

Седиментационный контроль нефтегеологических свойств вендско-кембрийских формаций севера Лено-Тунгусского бассейна

В статье обсуждаются обстановки седиментации вендско-кембрийского комплекса, распространенного на севере Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна Сибирской платформы. Рассмотрены формации, которые выделены в опорных разрезах, составленных авторами по скважинным данным, материалам ГИС, описаниям обнажений в ходе геологической съемки и тематических научно-исследовательских работ. Показано, что обогащенность формаций органическим веществом, присутствие в их составе пород-коллекторов и флюидопоров обусловлены особенностями седиментогенеза, контролирующими также распределение известных ныне скопленных углеводородов. На основе этого анализа предполагается, что благоприятные нефтегеологические свойства изученного комплекса могут быть обнаружены среди формаций мелководно-морского генезиса в глубоко погруженной Курейской синеклизе.

Ключевые слова: Сибирская платформа, Лено-Тунгусский бассейн, вендско-кембрийские формации, обстановки седиментации, нефтегазоносность.

Введение

В данной работе рассмотрены для северной части Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна ряды формаций и обстановки седиментации вендско-кембрийского осадочного комплекса, определившие в значительной степени их нефтегеологические свойства. С тектонической точки зрения к объектам исследования относятся север Байкитской антеклизы (Бахтинский выступ), Туруханно-Норильская гряда, Анабарская антеклиза, Сюджерская седловина и Курейская синеклиза (Рис. 1).

Территория изучения отличается незначительной плотностью населения, очень слабо развитой инфраструктурой и низкой геолого-геофизической изученностью. В настоящее время здесь известно обилие признаков нефтегазоносности, главным образом, в виде поверхностных битумных полей и битумопроявлений (Арчегов и др., 2006; Баженова, Фадеева, 2006). В вендско-кембрийском комплексе на севере бассейна пока открыты всего три небольших нефтегазовых месторождения и несколько отдельных залежей углеводородов (Старосельцев, Дивина, 2001). На юге же, в пределах Непско-Ботубинской антеклизы, Ангаро-Ленской ступени, Камовского свода Байкитской антеклизы находятся порядка шести десятков месторождений с суммарными доказанными геологическими запасами нефти более двух миллиардов тонн и газа около 3 триллионов кубических метров (Ефимов и др., 2012). Многие из этих месторождений должны обеспечить работу газопровода «Сила Сибири» (Чухарева и др., 2013).

Север Лено-Тунгусского бассейна довольно заметно отличается от его южной части, характеризуясь самым большим в бассейне стратиграфическим диапазоном осадочных комплексов. Вендско-палеозойские отложения наиболее погружены в Курейской синеклизе. Её размеры в поперечнике превышают 1 тыс. км, глубина по подошве кембрия достигает 8 км, борта осложнены уступами, разрывными нарушениями и локальными поднятиями различных размеров. Наиболее крупным из таких поднятий является Чиридинское с амплитудой по кровле кембрия более 1 км (Рис. 2).

Совокупность имеющихся геологических и нефтегеологических данных, а также расположенность в относительной близости к портам Северного морского пути позволяет надеяться, что Курейская синеклиза – будущий перспективный объект для расширения ресурсной базы нефтегазовой промышленности России.

Методика исследования и терминология

Методом исследования вендско-кембрийского осадочного комплекса являлся анализ литологических формаций в понимании этого термина, предложенного В.Е. Хаиным (Хаин, 1954). Суть его исходной позиции по этому вопросу была сохранена и в последующее время... «Формация (геогенерация) – это закономерное и устойчивое сочетание (парагенез) определённых генетических типов горных пород, связанных общностью (близостью) условий образования и возникающих на определённых стадиях развития основных структурных элементов земной коры». «Каждая порода, входящая в состав осадочной формации, отвечает определённой фации, точнее генетическому типу отложений, и, таким образом, осадочная формация (литоформация) – это комплекс фаций (генетических типов)» (Хаин, Ломизе, 1995).

Изучение формаций с этих позиций проводилось на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ при нефтегеологических исследованиях Восточной Сибири в 60-80-е годы XX века (Мазор и др., 1980; Соколов и др., 1989).

Литологические формации в вендско-кембрийских толщах выделены по соотношению в них основных типов пород с учетом их генетической принадлежности. Исследование базировалось на создании опорных разрезов (Рис. 3). Они составлены по данным изучения керна отложений венда и кембрия, вскрытых скважинами, материалам ГИС, результатам полевых маршрутов сотрудников МГУ имени М.В. Ломоносова (Карнюшина и др., 2010; Фролов и др., 2013; 2014), обобщения материалов геологической съемки масштаба 1:200000 и масштаба 1:1000000. Учтены

основные результаты изучения состава, строения и происхождения вендско-кембрийских толщ сотрудниками научно-исследовательских и научно-производственных организаций, внесших неоценимый вклад в познание геологии и нефтегазоносности Восточной Сибири (Геология и перспективы..., 1984; Бахтуров и др., 1985; Журавлева и др., 1982; Контрович, Савицкий, 1970; Мельников, 2009; Стра-

тиграфия нефтегазоносных..., 2005; Шпунт и др., 1982).

Формации севера Сибирской платформы рассмотрены в стратиграфическом объеме верхнего венда – низов томмотского яруса, верхней части томмотского яруса – низов атабанского ярусов, верхней части атабанского яруса, ботомского – амгинского ярусов, майского яруса, верхнего кембрия, выделенных согласно «Решениям

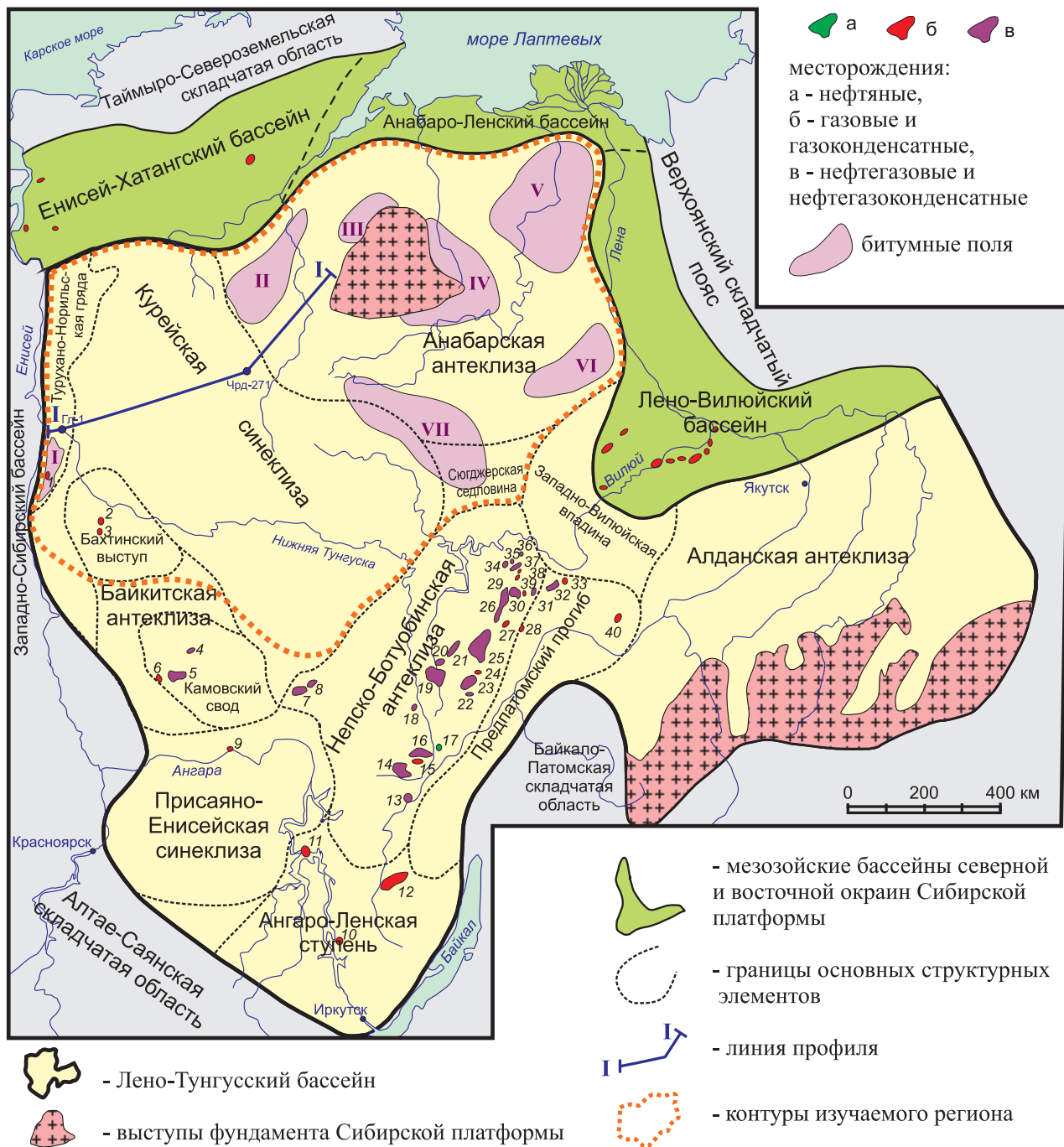


Рис. 1. Обзорная схема региона исследований: скважины на линии профиля I-I (Гл-1 – Голоярская-1, Чрд-279 – Чириндинская-1); 1-20 – месторождения: 1 – Сухо-Тунгусское, 2 – Танагинское, 3 – Моктаконское, 4 – Куломбинское, 5 – Юрубчено-Тохомское, 6 – Оморинское, 7 – Собинское, 8 – Пайгинское, 9 – Агалеевское, 10 – Атовское, 11 – Братское, 12 – Ковыктинское, 13 – Марковское, 14 – Ярактинское, 15 – Аянское, 16 – Дулисьминское, 17 – Пилюгинское, 18 – Даниловское, 19 – Верхнечонское, 20 – Вакунайское, 21 – Тымтучиканское, 22 – Алинское, 23 – Талаканское, 24 – Нижнехемакинское, 25 – Чаяндинское, 26 – Среднеботубинское, 27 – Хотого-Мурбайское, 28 – Отрадинское, 29 – Таас-Юряхское, 30 – Бесюряхское, 31 – Иктехское, 32 – Верхневилучанское, 33 – Вилуйско-Джербинское, 34 – Маччобинское, 35 – Иреляхское, 36 – Станахское, 37 – Мирнинское, 38 – Северо-Нелбинское, 39 – Нелбинское, 40 – Басыхтахское); I – VII – битумные поля и скопления: I – Туруханское (Голоярское, Летнинское и Горно-Дьявольское скопления), II – Западно-Анабарское (Медвежинское скопление), III – Северо-Анабарское (Рассохинское скопление), IV – Восточно-Анабарское (Куонамское скопление), V – Нижне-Оленекское (Центрально-Оленёкское скопление), VI – Верхне-Мунско-Моторчунское (Моторчунское скопление), VII – Южно-Анабарское (Силигир-Мархинское скопление).

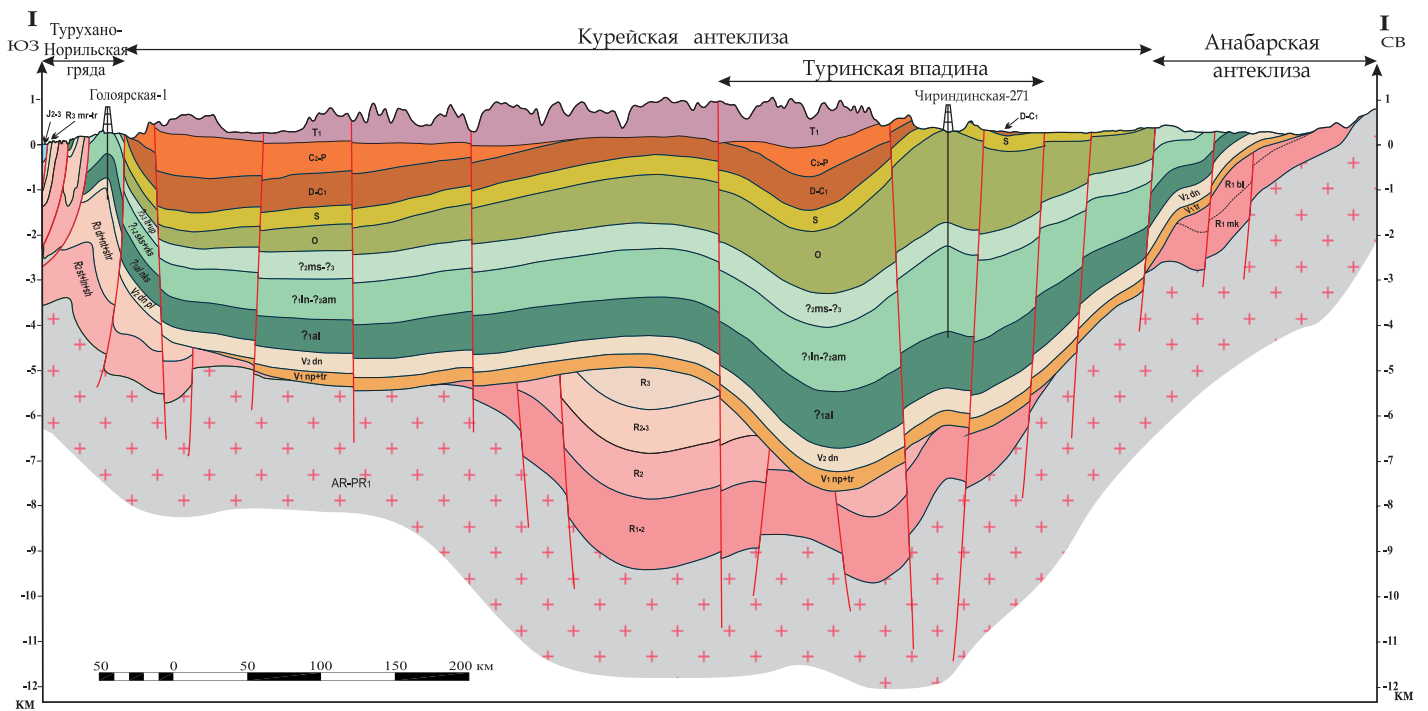


Рис. 2. Субширотный профильный разрез по линии I – I.

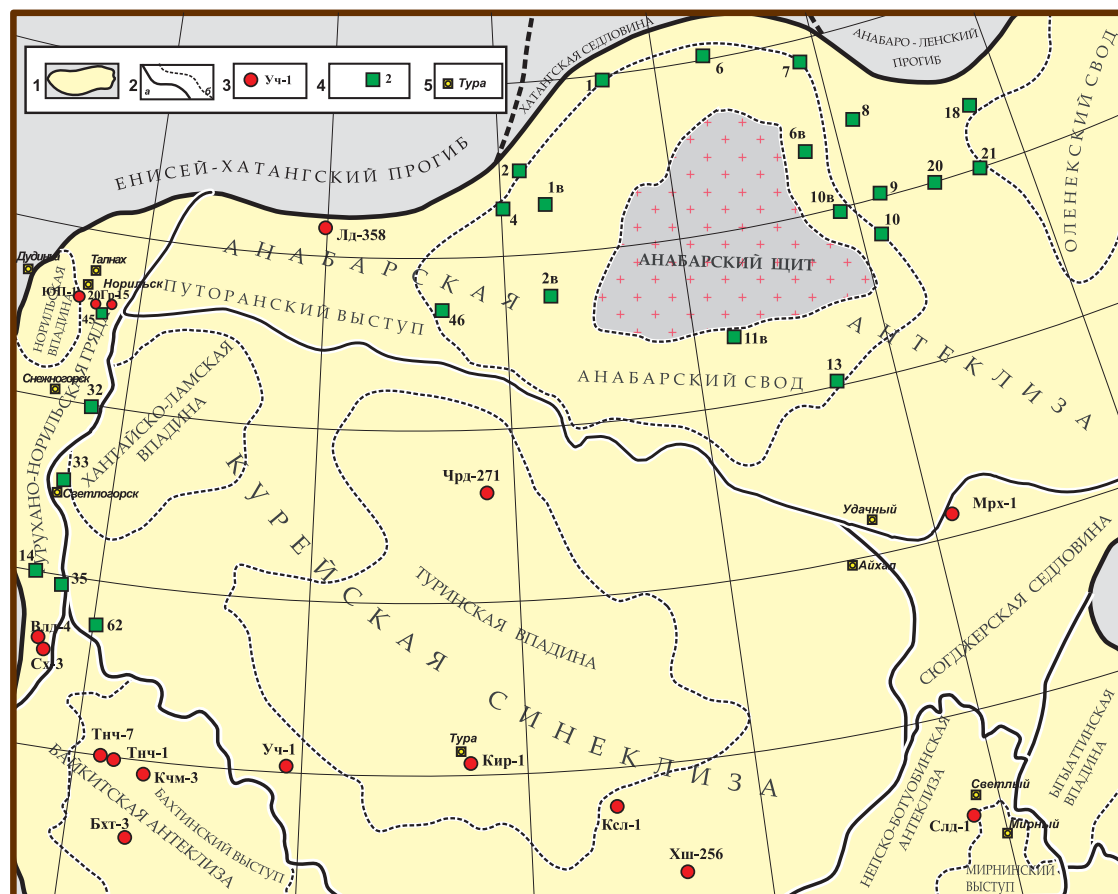


Рис. 3. Схема расположения опорных разрезов. 1 – контуры Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна, 2 – границы структурных элементов: (а – первого порядка, б – второго порядка); 3 – скважины, 4 – обнажения, 5 – населенные пункты. Обнажения Анабарской антеклизы: 1в – р. Котуйкан, 2в – правый берег р. Котуй, в 6 км выше о-ва Песчаный, 6в – долина р. Большая Куонамка, 10в – долина рек Улохан-Хос-Юрях и Огонер-Юряге, 11в – бассейн рек Арылах и Кубунку, 1 – бассейн р. Фомич, 4 – долина р. Котуй, 6 – водораздел рек Хастыр, Рассоха-Фомич, Попигай; 7 – долина р. Анабар, 8 – реки

Большая Куонамка и Улахан-Тюлень, 9 – долина рек Небайбыт, Куота, Талахтаах, 13 – долина р. Арга-Сала, 46 – Бассейн р. Маймеча, 18 – бассейн рек Уджа, Токур-Уджа, Нюёкюлээх, 20 – долина р. Малая Куонамка и приток р. Улэгир-Юряха, 21 – долина р. Уджа. Обнажения Турухано-Норильской гряды: 45 – р. Рыбная, 32 – бассейн р. Кулумбэ, 33 – долина р. Сухариха, 14 – долина р. Каменная, 35 – долина рек Нижняя и Сухая Тунгуска, 62 – долина р. Нижняя Тунгуска. Скважины: Лд-358 – Ледяная-358, Гр-15 – Гремякинская -15, Гр-20 – Гремякинская -20, ЮП-1 – Южно-Пясинская-1, Влд-4 – Володинская-4, Сх-3 – Сухо-Тунгусская-3, Тнч -7 – Таначинская-7, Тнч -1 – Таначинская-1, Кчм-3 – Кочумдекская-3, Бхт-3 – Бахтинская- 3, Уч-1 – Учаминская-1, Кир-1 – Кирамкинская-1, Ксл-1 – Кислоканская-1, Хиш-256 – Хошонская-256, Слд-1 – Слюдюкарская-1, Мрх-1 – Мархинская опорная, Чрд-271 – Чиридинская-271.

Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири (1983).

В составе формаций преобладают карбонатные породы, в том числе принадлежащие органогенным постройкам. Подчиненными компонентами являются сульфатные породы, соли и фосфатоносные отложения. Переменная роль принадлежит песчаникам, алевролитам, глинистым и смешанным породам (мергелям, глинисто-кремнистым образованиям), а также отложениям, обогащенным органическим веществом.

Формации, как правило, являются полигенными, состоят из двух, либо трех компонентов, реже встречаются монокомпонентные толщи. В целом по соотношению второстепенных компонентов с суммарным содержанием известняков и доломитов среди них можно выделить карбонатную, терригенно-карбонатную, фосфатно-карбонатную, сульфатно- и соленосно-карбонатную группы. Реже присутствуют формации с преобладанием каменной соли. Как самостоятельные группы рассматриваются битуминозная, мергеле- и глиносодержащие формации. Сравнительный анализ состава, строения, рядов формаций и их толщин позволил составить схемы обстановок седиментации для окончания времени формирования вышеперечисленных стратонов. Реконструкция условий осадконакопления выполнена на основе выделения отложений, накопившихся в различной гидродинамической обстановке. При этом использована терминология, принятая многими исследователями в отечественной геоморфологии и морской геологии (Долотов, 1989; Павлидис,

Формации: состав (толщина, м); обстановка седиментации (обозначена цветом)			
Западный ряд			
Скв. Влд-4	Обн. 14	Обн. 62	Скв. Гр-15
$(V_2 - \epsilon_1)dn$ Сульфатно-доломитовая (155м)	$(V_2 - \epsilon_1)dn$ Терригенно-карбонатная с органогенными постройками (видимая 159,4)	$(V_2 - \epsilon_1)dn$ Известняково-доломитовая с органогенными постройками (видимая 22,54)	$(V_2 - \epsilon_1)dn$ Известняково-мергельная (426м)
Глинисто-мергельно-доломитовая (123)			$V_2 tr$ Терригенно-карбонатная (112)
Северный ряд			
Скв. Лд-358	Обн. 2в	Обн. 11в	Обн. 10в
$(V_2 - \epsilon_1)dn$ Мергельно-известняково-доломитовая (156)	$V_2 tr - (V_2 - \epsilon_1)dn$ Терригенно-карбонатная с органогенными постройками (113)	$V_2 tr - (V_2 - \epsilon_1)dn$ Терригенно-карбонатная (105-125)	$V_2 tr - (V_2 - \epsilon_1)dn$ Терригенно-карбонатная с органогенными постройками (130)
$V_2 tr$ Терригенно-карбонатная (100)			
Южный ряд			
Скв. Сх-3	Скв. Кчм-3	Скв. Хш-256	Скв. Мрх-1
$(V_2 - \epsilon_1)dn$ Сульфатно-доломитовая (222)	$(V_2 - \epsilon_1)dn$ Глинисто-сульфатно-доломитовая (218)	$(V_2 - \epsilon_1)dn$ Сульфатно-глинисто-доломитовая (287)	$(V_2 - \epsilon_1)dn$ Мергельно-известняково-доломитовая с органогенными постройками (367)
Терригенно-мергельно-доломитовая (95)		$V_2 tr$ Глинисто-сульфатно-доломитовая (115)	$V_2 tr$ Доломитовая с с органогенными постройками (168)

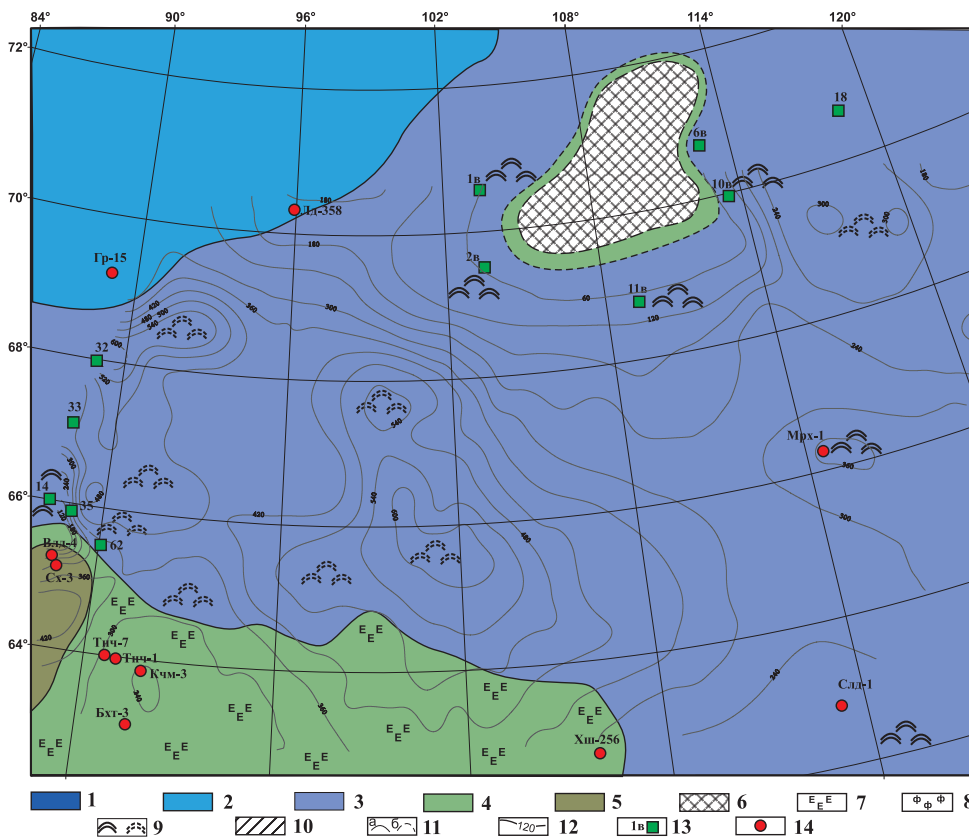


Табл. 1. Латеральные ряды формаций турско-даниловского времени. Обстановка: 1 – лагунная, 2 – переходная, 3 – чередования лагунной и переходной, 4 – чередования переходной и мелководной, 5 – мелководная, 6 – чередования мелководного и среднего шельфа, 7 – среднего шельфа, 8 – чередования глубоководного и среднего шельфа, 9 – глубоководного шельфа. Прочие обозначения см. на рис. 3.

Рис. 4. Схема обстановок седиментации и толщин отложений турско-даниловского времени: 1-5 – зона седиментации: 1-3 – шельф (1 – глубоководный, 2 – средний, 3 – мелководный), 4 – переходная, 5 – лагунная; 6 – суша; 7-10 – характерные отложения (7 – эвапоритовые, 8 – фосфатные, 9 – органогенных построек, 10 – смешанные, обогащенные органическим веществом); 11 – границы зон седиментации (а – достоверные, б – предполагаемые); 12 – изопахиты отложений; 13-14 – опорные разрезы (13 – обнажения, 14 – вскрытые скважинами). Прочие обозначения см. на рис. 3.

Щербаков, 1995). Генетические признаки изученных вендско-кембрийских отложений свидетельствуют об их седиментации на шельфе – глубоководном, среднем и мелководном, в прибрежной и приливно-отливной полосе, совместно образующих переходную зону, и за ее пределами – в лагуне.

Глубоководный и средний шельф располагались в пределах распространения отложений с признаками неволновой аккумуляции осадков. К мелководью отнесена зона волновой аккумуляции на подводном береговом склоне внутреннего шельфа. Накопления в зоне действия штормов (пляж и его подводная часть) рассматриваются как прибрежные. Далее по направлению к суше прослеживаются приливно-отливные отложения и за ними лагуна. Такую последовательность смены обстановок, реконструируемых в вертикальных разрезах, неизбежно приходится обобщать при построении их схем для значительных отрезков геологического времени. Так, на схемах седиментации побережье и приливно-отливная полоса обычно показаны как переходная зона. Особенности формаций – органогенные постройки (установленные и предполагаемые), эвапориты, присутствие фосфатов, отложений, обогащённых органическим веществом, вынесены на схемы в виде специальных знаков. Показаны также участки значительного постседиментационного размыва толщ.

Обсуждение результатов исследования

Потенциальные нефтегеологические свойства осадочных комплексов, связанные с их обогащённостью органическим веществом, строением и распространением аккумулятивных тел природных резервуаров, обсуждаются вкратце с данными о скоплениях углеводородов в формациях различного генезиса и времени их образования.

Тирско-даниловское время.

Тирско-даниловские отложения характеризуются с юга на север изменением вещественного состава, увеличением мощности и стратиграфического диапазона. На юге в составе формаций преобладают доломиты, присутствуют сульфаты. По направлению на север и восток они замещаются накоплениями с переменным содержанием известняков и доломитов, иногда содержащих терригенные прослои и обычно включающих органогенные постройки (Табл. 1).

Анализ рядов формаций свидетельствует, что большая часть региона в конце тирско-даниловского времени располагалась в зоне об-

ширного мелководья с органогенными постройками (Рис. 4). Юго-западная и центрально-южная часть региона находилась в области семиаридного климата, где в условиях переходной зоны накапливались отложения глинисто-сульфатно-доломитовой формации. Севернее распростра-

Формации: состав (толщина, м); обстановка седиментации (обозначена цветом)			
Западный ряд			
Скв. Вл-4	Обн. 35	Обн. 32	Скв. Гр-15 и обн. 45
Сульфатно-известняково-доломитовая (142)	Доломитовая (535)	Известняковая с органогенными постройками (видимая 220)	Фосфатно-известняковая (88-130)
Северный ряд			
Скв. Лд-358	Обн. 4	Обн. 13	Обн. 21
Известняковая с органогенными постройками (214)	Терригенно-карбонатная (102-113)	Доломитово-известняковая битуминозная (130)	Терригенно-карбонатная (80)
Центральный субширотный ряд			
Скв. Гр-15 и обн. 45	Обн. 46	Обн. 13	Скв. Мрх-1
Фосфатно-известняковая (88-130)	Известняковая с органогенными постройками (105-155)	Доломитово-известняковая битуминозная (130)	Фосфатно-известняково-мергельная (65)
Южный ряд			
Скв. Вл-4	Скв. Тнч-7	Скв. Хш-256	Скв. Слд-1
Сульфатно-известняково-доломитовая (142)	Соленосно-доломитово-известняковая (310)	Соленосно-мергельно-доломитовая (320)	Соленосно-доломитовая (214) Известняково-доломитовая с органогенными постройками (122)

Табл. 2. Латеральные ряды формаций томмотско-атдабанского времени. Условные обозначения см. на табл. 1 и рис. 3.

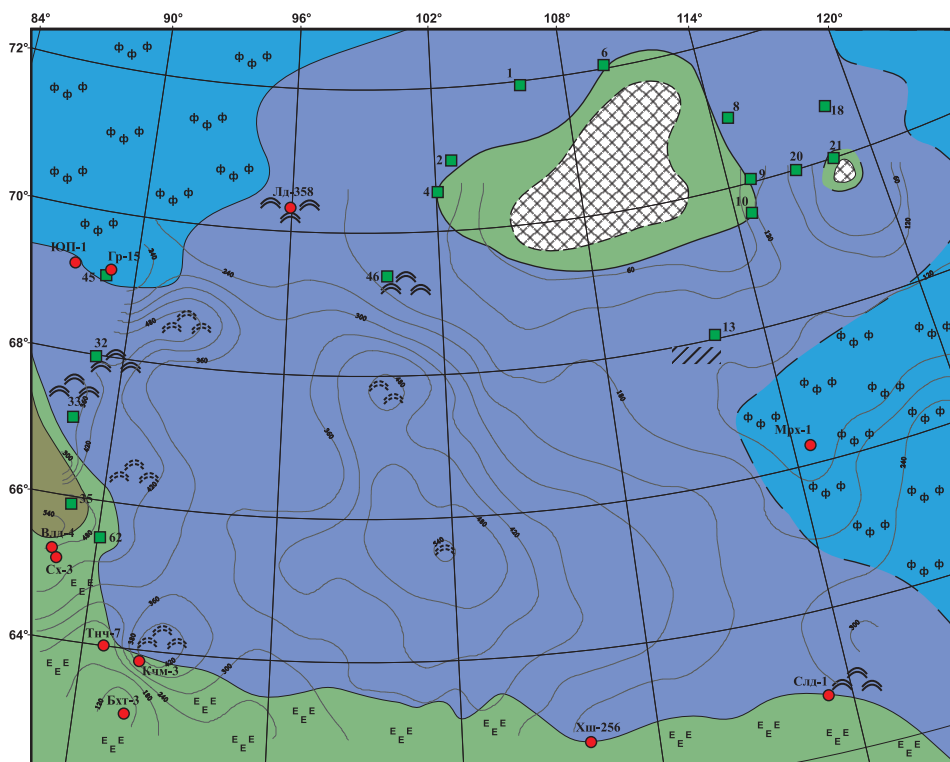


Рис. 5. Схема обстановок седиментации и толщин отложений томмотско-атдабанского времени. Условные обозначения см. на рис. 3 и 4.

нены группы терригенно-карбонатных и карбонатных формаций мелководья. На северо-западе бассейна присутствуют мергелесодержащие формации среднего шельфа. Восточнее располагалась Анабарская суша, окаймленная осадками переходной полосы, к которой на мелководье примыкали терригенно-карбонатные отложения с маломощными органогенными постройками.

Седиментационная зональность сказалась на характере

Формации: состав (толщина, м); обстановка седиментации (обозначена цветом)			
Западный ряд			
Скв. Вл-4	Обн. 35	Обн. 32	Скв. Лд-358
Глинисто-сульфатно-доломитовая (245)	Известняковая с органогенными постройками (350)	Известняковая (150-160)	Доломитовая (95)
Северный ряд			
Скв. Лд-358	Обн. 4	Обн. 1	Обн. 21
Доломитовая (95)	Известняковая (100)	Известняковая с органогенными постройками (70)	Глинисто-мергельно-известняковая (80-90)
Центральный субширотный ряд			
Обн. 33	Скв. Чрд-271	Обн. 13	Скв. Мрх-1
Известняковая (160)	Доломитово-известняковая (130)	Известняковая (10-180)	Доломитово-известняковая с органогенными постройками (135)
Южный ряд			
Скв. Сх-3	Скв. Тнч-7	Скв. Хш-256	Скв. Слд-1
Сульфатно-доломитовая (418)	Соленосно-известняково-доломитовая (349)	Соленосно-известняково-доломитовая (283)	Мергельно-доломитовая (170) Сульфатно-доломитовая (252)

Табл. 3. Латеральные ряды формаций позднеатабанского времени. Условные обозначения см. на табл. 1 и рис. 3.

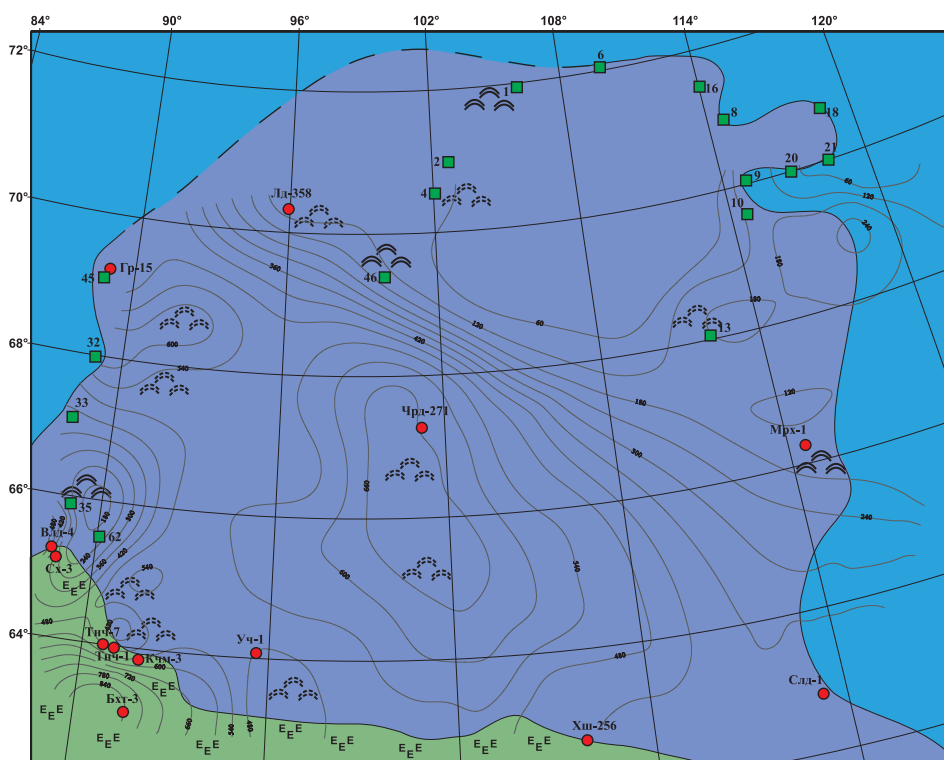


Рис. 6. Схема обстановок седиментации и толщин отложений позднеатабанского времени. Условные обозначения см. на рис. 3 и 4.

природных резервуаров, среди которых наблюдаются преимущественно пластовые типы. С ними на территории распространения сульфатно-доломитовой формации переходной зоны связано Сухо-Тунгусское нефтегазовое месторождение и залежи газконденсата на Володинской площади (Соколов, Егоров и др., 1989). Наиболее широко распространены седиментационные тела, образовавшиеся на мелководье и в межзональных областях. На западе мелководья предполагается полоса развития массивно-пластовых резервуаров, выраженных локальными участками повышенных толщин со значениями 400-600 м.

Например, терригенно-карбонатная формация в обнажении 14 по р. Каменная включает органогенные постройки в средней части разреза. Они представлены водорослевыми биостромами с размером от 2x0,7 до 7x1 м. В известняково-доломитовой формации, выделенной в долине р. Нижняя Тунгуска, описаны пласты доломитов пористо-кавернозных, трещиноватых.

На востоке меридиональная полоса органогенных построек протягивается между сводами Непско-Ботуобинской и Анабарской антиклиз. На Сюдджерской седловине в мелководной формации, вскрытой скв. Мархинская-1, описаны нефтенасыщенные доломиты водорослевых построек, экранируемые мергелями.

На Анабарском поднятии распространены пластовые мелководные органогенно-карбонатные и терригенно-карбонатные седиментационные тела. К ним приурочены битумные поля Северо-Анабарское, Восточно-Анабарское и битумное скопление Центрально-Оленёкское (Белонин и др., 2004).

Геохимические исследования свидетельствуют о том, что поздневендские материнские толщи являются основным источником углеводородов для Туруханского поднятия (Бакай, 2011; 2012).

В томто-атабанское время произошло усиление аридизации климата, среди эвапоритов на юге региона распространились отложения каменной соли (Табл. 2, рис. 5).

На севере мелководья в обрамлении Анабарской и Оленекской суши накапливалась терригенно-карбонатная формация с органогенными постройками. В составе карбонатных толщ среднего шельфа на северо-западе и востоке региона отмечены пласты фосфатноносных известняков с конденсированной фауной, относительно обогащенных органическим веществом.

Среди природных резервуаров преобладают пластовые и массивно-пластовые, реже встречаются их массивные типы. В этих седиментационных телах присутствуют нефте-, газо- и битумонасыщенные породы. В переходной зоне на юге региона пласт-

товые резервуары характерны для сульфатно- и соленосно-карбонатных формаций. Они продуктивны на Сухо-Тунгусском и Таначинском месторождениях, содержат залежь на Володинской площади. Южнее, на Моктаконском месторождении залежь нефти приурочена к верхней части органогенной постройки (Иванов, Мясникова, 2000а). В составе пластово-массивных карбонатных резервуаров нередко встречаются биогермы. В скв. Сюльдюкарская-1 резервуары подобного строения нефте- и газонасыщены, экранируются глинистыми породами и солями. В пределах Анабарской антеклизы природные резервуары более разнообразны. В скв. Ледяная-358 известняковая формация отличается сочетанием обломочных разностей с телами органогенных построек. Породы сильно доломитизированы и выщелочены. В бассейне р. Маймеча известняки с прослоями доломитов сменяются вверх по разрезу археоциатовыми биогермами. Пятнистые обособления битумов наблюдаются в пластах прибрежных песчаников (обн. 8 по р.р. Большая Куонамка и Улохан-Тюлень) и мелководных известняков (обн. 32 в долине р. Кулюмбэ). Такие известняки залегают над карбонатной пачкой с прослоями битуминозных разностей. Доломитово-известняковая битуминозная формация известна в долине р. Арга-Сала.

Позднеатдабанское время охарактеризовано на юге региона соленосно- и сульфатно-доломитовой формациями переходной зоны. В остальной его части распространены преимущественно известняки шельфового генезиса (Табл. 3, рис. 6).

Анабарский и Оленекский острова были затоплены морем. Обширное карбонатное мелководье сменялось на юге узкой полосой распространения эвапоритовых формаций переходной зоны. В пределах среднего шельфа, дугообразно окаймлявшего мелководье с запада, севера и востока, карбонатообразование разбавлялось накоплением глин и мергелей. К границам между зонами седиментации были приурочены органогенные постройки.

Пластовые резервуары распространены повсеместно. В составе соленосно-известняково-доломитовой формации переходной зоны такой резервуар продуктивен на Моктаконском месторождении. С мелководными карбонатными формациями связаны также массивные и массивно-пластовые резервуары. Например, в доломито-

Формации: состав (толщина, м); обстановка седиментации (обозначена цветом)			
Западный ряд			
Скв. БХТ-3	Скв. КЧМ-3	Скв. ТНЧ-7	Обн. 33
$E_{1b}-E_{2at}$ Глинисто-карбонатно-соленосная (видимая 509)	$E_{1b}-E_{2at}$ Доломитовая (601)	$E_{1b}-E_{2at}$ Доломитово-известняковая с органогенными постройками (695)	$E_{1b}-E_{2at}$ Известняковая (149)
Центральный субширотный ряд			
Обн. 35	Скв. Чрд-271	Обн. 13	Скв. Мрх-1
$E_{1b}-E_{2at}$ Известняково-доломитовая с органогенными постройками (640-685)	E_{2at} Мергельно-доломитово-известняковая (641) $E_{1b}-tn$ Доломитово-известняковая (1259)	$E_{1b}-E_{2at}$ Битуминозная карбонатно-кремнисто-глинистая (30-50)	$E_{1b}-E_{2at}$ Доломитово-известняковая с органогенными постройками (788)
Северный ряд			
Скв. ЛД-358	Обн. 4	Обн. 6	Обн. 8
E_{2at} Известняково-доломитово-мергельная (473)	E_{2at} Доломитовая битуминозная (230)	$E_{1b}-E_{2at}$ Мергельно-известняково-доломитовая с органогенными постройками (230)	$E_{1b}-E_{2at}$ Битуминозная карбонатно-кремнисто-глинистая (34-42)

Табл. 4. Латеральные ряды формаций ботомско-амгинского времени. Условные обозначения см. на табл. 1 и рис. 3.

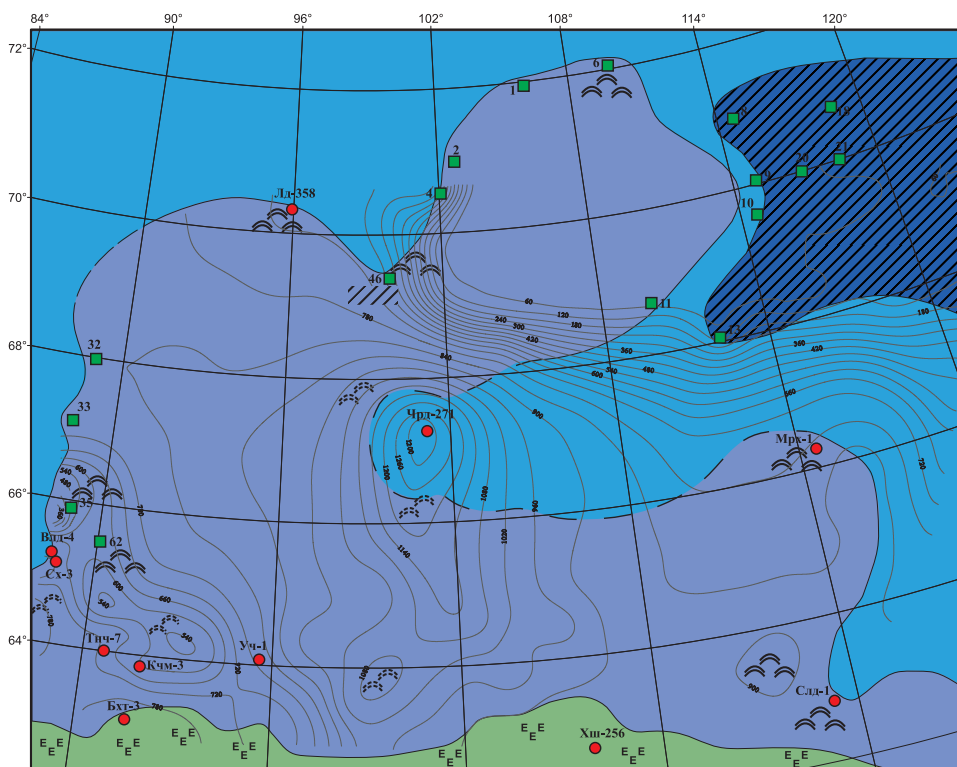
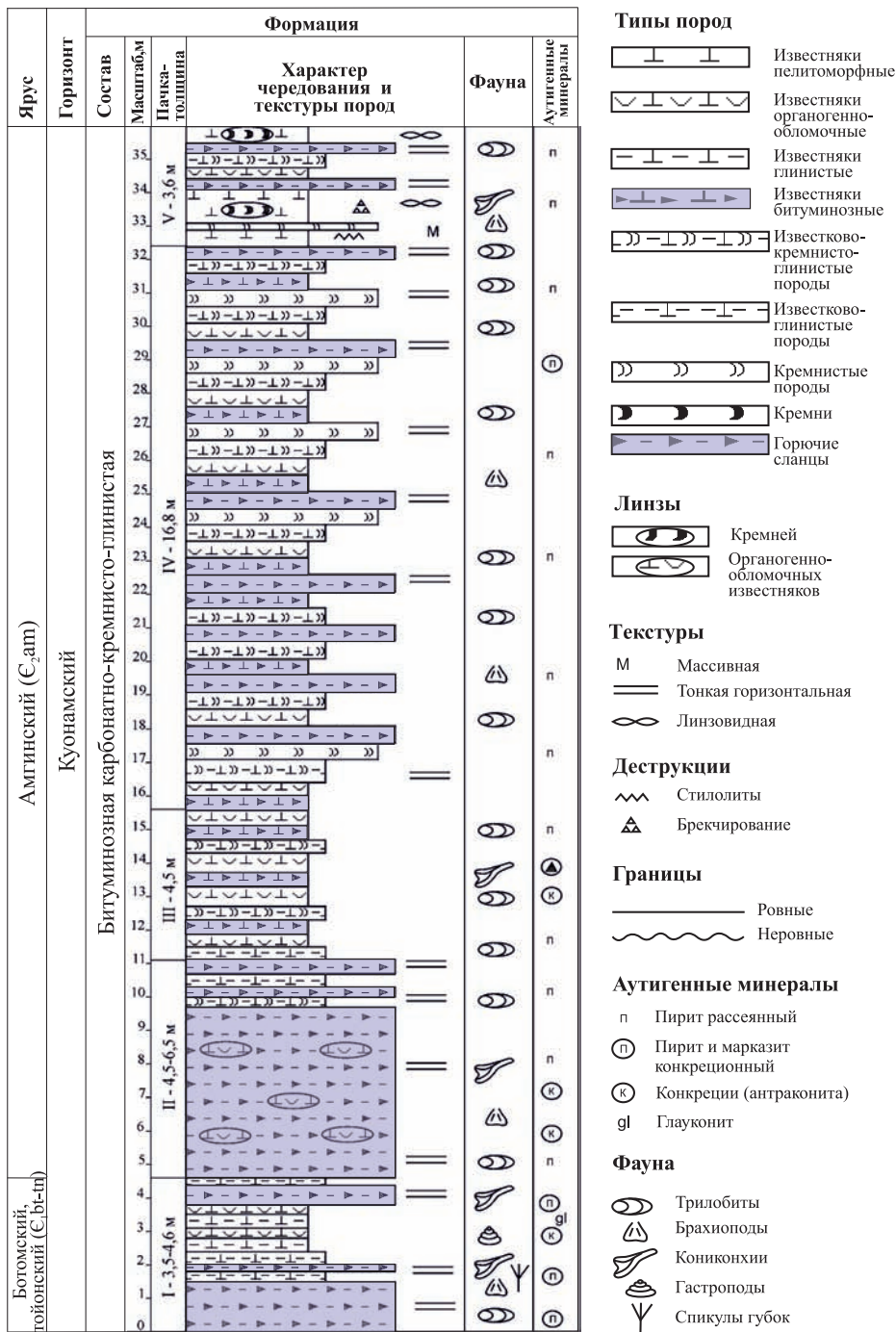


Рис. 7. Схема обстановок седиментации и толщин отложений ботомско-амгинского времени. Условные обозначения см. на рис. 3 и 4.



вой формации с органогенными постройками в бассейне р. Маймечка описан комплекс кавернозно-трещиноватых водорослевых и археоциатовых органогенных тел суммарной толщиной 42-55 м.

В ботомско-амгинское время на фоне преобладания мелководного карбонатонакопления, включающего органогенные постройки, кольцевидно группирующиеся на границе мелководного и среднего шельфа, в большей части региона образовалась мощная глинисто-карбонатная толща. На юге в резко сократившейся переходной полосе распространена соленосно-глинисто-доломитовая формация (Табл. 4, рис. 7). На северо-востоке обособился глубоководный шельф, в пределах которого накопилась битуминозная карбонатно-кремнисто-глинистая формация куонамского горизонта (Рис. 8). На севере и западе седиментационного бассейна темноцветные отложения с повышенным содержанием органического вещества отмечены в карбонатных и глинисто-карбонатных формациях среднего шельфа и вблизи его границы с мелководьем.

Ботомско-амгинские массивные природные резервуары органогенных построек, состоящих из ассоциации археоциатово-водорослевых биостромов и биогермов, концентрируются в приграничной полосе сочленения мелководного и среднего шельфа. В каждой из этих зон ожидается преобладание пластовых резервуаров. В широком понимании термина «риф» (Кузнецов, 2008) и варианте выделения с этих позиций барьерной Анабаро-Синской рифовой системы, эти зоны, видимо, оказываются объединены, а рассматриваемый нами мелководный шельф обособлен как лагуна (Геология и перспективы..., 1984; Савицкий, Асташкин, 1979). Следует заметить, что при существующем уровне состояния фактического материала, дифференциация резервуаров по морфологии не всегда возможна. Их выявление может быть стимулировано с учетом выделения различных шельфовых зон.

Массивные органогенные резервуары приурочены к карбонатным формациям Анабарской антеклизы. Так, в бассейне р. Маймечка к такому резервуару можно отнести массивные водорослевые и археоцетовые

Рис. 8. Формация ботомско-амгинского ярусов. Реки Малая Куонамка и Улэгр-Юряха.



Рис. 9. Органогенные постройки в составе известняково-доломитовой формации. Обнажение 62. Долина реки Нижняя Тунгуска: а) общий вид органогенной постройки, б) доломитовый биогерм, в) и г) битумы и кальцит в полостях биогерма.

выщелоченные доломиты (60 м) известняково-доломитовой формации. На Сюдджерской седловине скв. Мархинская-1 в нижней половине разреза (70 м) вскрыты нефтенасыщенные массивные водорослевые известняки и битумонасыщенные известняки микрозернистые. Газовая залежь известна на Моктаконском месторождении в доломитах массивного резервуара высотой 150 м (Иванов, Мясникова, 2000а; 2000б).

Пластовые резервуары связаны с мелководными карбонатными и переходными соленосно-карбонатными формациями. Газоносный пласт среди отложений карбонатной формации вскрыт на Таначинском месторождении, Подкаменная газоконденсатная залежь известна неподалеку от Сухо-Тунгусского месторождения. На Туруханском поле одно из битумных скоплений приурочено к пласту водорослевых доломитов (1,5 м) в кровле формации. Описанные в долине р. Нижняя Тунгуска органогенные постройки высотой 1-1,5 м можно рассматривать как часть крупного массивно-пластового резервуара, неравномерно битумонасыщенного (Рис. 9, а-г).

В скв. Чириндинская-271 центральной части Курейской синеклизы доломитово-известняковая формация имеет мощность больше 1200 м. На основании имеющегося описания керна сделан вывод, что эти слоистые отложения накопились в условиях чередования обстановок мелководного и среднего шельфа. Причины возникновения столь мощной карбонатной формации остаются не вполне ясными.

В эвапоритовых формациях переходной зоны пластовые резервуары представлены доломитами, экранированными отложениями каменной соли.

В майское время глубоководная зона шельфа значительно сократилась. В переходной зоне ботомско-амгинские эвапориты перекрываются известняково-мергельными образованиями. Севернее они последовательно сменяются сначала терригенно-карбонатными, затем карбонатными отложениями мелководья, включающими органогенные постройки с битуминозными прослоями (Табл. 5, рис. 10). Это отмечено в разрезах долины р. Арга-Сала, бассейна р. Маймеча, бассейна р. Котуй. К границе мелководья со средним шельфом приурочены глинисто- и мергельно-карбонатная формации. Глины преобладают в составе отложений глубоководного шельфа.

В области развития мелководной известняковой формации пластовые резервуары вскрыты в скв. Чирин-

динская-271. Их разнообразное сочетание с мелководными массивными типами представлено в разрезе доломитовой формации с органогенными постройками. В скв. Ледянская-358 обнаружены строматолитовые и микрофитолитовые образования. В бассейне р. Маймеча доломиты с отдельными прослоями битуминозных разностей, на-

Формации: состав (толщина, м); обстановка седиментации (обозначены цветом)			
Южный ряд			
Скв. КЧМ-3	Скв. Крм-1	Скв. Ксл-1	Скв. Слд-1
Карбонатно-терригенная (179)	Терригенно-карбонатная (162)	Известняково-мергельная (284)	Доломитово-известняково-мергельная (79)
Центральный субширотный ряд			
Скв. Вл-4	Обн. 33	Скв. Чрд-1	Скв. Мрх-1
Глинисто-Доломитовая (137)	Известняковая с органогенными постройками (200-230)	Известняковая (243)	Карбонатно-терригенная (видимая 158)
Северный ряд: скв. ЮП-1 – обнажение 9			
Скв. ЮП-1 и обн. 45	Скв. Лд-358	Обн. 4	Обн. 9
Известняковая с органогенными постройками (200-230)	Доломитовая с органогенными постройками (350)	Известняково-доломитовая (120-180)	Известняково-мергельная (видимая 173-228)
Северный ряд: обнажение 1 – обнажение 21			
Обн. 1	Обн. 7	Обн. 20	Обн. 21
Доломитовая с органогенными постройками (100)	Доломитовая с органогенными постройками (видимая 400)	Глинисто известняково-мергельная (290-380)	Известняково-Мергельная (130-150) Известняково-мергельно-глинистая (50)

Табл. 5. Латеральные ряды формаций майского времени. Условные обозначения см. на табл. 1 и рис. 3.

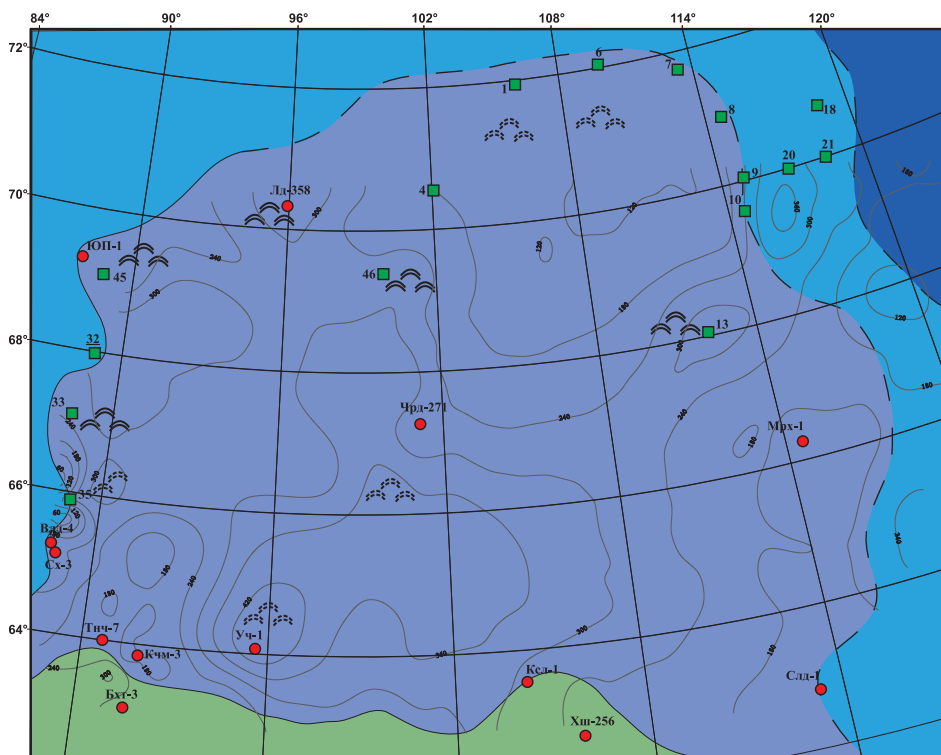


Рис. 10. Схема обстановок седиментации и толщин отложений майского времени. Условные обозначения см. на рис. 3 и 4.

блюдаемых в нижней части разреза, являются составной частью пластового резервуара. Выше залегающие водорослевые доломиты по простиранию замещаются оолитовыми разностями.

Природные резервуары майского возраста насыщены битумами на Верхне-Мунско-Моторчунском битумном

поле, а также в пределах Летнинского и Силигир-Мархинского скоплений.

В позднем кембрии доминировало, как и прежде, мелководье, которое распространилось в былую зону переходной седиментации. На юге и востоке мелководья накапливались терригенно-карбонатные отложения. В пределах остальной его части находятся карбонатные толщи, в том числе с биогенными постройками. Мергелесо-держащие отложения встречаются повсеместно. На мелководном шельфе роль мергелей в составе формаций является подчиненной. В приграничной полосе со средним шельфом мергели преобладают либо появляются глинистые осадки. Граница между глубоководным и средним шельфом маркирована битуминозной известняково-глинисто-мергельной формацией (Табл. 6, рис. 11). В пределах центральной части Анабарской антеклизы отложения верхнего кембрия частично уничтожены эрозией.

Пластовые резервуары широко распространены в зоне мелководья. Такие седиментационные тела, насыщенные битумом и нефтью, наблюдаются в терригенно-карбонатной формации, вскрытой скв. Мархинская-1. Здесь в основании разреза залегают известняки водорослевые, выше – известняки оолитовые и обломочные. К подобным резервуарам приурочено Силигир-Мархинское битумное скопление. Из отложений известняково-доломитовой формации на Сухо-Тунгусском месторождения получены притоки газа.

В мергельно-доломитово-известняковой формации, вскрытой скв. Чириндинская-271, пласты известняков мелко-тонкозернистых осложнены субгоризонтальными открытыми трещинами с зеркалами скольжения по их стенкам и сутурами, заполненными чёрным органоминеральным веществом. Субвертикальные трещины заполнены кальцитом.

В приграничной полосе среднего и мелководного шельфа на западе региона доломитово-известняковая формация, описанная в долине р. Куломбэ, является составной частью крупного массивно-пластового резервуара, толщина которого превышает 1000 м. Севернее, выделенная в скв. