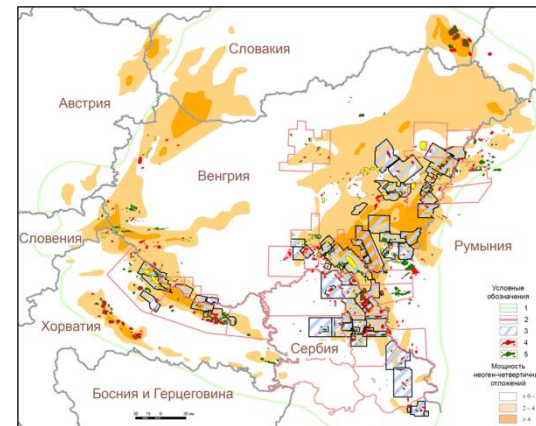


Рисунок 2 – Схема изученности региона сейсмическими исследованиями МОГТ 3D. Условные обозначения: 1 - граница бассейна; 2 - границы лицензионных участков; 3 - сейсмические съемки МОГТ 3D; 4 – месторождения газа; 5 – месторождения нефти

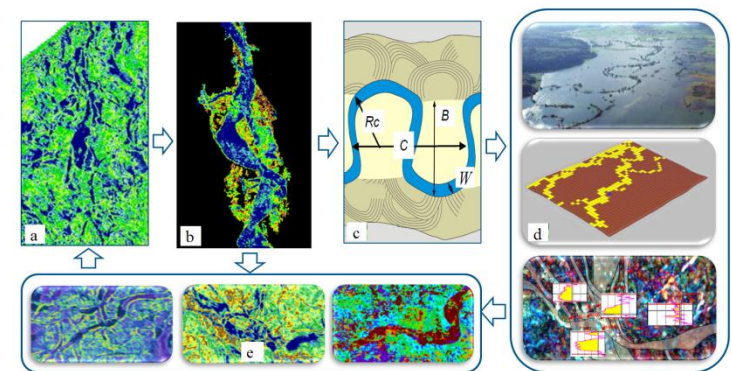


Рисунок 3 – Общая схема объектно-ориентированного сейсмогеологического анализа: а – выявление объекта в процессе стандартной интерпретации; б – интерпретация и картирование объекта с применением объектно-ориентированных подходов; в – параметризация и анализ морфометрических характеристик; д – палеорекострукция среды осадконакопления, объектное геологическое моделирование, прогноз свойств резервуара; е – создание библиотеки сейсмических изображений

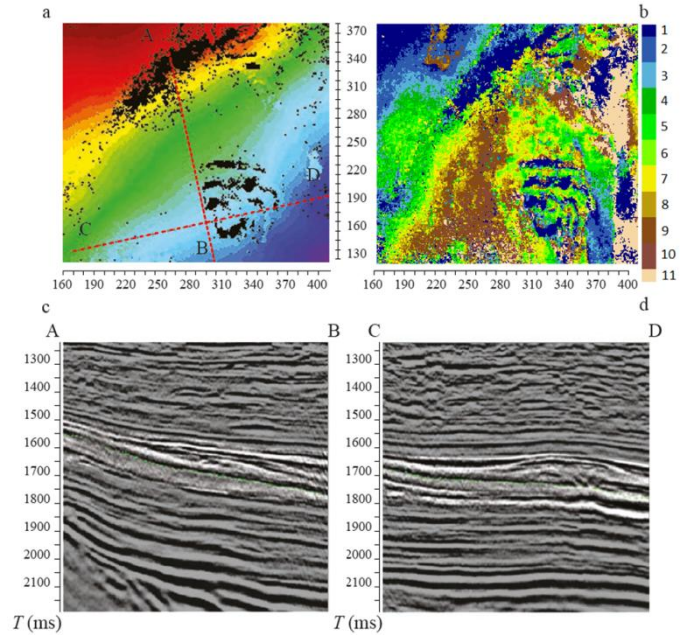


Рисунок 4 – Проявление в сейсмических данных локального объекта оползневой типа в процессе автоматической корреляции (a), по результатам классификации формы трасс в целевом интервале (b), на разрезах (c,d)

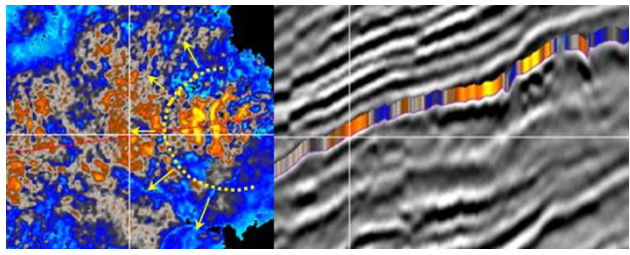


Рисунок 5 - Отображение локального оползневой объекта на продольном по отношению к объекту вертикальном сечении и погоризонтном слайсе

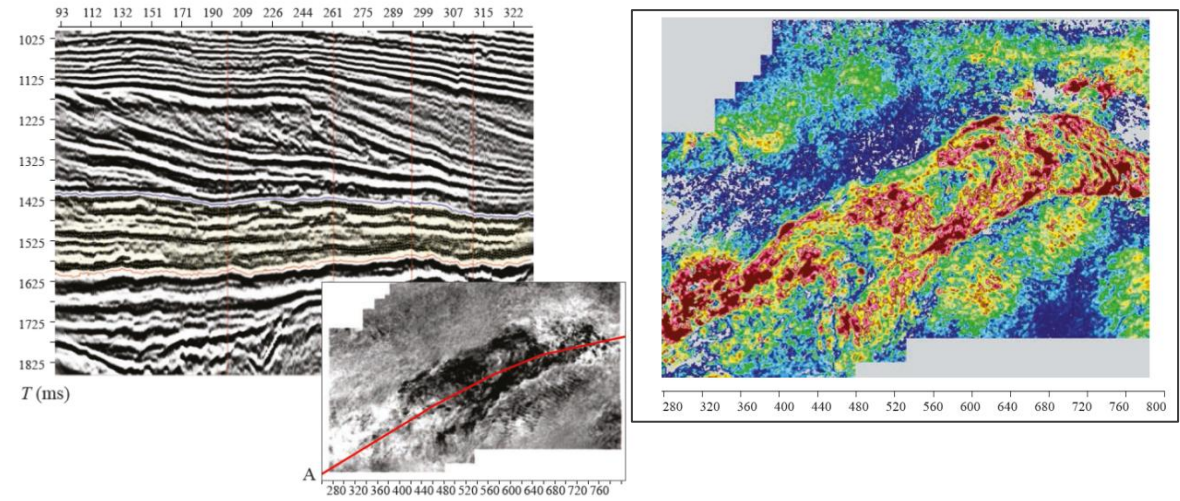


Рисунок 6 - Вертикальное сечение вдоль протяженной оси объекта, интерпретируемого как оползневой поток и визуализация наиболее информативного пропорционального слайса в целевом интервале между опорными горизонтами

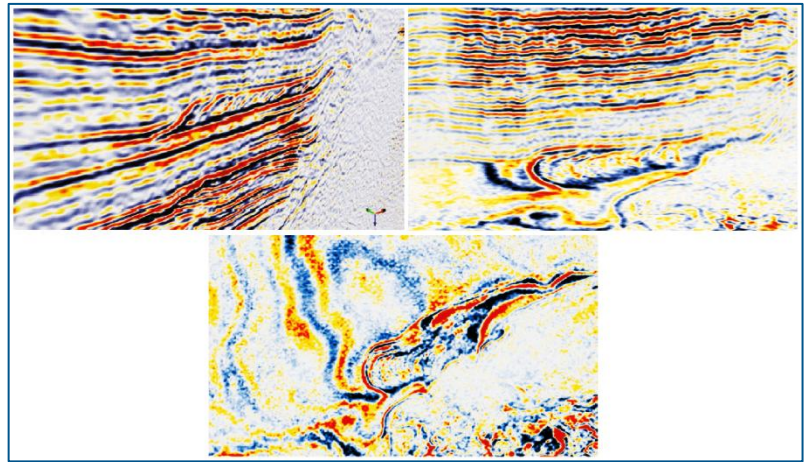


Рисунок 7 - Отображение локального оползневой объекта, приуроченного к региональному разлому, на продольном вертикальном сечении по отношению к объекту и слайсах

