

# **ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НА ТЕРРИТОРИИ ОРЕНБУРГСКОЙ ЧАСТИ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА**

**Михайличенко С.М.**

**Оренбургский государственный университет, г. Оренбург**

Развитие минерально-сырьевой базы Оренбургского нефтегазохимического комплекса приобретает все большее значение в условиях сильного истощения имеющихся запасов углеводородов. Очевидно, что обстановка с восполнением минерально-сырьевой базы комплекса крайне не удовлетворительна. В этих условиях требуется поиск новых месторождений углеводородов для восстановления минерально-сырьевого баланса Оренбургского региона [2].

В стратегическом плане главным направлением решения этого вопроса является разработка технологий добычи углеводородного сырья из нетрадиционных источников. В последние годы произошел технологический прорыв в добыче газа из нетрадиционных источников. Это добыча в промышленных масштабах сланцевого газа.

Нетрадиционным источником на территории Оренбургской области являются нижнепермские флишоиды Предуральского краевого прогиба. Флишоиды представляют собой массивное, клиноморфное, осадочное тело, буквально пропитанное газом. Они состоят из четкого ритмичного чередования осадочных горных пород (аргиллиты, алевролиты, известняки) [3]. Рассмотрим подробнее палеогеографическую обстановку осадконакопления и литолого-фациальные особенности Предуральского краевого прогиба в нижнепермское время.

В артинском ярусе сформировалась зона сочленения Восточно-Европейской платформы и Предуральского краевого прогиба (рисунок 1). На перегибе платформы к континентальному склону возникла широкая трехступенчатая зона рифообразования. Барьерные рифы опоясывают юго-восточный склон платформы и, в свою очередь, окаймлены прогибами некомпенсированного типа – Предуральским и Прикаспийским. На восточном склоне Предуральского прогиба сформировалась мощная толща флишоидов, то есть терригенных осадков с пропластками карбонатных пород.

В центральной части мелководного шельфа (VIII) мощность ассельско-артинских отложений изменяется от 170 до 270 метров. Нижние и верхние интервалы разреза здесь представлены преимущественно водорослевыми и органогенно-обломочными известняками, в средней части отмечаются коралловые известняки. Состав пород свидетельствует о максимальной мелководности в ассельское и артинское время и более оптимальных условиях для жизни организмов в сакмарское время. Повышенная доломитизация и сульфатизация в верхних частях разрезов, видимо, обязаны обстановке лагуны с ограниченным водообменом. Образование трех биогермно-рифовых

ступеней можно связывать с регрессивным характером рифообразования в ассельский (VII), сакмарский (V-VI) и артинский (IV) века. Ярко выраженные флексуры отмечают, возможно, границы депрессий в каждый из этих отрезков времени. Мощности увеличиваются от 270-700 метров в VII до 700-900 метров в VI и опять снижаются до 150-200 метров в IV зоне. Наиболее богатая органическая жизнь отмечается для ассельского и сакмарского веков. В зоне VII в этот период накапливались разнообразные типы биогенных и органогенно-обломочных известняков: строматолитовые, коралловые, брахиоподовые, фораминиферовые и другие. В артинское время они представлены, в основном, водорослевыми и фораминиферовыми известняками.

Зона барьерных рифов (VI) имеет разную выраженность на юге и востоке. Седиментационный борт Прикаспийской впадины выражен не самостоятельной зоной увеличенных мощностей, а изгибами изопахит, заворачивающимися вдоль борта из восточной зоны. Некомпенсированная часть Прикаспийской впадины характеризуется меньшей глубиной по сравнению с Предуральским прогибом. Об этом можно судить по достаточно большой мощности осадков (40-100 метров), накопившихся в нем. Биогермообразование на его борту создало мощности карбонатных отложений до 500 метров. Более масштабное рифообразование происходило на восточной бровке платформы. Мощности накопленных образований здесь составляют 700-900 метров, и они создали достаточно широкий предрифовый шлейф органогенно-обломочных образований (V). Основными рифостроителями являлись мшанки, водоросли, частично фораминиферы. Во второй половине сакмарского и в артинском веке шельфовая зона моря сильно обмелела, деятельность волн и течений привела к созданию прослоев раковинных и полидетритовых известняков, известковистых песчаников. Слабый водообмен с основным бассейном приводил к доломитизации, сульфатизации, реже окремнению пород. В позднеартинское время сформировалась пачка ангидритов переменной мощности, являющаяся покрывкой для большинства залежей.

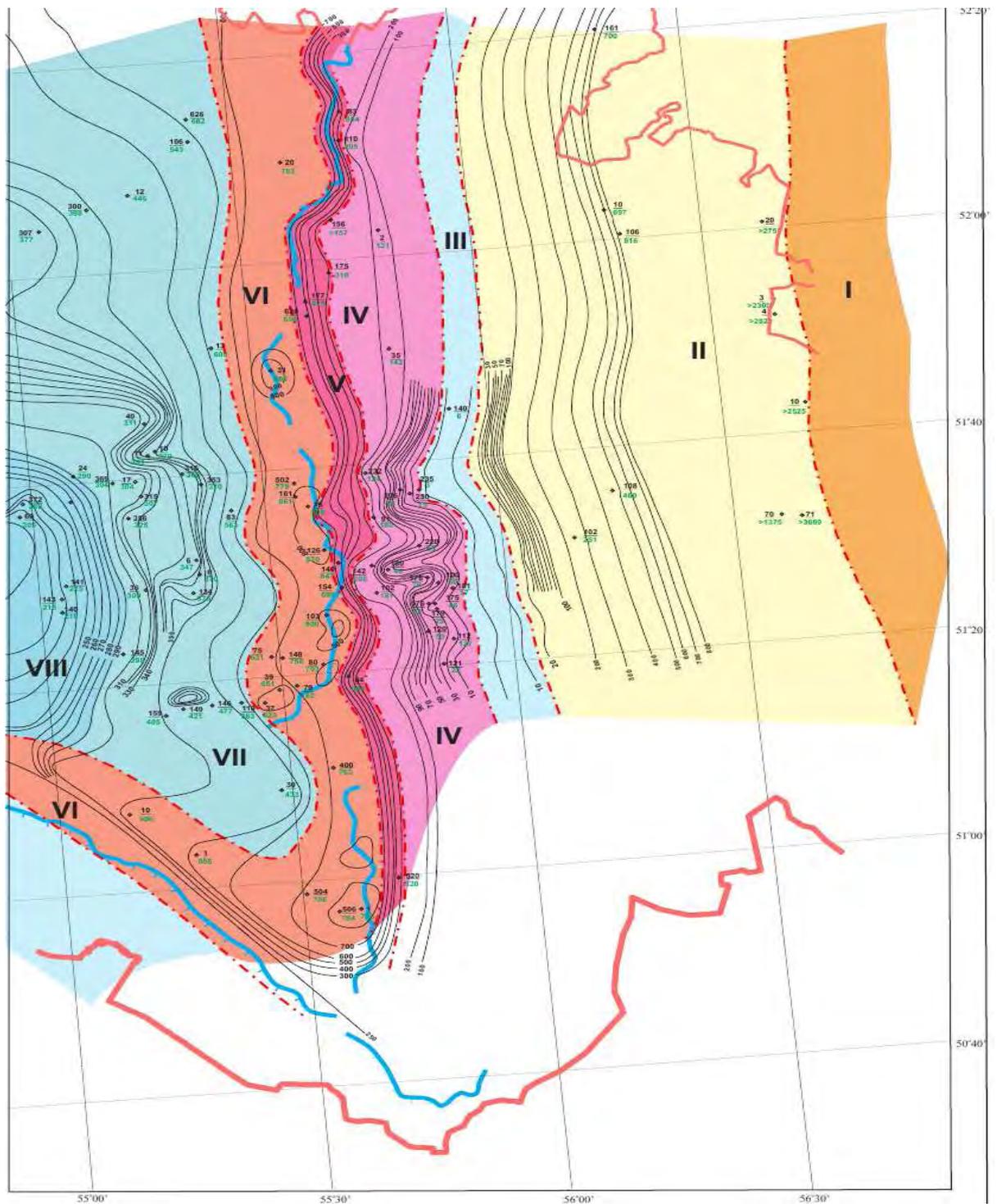


Рисунок 1 – Фациальная карта Предуральского краевого прогиба и его сочленений в ассельско-артинское время. I – передовые складки Урала; II – флишоиды; III – депрессионная фация; IV – зона развития внешних рифовых массивов (западный склон Предуральского краевого прогиба); V – фация склонов и подножья рифов (известняки органогенно-обломочные); VI – фация барьерных рифов; VII – фация биогермно-шельфовая; VIII – фация мелководно-шельфовая [7].

В это время более благоприятными условиями для роста рифов характеризуется западный борт Предуральского краевого прогиба (Совхозный риф). Об очень незначительной глубине бассейна в районе Рождественской и

Староключевской структур помимо литологической характеристики (органогенно-полидетритовые известняки, сульфатизация и доломитизация, присутствие прослоев глин и мергелей) свидетельствует фестонобразный рисунок борта. Они представляют собой положительные и отрицательные формы рельефа, образованные неравномерной биогенной и волновой аккумуляцией. Во многих случаях это не прижизненные постройки, а аккумулятивные острова из обломочного материала, препарированные волнами и приливными течениями до низких куэст, разделенные прибойными каналами и приостровными ложбинами.

На востоке и юге зона IV ограничена глубокоководными депрессионными карбонатно-глинистыми отложениями (III). На юге на широтах рек Урала и Сакмары их максимальное для артинского яруса распространение по широте достигает 45 км, на севере в бассейне р. Белой сужается до 15 км. Для сакмарских и ассельских отложений ширина депрессионных фаций соответственно увеличивается. Депрессионная