

УДК 553.98:551.762.33/.763.12(571.121)

Поляков А.А.ОАО «НК «Роснефть», Москва, Россия, aapolyakov@rosneft.ru**Ершов А.В.**Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия, and@geol.msu.ru

ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КИМЕРИДЖ-ВАЛАНЖИНСКОГО КЛИНОФОРМНОГО КОМПЛЕКСА НА СЕВЕРО-ВОСТОКЕ ПУР-ТАЗОВСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Проведен анализ условий формирования кимеридж-валанжинских отложений северо-востока Пур-Тазовской нефтегазоносной области. Рассмотрена эволюция углеводородных систем региона, строение и формирование ловушек углеводородов, намечены основные направления поисков залежей нефти и газа в клиноформном комплексе северо-востока Пур-Тазовской нефтегазоносной области.

Ключевые слова: *клиноформный комплекс, кимеридж-валанжин, эволюция углеводородных систем, перспективы нефтегазоносности, Пур-Тазовская нефтегазоносная область.*

Территория исследований расположена на севере Пур-Енисейского междуречья, на границе Ямало-Ненецкого округа и Красноярского края (рис. 1) и в нефтегеологическом отношении входит в состав Большехетского и Сузунского нефтегазоносных районов.

Геологоразведочные работы, проводимые в северо-восточной части Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) с начала 1960-х гг., были направлены в основном на опоскование крупных положительных структурных элементов и привели к многочисленным открытиям промышленных скоплений углеводородного сырья, в числе которых следует отметить уникальное Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение. Однако разведанность центральной части территории исследований в тектоническом отношении принадлежащей северной периферии Большехетской мегасинеклизы (известной также под названием Пендомаяхской впадины) остается невысокой.

Отличительной особенностью исследуемой территории является клиноформное строение нижнеэокомских и верхнеюрских отложений. С учетом высокого потенциала их нефтегазоносности в Пендомаяхской впадине, подтвержденного открытиями крупных Пякxинского и Хальмерпаютинского месторождений, предпринята попытка оценить условия формирования кимеридж-берриасского клиноформного комплекса и выявить особенности размещения в нем залежей нефти и газа с целью определения приоритетных направлений геологоразведочных работ на северо-востоке Пур-Тазовской НГО.

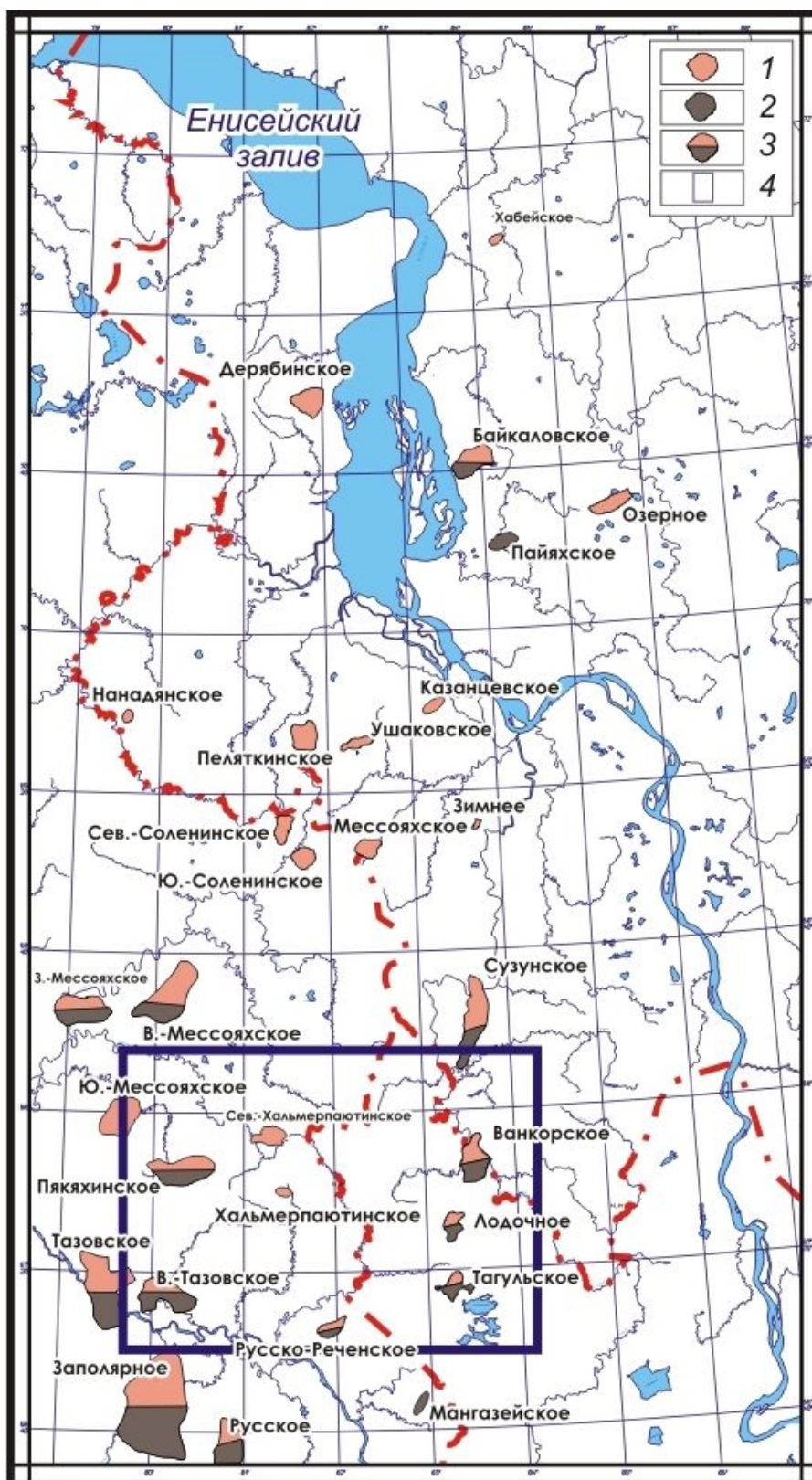


Рис. 1. Обзорная карта

1-3 - месторождения: 1 – газовые и газоконденсатные, 2 – нефтяные, 3 – газонефтяные и нефтегазоконденсатные; 4 - район исследований.