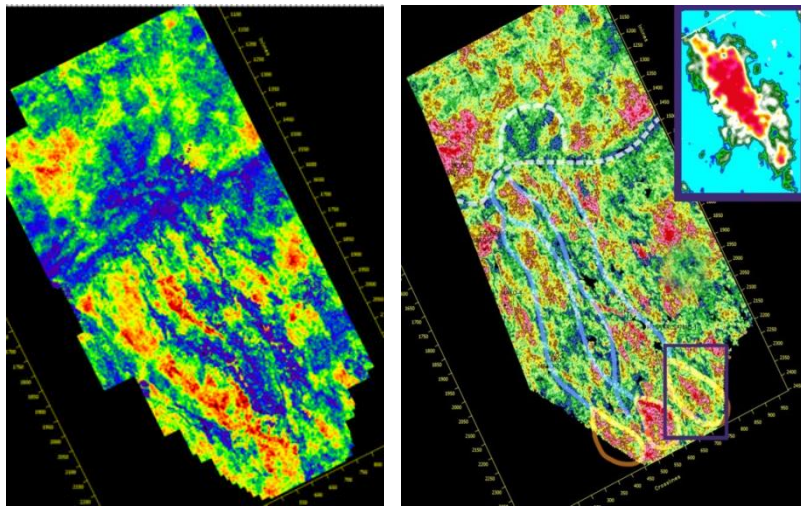
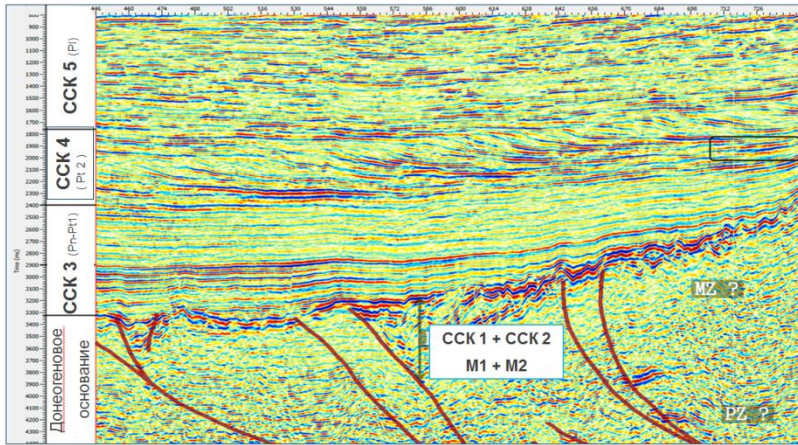


Рисунок 8 - Пример интерпретации седиментационного слайса в пределах клиноформного комплекса. Выделение характерных элементов: склон, подводящие каналы, лопасти

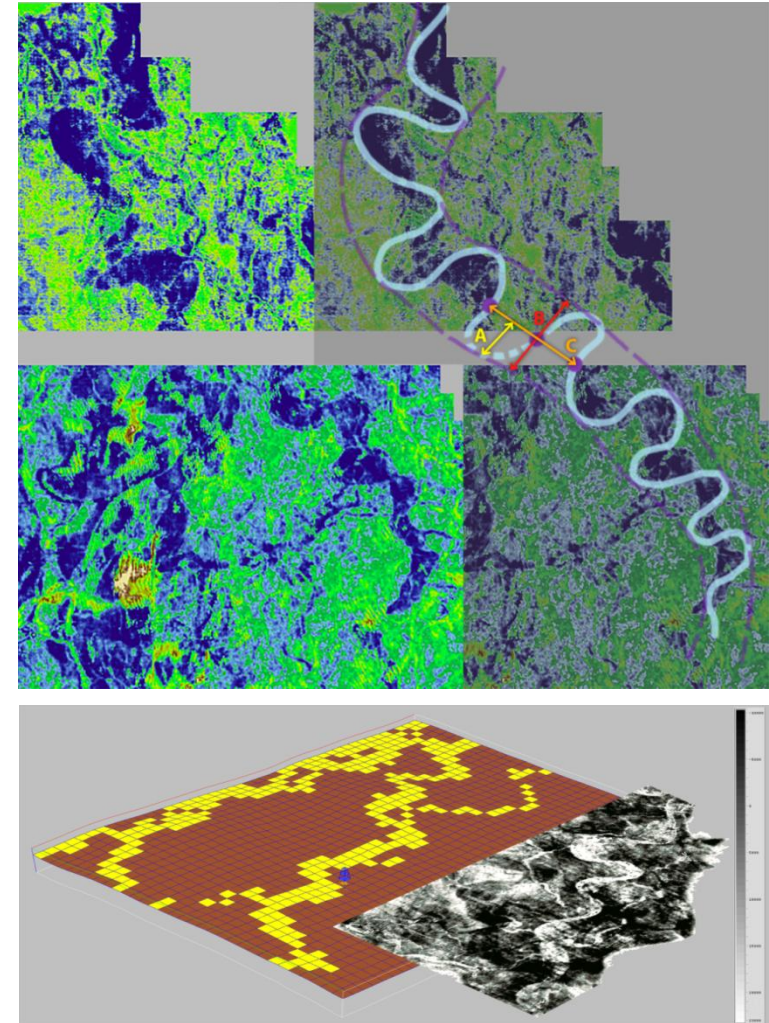
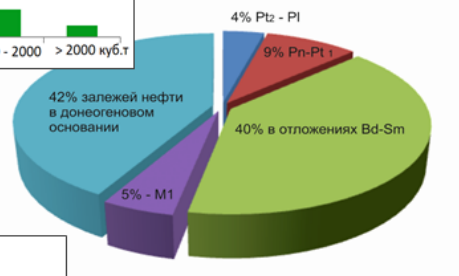
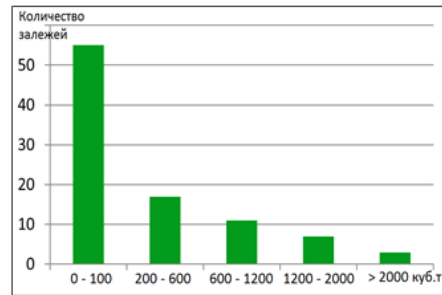
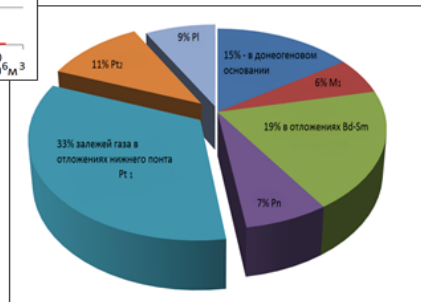
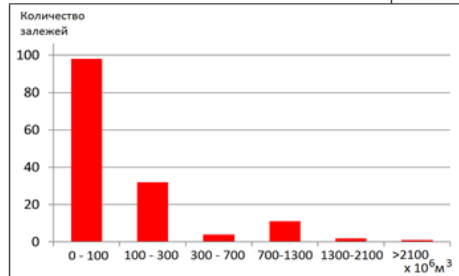


Рисунок 9 - Пример сейсмического слайса с изображением меандрирующего русла и результатов объектного моделирования. Базовые параметры: *A* - амплитуда синусоиды (высота излучины), *B* - общая ширина пояса руслоформирования, *C* - период синусоиды (длина излучины) или *C/2*-полупериод (шаг излучины)

Нефть



Газ



Анализ статистических данных компании USGS

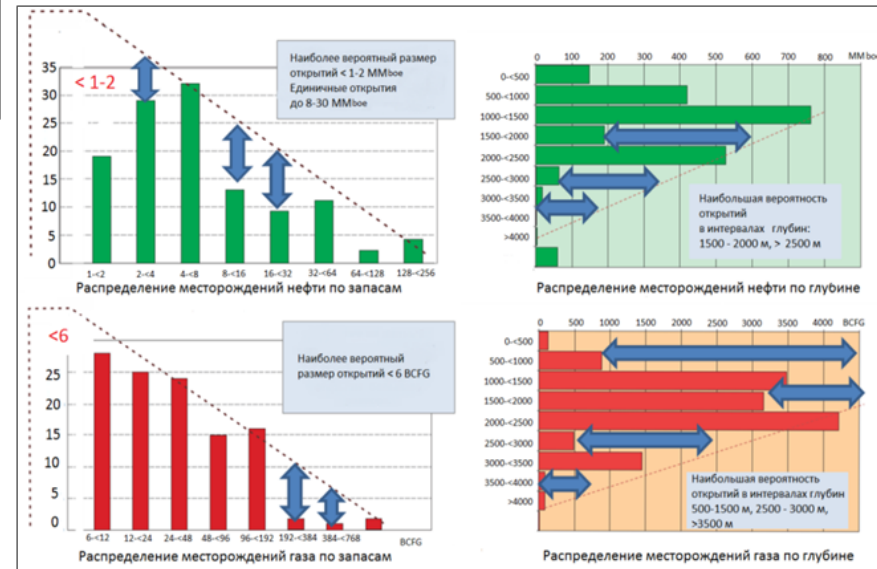
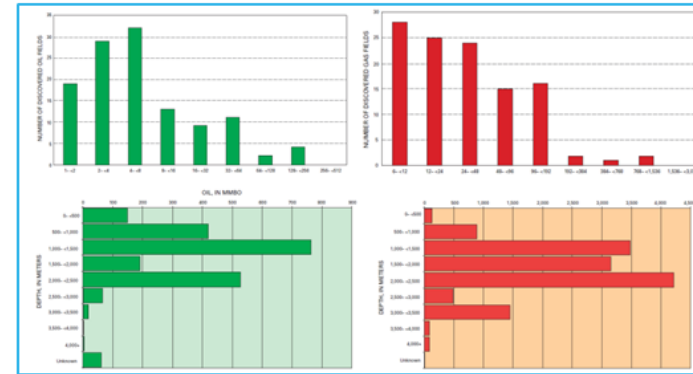


Рисунок 10 – Авторский анализ статистических данных по бассейну и данных компании USGS