фация к востоку сменяется терригенными породами, мощность которых возрастает от сотен метров до 3 км и более. Сочленение этих двух фаций происходит по тектоническим контактам. Наиболее глубокая часть бассейна была непосредственно прижата к побережью Уральского горного сооружения. Более «мелководный» облик молассы и более «глубоководный» депрессионных отложений обусловлен не глубиной бассейна, а положением по отношению к источникам сноса. Зона III занимала более высокое гипсометрическое положение и ее склон являлся естественным барьером, ограничившим распространение обломочного материала. Флишоиды (II) представлены аргиллитами и алевролитами при подчиненном количестве песчаников и известняков, карбонатных брекчий; грубообломочный материал отсутствует [4].

### **Нефтегазоносность**

В пределах Предуральяского прогиба развиты прибрежно-морские осадки, представленные мощной толщей сероцветных песчано-глинистых пород с прослоями известняков, здесь выделен терригенный, флишоидный тип разреза. В северо-западной и центральной частях Предуральяского краевого прогиба окислительно-восстановительная обстановка была благоприятной для накопления и сохранения органического вещества.

Содержание пиритной серы в породах составляет 1,9 – 3,1%, преобладают пиритные и закисные формы железа, наиболее распространенным аутигенным минералом является пирит. Наблюдается тесная генетическая связь сульфидообразования с количеством органического вещества: сильно пиритизированные разности содержат до 3% Сорг, с низким содержанием пирита – 0,05% Сорг. Терригенная флишоидная толща располагает наибольшим количеством органического вещества.

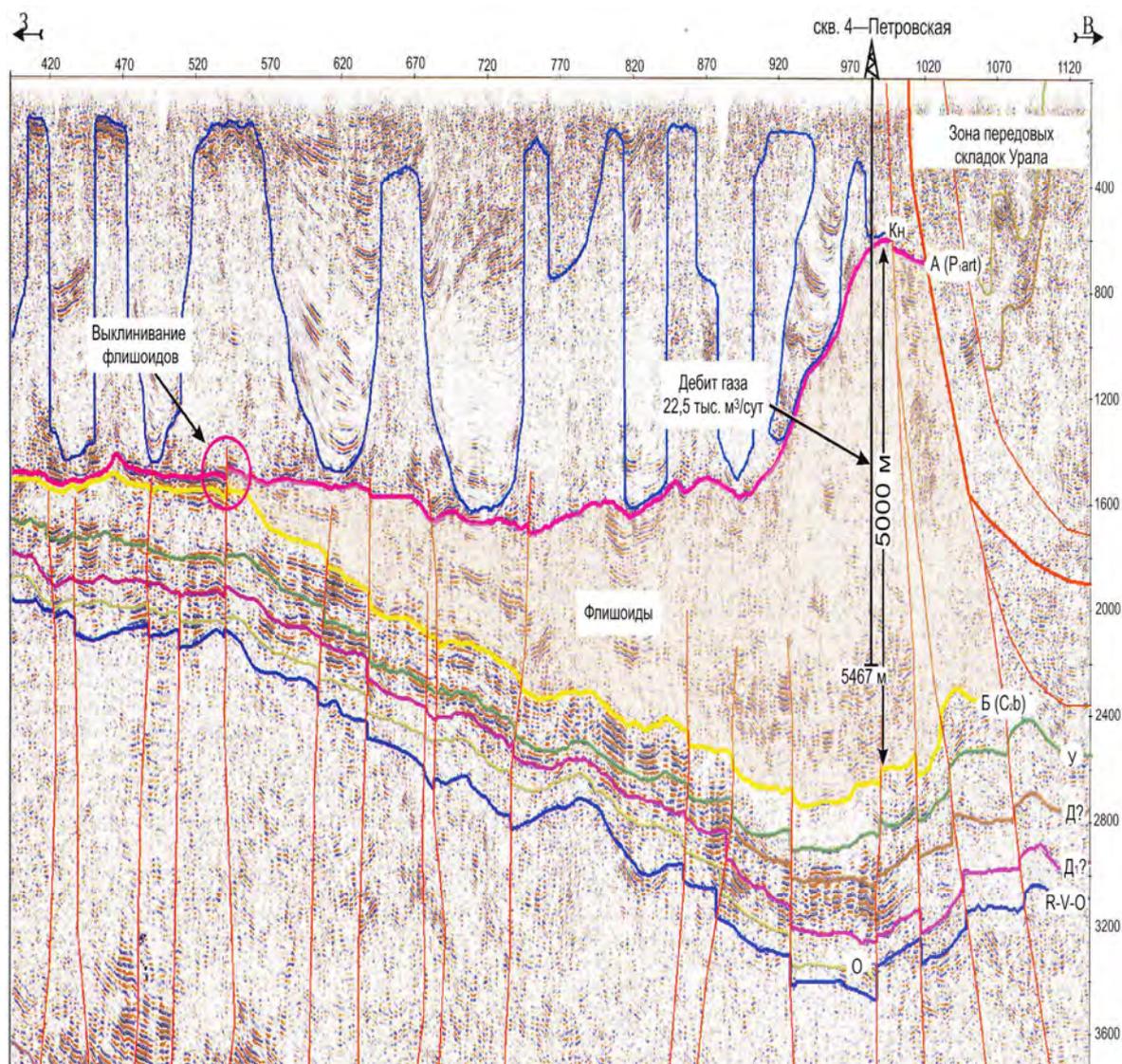


Рисунок 2 – Временной сейсмический разрез ОГТ по региональному профилю 300506-07 [3].

Битуминологическими исследованиями выявлено широкое распространение битумоидов в нижнепермской толще. В глинистых алевролитах и аргиллитах сингенетичный фон хлороформенных битумоидов составляет 0,01-0,08%, битумоидный коэффициент в терригенных и терригенно-карбонатных разностях возрастает с увеличением глубины от 2,9% до 5% в сакмаро-артинских отложениях, вскрытых Оренбургскими скважинами № 102 в интервале глубин 4200 – 4338 метров и скважины № 108, в интервале глубин 4519 – 4798 метров, а также Предуральской скважиной № 104 (3700 метров). Значение битумоидного коэффициента достигает в карбонатных разностях 45%, указывая на внутриформационную миграцию битумоидов.

Установлено наличие разных генетических типов битумоидов: сингенетичных, остаточных с высоким содержанием ароматических и кислородосодержащих структур и эпигенетичных, по спектральной характеристике близких по составу к нефти, что свидетельствует о развитии процессов генерации и эмиграции углеводородов.

Парагенезы органического вещества с пиритом, восстановленный облик породы и битумоидов ( $K/H < 1$ ), указывает на активное битумообразование, особенно в терригенных разностях пород, наличие эпигенетичных битумоидов в прилегающих карбонатных образованиях, содержащих мало органического вещества, свидетельствует о процессах миграции из материнских пород. Большие глубины залегания пород (до 4700 метров), высокие давления и температура обусловили достаточно высокую степень катагенетической зрелости органического вещества.

Нижнепермские подсолевые отложения юга Предуральяского краевого прогиба являются нефтегазоматеринскими, так как принадлежат к восстановительным фациям с высоким содержанием гумусового и сапропелевого органического вещества и повышенной степенью катагенеза.

Из геохимических исследований получены данные по характеристике органического вещества и битумоидов из отложений ассельского, кунгурского, уфимского и казанского ярусов параметрической скважина 501 Вершиновской площади. Скважина представляет первоочередной интерес, так как расположена в зоне сочленения трех крупных тектонических элементов: Волго-Уральской антеклизы, северо-восточного борта Прикаспийской синеклизы и Предуральяского краевого прогиба.

Ассельские отложения представлены биогермными известняками и доломитами, образовались в слабовосстановительных геохимических условиях, переходящих участками в восстановительные, реже в окислительные.

Содержание органического углерода изменяется по разрезу (интервал 4903-5547 метров) от 0,01% до 1,17%. Степень битумизации органического вещества колеблется в пределах от 3,7 до 92,7%, следовательно, в разрезе распространены сингенетичные, смешанные и эпигенетичные битумоиды. Фон сингенетичной битуминозности составляет 0,0025-0,02%. На битуминозном фоне зафиксированы пропластки с повышенным до 0,06-0,0883% содержанием миграционных битумоидов. Хлороформенные экстракты из образцов с повышенным содержанием эпибитумоидов люминесцируют синими и голубовато-фиолетовыми тонами. Цвета люминесценции капиллярных вытяжек от желтых до светлорычневых в центре с белесовато-голубой окаемкой. Эти признаки характерны для битумоидов, богатых легкими углеводородами и содержащих возможные примеси полициклических и ароматических углеводородов.

Широкое распространение эпигенетичных битумоидов в отложениях ассельского яруса свидетельствует о происходивших процессах генерации, внутриформационной миграции и микроаккумуляции углеводородов, но не достигших размеров, необходимых для формирования промышленных залежей нефти.

По результатам комплексных геохимических исследований в отложениях ассельского яруса скважины 501 Вершиновской площади, выделены прослойки нефтегазоматеринских пород с высоким содержанием сапропелевого органического вещества, принадлежащие к восстановительным фациям. Большие глубины залегания пород (до 5500 метров) высокие давление и

температура предполагают достаточно высокую степень катагенеза органического вещества [1].

Нижнепермский карбонатный нефтегазоносный комплекс представлен в объеме ассельского, артинского и кунгурского ярусов. Имеет региональный флюидоупор - ангидриты и каменные соли кунгурского яруса. Промышленные залежи нефти и газа приурочены к отложениям артинского яруса. В изучаемом районе они выявлены на Соль-Илецком выступе (Оренбургское, Бердянское, Копанское, Северо-Копанское, Нагумановское, Чкаловское, Черниговское, Новопавловское месторождения) и на западном склоне Предуральского прогиба Совхозное месторождение. Залежи приурочены к структурам облекания органогенных построек ассельского и сакмарского возраста. Породы коллекторы представлены известняками и доломитами пористого, пористо-кавернозного и трещинного типов.

В пределах внутренней и внешней зон восточного борта Предуральского прогиба промышленных скоплений нефти и газа в нижнепермских отложениях не установлено. Нефтегазопроявления в процессе бурения отмечались в скважинах Предуральской (№ 102, 108), Активной (№ 71), Большеикской (№ 21) и Петровской (№ 3, 4) площадей. Фильтрационно-емкостные свойства флишоидов (преимущественно терригенных) невысокие (до 4%, редко 6%). Широкое развитие тектонической трещиноватости может улучшить коллекторские свойства пород нижнепермского возраста. В нижнепермских отложениях прогнозируется массивный тип залежей углеводородов. Флюидоупором для залежей служат сульфатно-галогенные отложения кунгурского яруса (рисунок 2) [7].

#### **Основные выводы:**

1) Интенсивное развитие органогенных построек свидетельствует о длительности формирования и образования на крупном опущенном блоке флишоидов большой мощности. Благодаря этому создавались благоприятные условия для нефтегазонакопления.

2) Наблюдается возможное чередование битумообразования, которое связано преимущественно с маломощными прослоями соляных толщ. Чередование соляной толщи разной мощности связано, предположительно, с блоковым строением подсолевых отложений и кристаллического фундамента рассматриваемой территории.

3) Промышленная нефтегазоносность нижнепермских отложений связана с фацией барьерных рифов и биогермно-шельфовой фацией. К этим фациям приурочен структурно-тектонический элемент – нижнепермский седиментационный бортовой уступ, который по праву можно назвать зоной нефтегазонакопления.

4) Перспективным объектом на поиски углеводородов являются нижнепермские флишоиды, которые приурочены к восточному борту Предуральского краевого прогиба.

5) Нижнепермские флишоиды могут являться нетрадиционным источником углеводородного сырья (битумоиды и сланцевый газ).

### Список литературы

1. Политыкина М.А., Тюрин А.М., Багманова С.В. Особенности строения подсолевых карбонатов на Вершиновском участке// НТЖ. Нефтегазопромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ. - 2011. - №8 .- С 39-45.
2. М.А. Политыкина, Ю.М. Кутеев, С.В. Багманова. Структура ресурсной базы ООО «Оренбурггазпром»// НТЖ. Нефтегазопромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ. - 2007. - №12 .- С 11-13.
3. Политыкина М.А., Тюрин А.М., Дроздов В.В. Углеводородное сырье нетрадиционных источников – перспектива развития ООО «Газпром Добыча Оренбург»// НТЖ. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М.: ВНИИОЭНГ. - 2010. - №12 .- С 48-51.
4. Жемчугова В. А., Жуков А. П., Бондарь Е. В., Днистрянский В. И. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности подсолевых отложений юга Оренбургского региона. // « Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». - 2009. - №1. - С.3-20.
5. Соколов А.Г. Новые представления о строении Соль-Илецкого свода // НТЖ. Геофизика. – М. 2004. - № 5.
6. Политыкина М.А., Тюрин А.М. Условия залегания и перспективы нефтегазоносности нижнепермских флишоидов юга Предуральяского. – Оренбург, 2012, фонды ООО «Газпром добыча Оренбург».
7. Учебно-научно-производственный центр «РГУ нефти и газа им. Губкина». Условия формирования и особенности геологического строения поисково-разведочных объектов на нефть и газ в пределах зоны сочленения Русской платформы и Урала (Оренбургская область). – Оренбург, 2005. – Книга №1 и 2.