Геологическое строение и нефтегазоносность

В геологическом строении территории исследований принимают участие глубоко метаморфизованные и интенсивно дислоцированные разновозрастные образования кристаллического фундамента древней Гыдано-Енисейской платформы [Бочкарев, Брехунцов, Дещеня, 2003].

На его эродированной поверхности залегают терригенно-карбонатные отложения верхнего протерозоя (предположительно) и палеозоя, слагающие параплатформенный структурный ярус Западно-Сибирской плиты (домезозойское основание), а также вулканогенно-осадочные отложения триаса, перекрытые юрско-кайнозойским плитным чехлом толщиной около 5000 м. Последний залегают на подстилающих доюрских образованиях часто с резким угловым и стратиграфическим несогласием.

Вмещающая Пендомаяхская впадина сочленяется с Тагульско-Ванкорским мезовалом – положительной структурой второго порядка, осложненной Токачинским, Сузунским, Лодочным наклонными валами и Ванкорским куполовидным поднятием (рис. 2). В северном направлении Пендомаяхская впадина граничит с южным склоном надпорядковой Мессояхской наклонной гряды. Южная граница территории исследований проходит на широте Северо-Часельской седловины, разделяющей Пендомаяхскую впадину и Нижнетазовскую котловину, а в сечении положительных структур соединяющей Часельский наклонный мезовал и Тагульско-Ванкорский мезовал. На положительных структурных элементах и на бортах сопредельных прогибов развиты структуры меньшего порядка, к некоторым из которых приурочены месторождения углеводородов. Определяющее влияние на современное тектоническое строение региона оказали постсеноманские тектонические движения, хотя многие положительные структурные элементы развивались унаследовано с доюрского времени.

Возрастной интервал продуктивных отложений охватывает диапазон от оксфордского яруса верхней юры (сиговская свита Тагульского месторождения) до туронского яруса верхнего мела (кузнецовская свита Южно-Мессояхского месторождения). Основные запасы углеводородов сосредоточены в терригенных берриас-валанжинских отложениях, представленных нижнехетской и суходудинской свитами, а также в их стратиграфических аналогах – мегийской и заполярной свитах. В отличие от большей части Приенисейской территории Западной Сибири верхнеюрско-неокомская (точнее – кимеридж-валанжинская) часть разреза в границах исследуемого района имеет не пологое, а нормально-клиноформное строение и характеризуется на временных разрезах сигмовидными отражающими

горизонтами, выраженность которых увеличивается в западном направлении. Таким образом, можно говорить от том, что в отличие от Приенисейской «зоны верхнеюрских и нижненеокомских черепитчатых сейсмофаций, характерных для мелководного бассейна ... ожидаемый нефтегазоносный потенциал которой относительно невелик» [Нежданов и др., 2000, с. 83-84], перспективы клиноформного комплекса северо-восточной части Пур-Тазовской НГО существенно выше и могут быть сопоставимы с расположенной западнее Самбургско-Уренгойской зоной нефтегазонакопления, продуктивность которой связана, в первую очередь, с отложениями валанжинской ачимовской толщи. Ниже приведен анализ условий формирования кимеридж-валанжинских отложений и вкратце освещена история формирования месторождений нефти и газа в границах территории исследований.

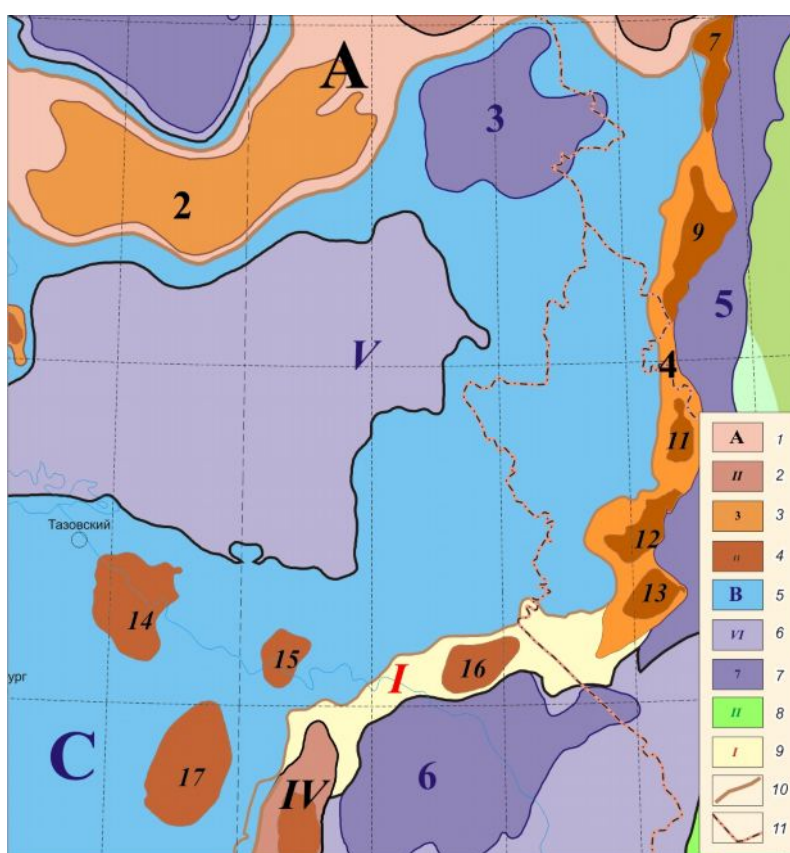


Рис. 2. Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса северо-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (под редакцией А.Э Конторовича, 2005)

Тектонические элементы положительные: 1 - надпорядковые, 2 - I порядка, 3 - II порядка, 4 - III порядка; отрицательные: 5 - надпорядковые, 6 - I порядка, 7 - II порядка; промежуточные: 8 - мега-, мезомоноклинали, 9 - мега-, мезоседловины; границы: 10 - надпорядковых структур, 11 - административные. Наименования структур. А - Мессояхская наклонная гряда, С - Большехетская мегасинеклиза, I - Северо-Часельская седловина, IV - Часельский наклонный мегавал, V - Северо-Тазовская мегавпадина, VI - Тазовский структурный мезагалив, VII - Среднепурский наклонный мегапрогиб, 2 - Среднемессояхский мезовал, 3 - Южно-Мессояхская мезовпадина, 4 - Тагульско-Ванкорский мезовал, 5 - Долганско-Лодочный мезопргоиб, 6 - Нижнетазовская мезовпадина, 7 - Токачинский наклонный вал, 9 - Сузунский наклонный вал, 11 - Ванкорское куполовидное поднятие (КП), 12 - Лодочный наклонный вал, 13 - Тагульское КП, 14 - Тазовское КП, 15 - Усть-Яридейское КП, 16 - Русско-Реченское КП, 17 - Заполярное КП, 18 - Русский вал.

История формирования клиноформного комплекса и особенности размещения пород-коллекторов

С конца оксфордского и до начала берриасского веков вся территория Западной Сибири являлась областью морской седиментации, причем на северо-востоке плиты уже в позднем кимеридже началось формирование инициальных частей клиноформного комплекса, представленных преимущественно аргиллитами, с подчиненным количеством пластов песчаников и алевролитов яновстансокой свиты. Основным поставщиком терригенного материала служили трапповые плато Средне-Сибирской возвышенности, поэтому толщины песчаников возрастают в направлении к Сибирской платформе.

В титоне в центральной части Западно-Сибирского бассейна установился режим устойчивой некомпенсированной седиментации. Этот палеобассейн просуществовал около 25 млн. лет и в силу ряда особенностей получил среди геологов собственное имя – «баженовский». В нем продолжительное время накапливались существенно биогенные планктоногенные кремнисто-глинистые илы, которые позднее превратились в высокобитуминозные аргиллиты баженовской, тутлеймской и мулымьинской свит. Отдельные битуминозные прослои фиксируются в разрезе яновстанской свиты.

В конце титонского – начале берриасского веков в центральной части плиты продолжал существовать баженовский бассейн. Это время знаменательно тем, что регрессивно-трансгрессивные события, эпейрогенические колебания плиты, совместно с такими явлениями, как тайфунные и муссонные ливни, наводнения и землетрясения, создали условия для периодического пульсационного поступления в бассейн осадконакопления больших масс песчано-алеврито-глинистого материала. Формирование аккумулятивного склона позднеюрско-неокомского бассейна продолжалось вплоть до начала апта.

На востоке территории исследований накопление песчано-глинистых отложений нижнехетской свиты происходило в прибрежной части морского бассейна, а западнее, по мере углубления бассейна осадконакопления, прибрежно-морские отложения сменялись мелководно-, а затем и глубоководно-морскими образованиями мегийонской свиты (рис. 3), причем самая крупная впадина с глубинами более 400 м располагалась в центральной части Пендомаяхской впадины.

В ранневаланжинский век происходила регрессия моря, произошло существенное обмеление бассейна на востоке Большехетской мегасинеклизы из-за обильного поступления терригенного материала со Средне-Сибирской возвышенности. В ранневаланжинское время накапливались осадки нижней подсвиты суходудинской свиты и ее аналогов. Это были в основном алевроито-песчаные и глинисто-алеврито-песчаные осадки.

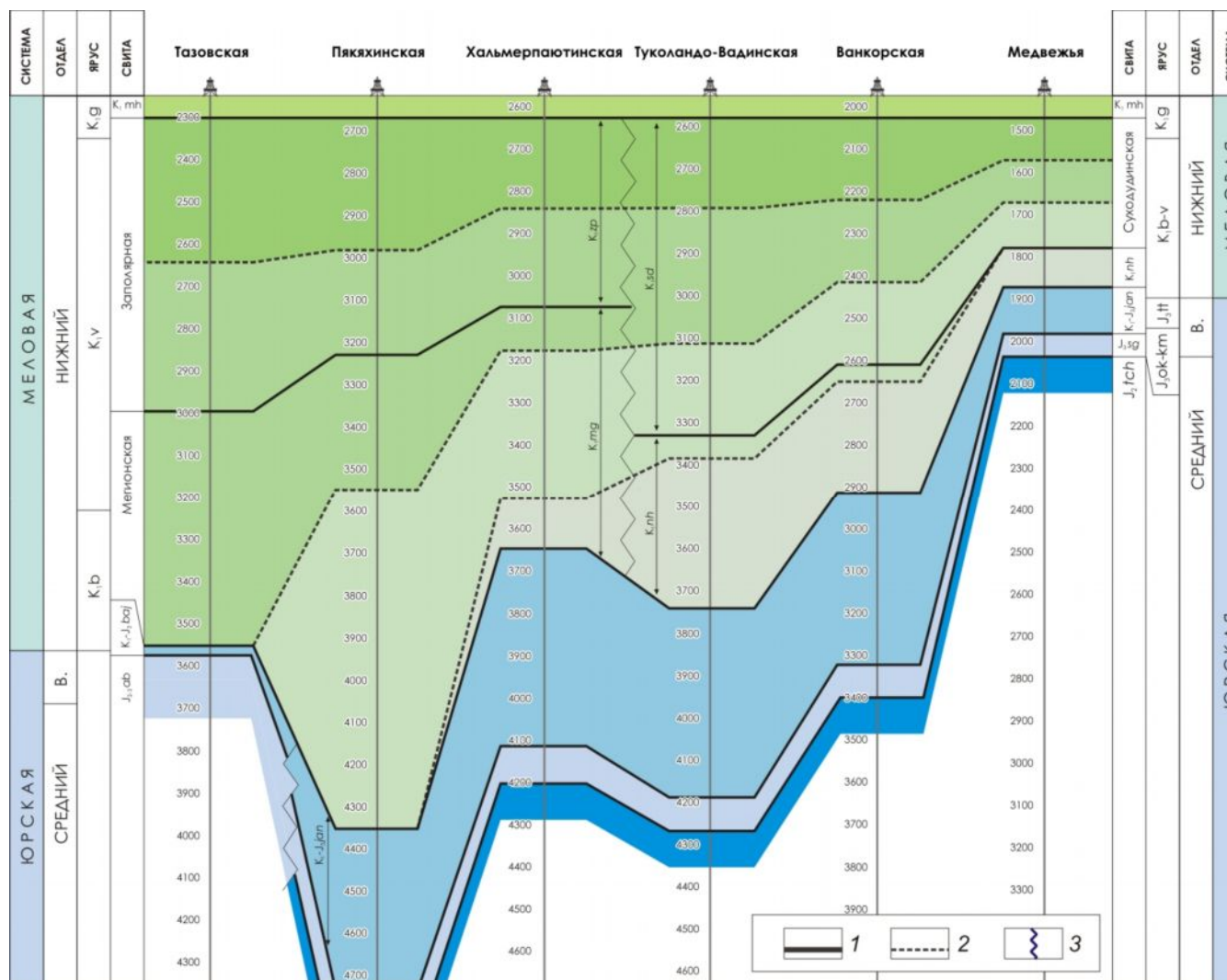


Рис. 3. Схема корреляции неокомских отложений северо-востока Пур-Тазовской нефтегазоносной области

1-3 - границы: 1 - свит, 2 – маркирующих глинистых пачек, 3 – фацальных зон. Свиты: J2 tch - точинская, J2-zab - абалакская, J3sg - сиговская, K1-J3 jap - яновстанская, K1-J3 jap - баженовская, K1nh - нижнехетская, K1sd – суходудинская, K1mg – мегинская, K1zр – заполярная, K1mh - малохетская.

В более глубоководной зоне формировались преимущественно алевролитоглинистые осадки верхов мегнионской и низов заполярной свит (см. рис. 3).

К позднему валанжину акватория Западно-Сибирского морского бассейна существенно сузилась. Граница мелководно-морской зоны сместилась на запад за пределы исследуемой территории. В поздневаланжинском бассейне накапливались преимущественно песчаные осадки заполярной и верхов суходудинской свит.

С учетом вышеизложенного, можно утверждать, что на формирование клиноформного комплекса территории исследований большое влияние оказало существование глубоководной (>400 м) Пендомаяхской впадины, существовавшей, по крайней мере, до середины валанжина. Её проградационное заполнение обломочным материалом привело к формированию «серии пологоналегающих друг на друга слабонаклоненных геологических тел» [Гурари, 2003] с четко выраженной зональностью - все изначально шельфовые пласты рано или поздно приобретают клиноформный облик, а затем сменяются своими синхронными фондоформными аналогами, которые объединяются общим термином «ачимовская толща» [Кос и др. 2004]. На временных разрезах границам клиноформ соответствуют наиболее протяженные и динамически выраженные сигмоидные отражающие горизонты, прослеживаемые как в шельфовой, так и депрессионной областях и имеющие характерные точки перегиба, которые соответствуют кромке шельфа и подножью склона.

Модели геологического строения клиноформного комплекса развивались, уточнялись и детализировались в работах А.Л. Наумова, М.М. Бинштока, Л.Ш. Гиршгорна, Г.Н. Гогоненкова, В.П. Игошкина, Ю.Н. Карагодина, В.А. Корнева, Н.Х. Кулахметова, Н.Я. Кунина, О.М. Мкртчяна, А.А. Нежданова, М.Я. Рудкевича, В.С. Соседкова, Л.Я. Трушковой, Ф.З. Хафизова, И.Л. Цибулина, Н.С. А.Е. Шлезингера, Г.С. Ясовича и многих других. В настоящей работе в соответствии с исследованиями Н.С. Шик и В.С. Славкина [Славкин и др., 1994] в составе клиноформ выделяются песчаные тела 4-х морфологических типов: шельфовые и кромкошельфовые (ундаформные), склоновые (клиноформные) и депрессионные (фондоформные). Шельфовые песчаные тела образуют линзы, «шнурки» или покровы с субпараллельными кровлей и подошвой. Песчаные тела кромки шельфа представляют собой крупные «шнурки» или линзы вытянутые вдоль палеосклона. Склоновые песчаные тела развиты на участках наиболее интенсивного наращивания палеосклона и приурочены к участкам выноса терригенного материала за кромку шельфа. Депрессионные песчаные тела образуют достаточно мощные линзы,

«шнурки» или покровы, локализованные у подножья склона. Они образуют толщу частого переслаивания песчаников и алевролитов.

Взаимодействие тектонического и седиментационного факторов в обстановке проградации шельфа привело к формированию разных типов ловушек - сводовых, литологических и комбинированного типа (рис. 4). Наиболее емкие природные резервуары связаны с кромкошельфовыми и депрессионными песчаными телами. Кромкошельфовые песчаные тела протягиваются в полосе, ограниченной кромками шельфа к началу и окончанию формирования соответствующего пласта. Они отличаются повышенными толщинами и улучшенными коллекторскими свойствами. Благоприятное сочетание структурного плана и седиментационного наклона клиноформных отложений часто приводит к формированию ловушек, связанных с новообразованными «бескорневыми» поднятиями на моноклиналях или на склонах положительных структурных элементов. В силу особенностей своего формирования они получили название тектоно-седиментационные.

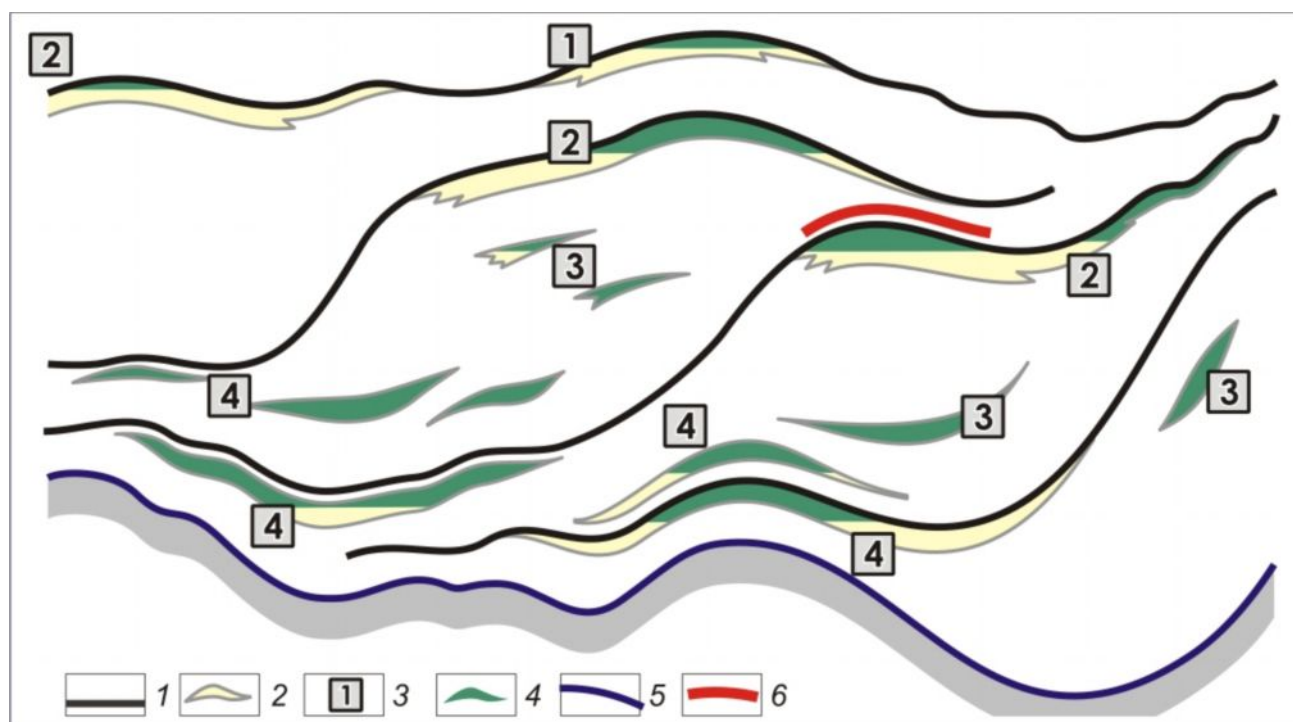


Рис. 4. Схема размещения и типы ловушек углеводородов в клиноформном комплексе

1-2 - границы: 1 – основные отражающие горизонты; 2 – песчаные тела разного генезиса; 3 – индекс типа песчаных тел (цифры в квадратах: 1 – шельфовые, 2 – кромкошельфовые, 3 – склоновые, 4 – фондоформные (депрессионные)); 4 – залежи; 5 – отражающий горизонт Па; 6 - «бескорневые» тектоно-седиментационные ловушки.

Депрессионные песчаные тела развиты у подножья склона и характеризуются, в целом, низкими фильтрационно-емкостными свойствами, однако покровный характер их

распространения благоприятен для формирования крупных залежей сводового типа. В зонах замещения песчаных тел в дистальной части и вверх по восстанию клиноформ формируются ловушки комбинированного типа (см. рис. 4).

Перечисленные ловушки уже на сегодняшней стадии изученности территории могут быть намечены по данным сейсморазведки и бурения, однако не менее важной задачей, в условиях смешанного фазового состава залежей, выявленных в клиноформном комплексе (преобладает газ), является отдельный прогноз преимущественно нефте- или газонасыщенных объектов. Для решения этой задачи нами было проведено моделирование формирования углеводородных систем в границах территории исследований.

Особенности формирования месторождений на северо-востоке Пур-Тазовской нефтегазоносной области

По сравнению с центральными и южными областями Западной Сибири её северо-восточные районы геохимическими методами исследованы очень слабо, и вопросы формирования залежей нефти и газа на изучаемой территории нельзя считать окончательно решенными. Однако на данном этапе можно утверждать, что органическое вещество яновстанской и баженовской свит было основным источником нефтей в нижнемеловых отложениях северо-востока Пур-Тазовской НГО [Конторович и др., 1999, Гончаров и др., 2010]. На основании анализа биомаркерных параметров Ванкорского месторождения М.В. Дахновой [Дахнова и др., 2009] допускается вклад нижнехетского генерационного источника, что, с учетом увеличения доли аквагенного органического вещества по мере углубления бассейна седиментации более вероятно для региона Пендомаяхской впадины. С учетом данных Л.Н. Болдушевской [Болдушевская, 2001], в качестве потенциально-нефтегазоматеринских для формирования залежей клиноформного комплекса нами рассматриваются также глинистые разности в составе суходудинской свиты (табл. 1). Моделирование истории погружения и воздымания, тепловой эволюции, процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления проводилось в пакете программ Sedim, разработанных специалистами ООО «Лаборатория геологии и моделирования осадочных бассейнов» и научными сотрудниками геологического факультета Московского государственного университета. Результаты реконструкции истории погружения по композитному профилю Лодочный вал - Тазовское куполовидное поднятие и эволюция степени преобразования (зрелости) органического вещества пород, выраженной в значениях показателя отражательной способности витринита (R_o) показана на рис. 5.

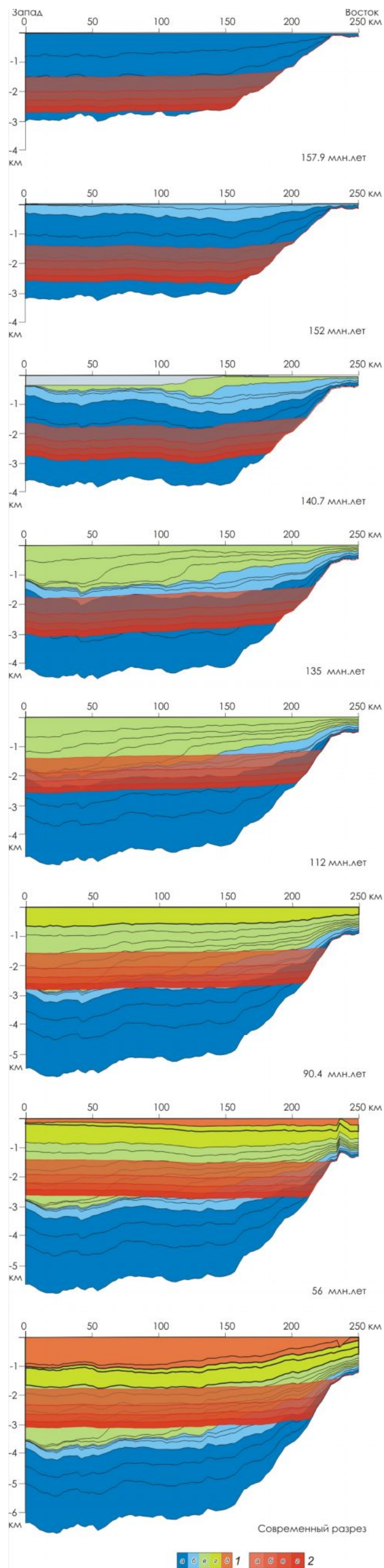


Рис. 5. Эволюция степени созревания органического вещества в юрско-меловых отложениях вдоль профиля Лодочное - Тазовское с течением геологического времени

1 - отложения: а - среднеюрские, б - верхнеюрские (с яновстанской свитой), в - нижнемеловые, г - верхнемеловые, д - палеогеновые; 2 - интервалы значений отражательной способности витринита (Ro): а - 0,6-0,8, б - 0,8-1,0, в - 1,0-1,2, г - 1,2-1,4.

Таблица 1

Обогащенность верхнеюрско-меловых отложений северо-востока Пур-Тазовской нефтегазоносной области органическим веществом и его фациально-генетический тип
(по Л.Н. Болдушевской, 2001; А.Э. Конторовичу, 2007; И.В. Гончарову и др., 2010, с дополнениями)

Отдел	Свита	Тип ОБ	Н ₁ , мг УВ/г Сорг	Содержание Сорг, %
К1	баженовская	С	140-180 до 360	0,56-11,9
К1	суходудинская	С-Г	100-200 до 400-500	0,35-3,7
К1	нижнехетская	Г-С	100-200 до 450	0,1-5,8
ЈЗ-К1	яновстанская	Г-С	150-300 до 450-550	0,18-8,2

Процесс изменения R_o в зависимости от температуры и продолжительности геологического времени достаточно хорошо изучен, а определяющие его реакции охарактеризованы количественно. Вслед за Дж. Хантом принимаем, что зона активной генерации УВ нефтяного ряда соответствует интервалу значений R_o от 0,5 до 0,85, зона вторичного крекинга - от 0,85 до 1,15 и зона преимущественной газогенерации - от 1,15 до 2 [Hunt, 1996]. Все эти зоны показаны на рис. 5 на фоне кривых истории погружения, с тем, чтобы проиллюстрировать временную динамику процессов нефтегазогенерации для всего разреза в целом.

По данным анализа формирования нефтяных систем было установлено, что основным очагом генерации углеводородов, мигрировавших в дальнейшем в направлении прилегающих поднятий, являлась Пендомаяхская впадина. Здесь породы яновстанской, нижнехетской и нижней части суходудинской свит вошли в зону активной нефтегенерации в середине-конце раннего мела и полностью исчерпали свой нефтяной потенциал к середине позднего мела. В дальнейшем они вошли в зону газообразования и вторичного крекинга. Процессы последнего были завершены лишь наполовину к началу палеогена, а в палеогене генерация УВ была приостановлена, начался этап разрушения залежей. Процессы нефтегазогенерации в отложениях основных материнских свит на Тагульско-Ванкорском мезовале начались позже и развивалась по иному сценарию. Так, толщи яновстанской свиты вошли в зону нефтеобразования лишь к началу олигоцена и к настоящему времени породы свиты еще не исчерпали своего исходного нефтегазоматеринского потенциала. Отложения нижнехетской свиты лишь местами находятся в самом начале зоны нефтегенерации.

Приоритетные направления поисков месторождений нефти и газа в клиноформном комплексе

Совместный ретроспективный анализ динамики процессов нефтегазообразования и формирования структурного плана территории исследований позволил реконструировать

общую картину процессов нефтегазонакопления в ловушках, намеченных в кимеридж-валанжинском клиноформном комплексе (рис. 6).

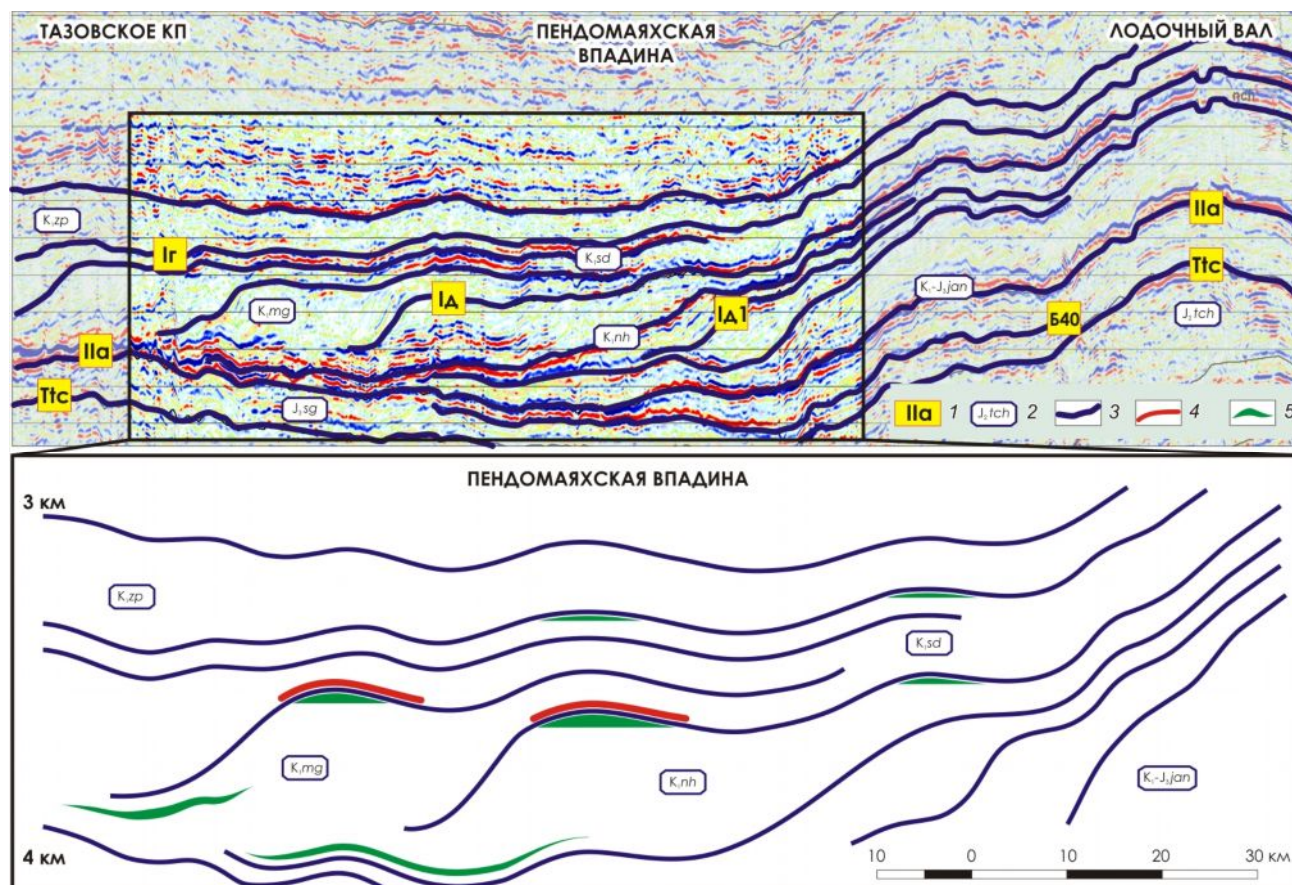


Рис. 6. Принципиальная схема размещения ловушек углеводородов в Пендомаяхской впадине
 1 – основные изохронные границы, 2 – индексы отражающих горизонтов, 3 – индексы стратиграфических подразделений, 4 – ловушки углеводородов, 5 – «бескорневые» тектоно-седиментационные ловушки.

Сводовые ловушки в Пендомаяхской впадине, связанные с шельфовыми и кромкшельфовыми резервуарами, формирование которых, как было отмечено выше, произошло в кайнозое, когда основные нефтегазоматеринские толщи находились в нижней зоне генерации газа, могут содержать газовые и газоконденсатные залежи (Хальмерпаютинское месторождение), либо нефтегазоконденсатные залежи (Пякяхинское месторождение), связанные с переформированием залежей нефти на кайнозойском этапе. Нефтяные залежи в нижнехетской и суходудинской свитах в сводовых ловушках Тагульско-Ванкорского мезовала также сформированы за счет миграции жидких УВ вверх по восстанию пород в Пендомаяхской впадине, вероятно в результате их вытеснения газом в соответствии с принципом дифференцированного улавливания [Максимов, Чахмахчев, Большаков, 1976]. Предпосылок формирования т.н. тектоно-седиментационных ловушек, связанных с кромкшельфовыми песчаными телами, на восточном склоне Тагульско-

Ванкорского мезовала нет, гораздо более перспективными в этом отношении являются центральная часть Пендомаяхской впадины и восточный склон Тазовского поднятия. Однако их формирование, как и сводовых ловушек, произошло только на кайнозойском этапе, таким образом, перспективы этого направления связаны скорее с поисками газовых и газоконденсатных скоплений.

Литологические и комбинированные ловушки, приуроченные к ачимовским отложениям, распространены по крайней мере в западной половине территории исследований – в погруженной части Пендомаяхской впадины и на восточном склоне Тазовского поднятия. Важно то, что они существовали уже до начала генерации УВ, а следовательно нефтяные залежи, сформированные в раннемеловое время, не могли быть вытеснены позднемеловым газом из-за латерального экранирования песчаных линз непроницаемыми породами. Однако из-за значительных глубин их залегания (более 3500 м) существует риск ухудшения коллекторских свойств ачимовских резервуаров и крекинга жидких УВ. Так, в Самбургско-Уренгойской зоне на глубинах 3500-3900 м нефть в залежах малоподвижная, нефтенасыщенность резервуаров низкая [Нежданов и др., 2000].

Заключение

Проведенный анализ условий формирования кимеридж-валанжинских отложений, эволюции углеводородных систем, особенностей строения и формирования ловушек УВ, позволил нам наметить основные направления поисков залежей нефти и газа в клиноформном комплексе северо-востока Пур-Тазовской НГО. Перспективы газоносности связаны со сводовыми и комбинированными (в первую очередь - тектоно-седиментационными) ловушками. Единственным направлением геологоразведочных работ, связанным с поиском нефтегазовых месторождений в клиноформном комплексе, являются ловушки в отложениях ачимовской толщи, намеченные в центральной части Пендомаяхской впадины и на восточном склоне Тазовского куполовидного поднятия.

Литература

Болдушевская Л.Н. Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты. - Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Красноярск, 2001.

Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. Палеозой и триас Западной Сибири (комплексные исследования) // Геология и геофизика. – 2003. - Т.44 (1-2). - С. 120-143.

Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Фадеева С.В., Кринин В.А., Волков В.А. Нефтематеринские породы и нефти восточной части Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №8. – С. 24-28.

Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – 141 с.

Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Нечитайло Г.С., Назарова Е.С., Мялкина Ю.А. Геология и генезис нефтей Ванкорского месторождения // Геология нефти и газа. – 2009. – №5. – С. 30-37.

Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Стасова О.Ф. Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири. - Новосибирск, 1999. – С. 10-12.

Кос И.М., Поляков А.А., Беспалова Е.Б., Колосков В.Н. Геолого-геофизический прогноз нефтеносности неокомских отложений Сахалинского лицензионного участка (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа. – 2004. - №2. - С. 16-26.

Максимов С.П., Чахмахчев В.А., Большаков Ю.Я. Геохимические аспекты принципа дифференциального улавливания нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1976. - №3. - С. 37-46.

Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. - М.: изд-во Академии горных наук, 2000. - 247 с.

Славкин В.С., Шик Н.С., Гусейнов А.А., Давыдова Е.А., Редькина Т.М. Сейсмолитологические модели неокомских клиноформ Приобско-Салымской зоны // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1994. - № 5-6. - С. 47-52.

Hunt J.M. Petroleum geochemistry and geology, Second Edition /W.H. Freeman and Company. NY, 1996. 744 p.

Polyakov A.A.

Rosneft Oil Company, Moscow, Russia, aapolyakov@rosneft.ru

Ershov A.V.

Moscow State University, Moscow, Russia, and@geol.msu.ru

GENESIS, GEOLOGICAL STRUCTURE AND HYDROCARBON POTENTIAL OF THE KIMMERIDGIAN-VALANGINIAN CLINOFORM COMPLEX - THE NORTH-EAST PART OF THE PUR-TAZOV BASIN

Formation history of the Kimmeridgian-Valanginian complex of the north-east part of the Pur-Tazov basin were analyzed; features of the hydrocarbon traps structure and the evolution of hydrocarbon systems in the region were reviewed, and the main directions for the oil and gas exploration in the clinoform complex of the north-eastern Pur-Tazov basin were outlined.

Key words: *clinoform complex, Kimmeridgian-Valangin, hydrocarbon system evolution, hydrocarbon potential, Pur-Tazov basin.*

References

Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Deshchenya N.P. *Paleozoy i trias Zapadnoy Sibiri (kompleksnyye issledovaniya)* [Paleozoic and Triassic of West Siberia (comprehensive research)]. *Geologiya i geofizika*, 2003, vol. 44 (1-2), pp. 120-143.

Boldushevskaya L.N. *Geokhimicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti mezozoysskikh otlozheniy Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba i severo-vostoka Zapadno-Sibirskoy plity* [Geochemical criteria for petroleum potential forecast of the Mesozoic deposits of the Yenisei-Khatanga regional trough and north-east of the West Siberian Plain]. Synopsis of dissertation for the degree of candidate of geological-mineralogical sciences. Krasnoyarsk, 2001.

Dakhnova M.V., Zheglova T.P., Nechitaylo G.S., Nazarova E.S., Myalkina Yu.A. *Geologiya i genezis neftey Vankorskogo mestorozhdeniya* [Geology and genesis of oil of Vankor field]. *Geologiya nefiti i gaza*, 2009, no. 5, pp. 30-37.

Goncharov I.V., Oblasov N.V., Samoylenko V.V., Fadeeva S.V., Krinin V.A., Volkov V.A. *Neftematerinskie porody i nefiti vostochnoy chasti Zapadnoy Sibiri* [Source rocks and oils of the eastern part of Western Siberia]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2010, no. 8, pp. 24-28.

Gurari F.G. *Stroenie i usloviya obrazovaniya klinoforn neokomskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy plity (istoriya stanovleniya predstavleniy)* [The structure and formation conditions of clinoform Neocomian deposits of West Siberian Plate (the history of concepts' formation)]. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2003, 141 p.

Hunt J.M. *Petroleum geochemistry and geology*, Second Edition /W.H. Freeman and Company. NY, 1996. 744 p.

Kontorovich A.E., Danilova V.P., Kostyreva E.A., Stasova O.F. *Neftematerinskie formatsii Zapadnoy Sibiri: staroe i novoe videnie problemy* [Oil source formations of Western Siberia: old and new vision of problem]. *Organicheskaya geokhimiya nefteprodukovyashchikh porod Zapadnoy Sibiri*. Novosibirsk, 1999, pp. 10-12.

Kos I.M., Polyakov A.A., Bepalova E.B., Koloskov V.N. *Geologo-geofizicheskiy prognoz neftenosnosti neokomskikh otlozheniy Sakhalinskogo litsenzionnogo uchastka (Zapadnaya Sibir')* [Geological and geophysical forecast of the Neocomian deposits oil potential of Sakhalin license area (Western Siberia)]. *Geologiya nefiti i gaza*, 2004, no. 2, pp. 16-26.

Maksimov S.P., Chakhmakhchev V.A., Bol'shakov Yu.Ya. *Geokhimicheskie aspekty printsipa differentsial'nogo ulavlivaniya nefiti i gaza* [Geochemical aspects of the principle of differential recovery of oil and gas]. *Geologiya nefiti i gaza*, 1976, no. 3, pp. 37-46.

Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A., Gorbunov S.A. *Geologiya i neftegazonosnost' achimovskoy tolshchi Zapadnoy Sibiri* [Geology and petroleum potential of Achimov suite of Western Siberia]. Moscow: Akademiya gornykh nauk, 2000, 247 p.

Slavkin V.S., Shik N.S., Guseynov A.A., Davydova E.A., Red'kina T.M. *Seysmolitologicheskie modeli neokomskikh klinoforn Priobsko-Salymskoy zony* [Seismic and lithological models of the Neocomian clinoforms of Pre-Ob-Salym zone]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy*, 1994, no. 5-6, pp. 47-52.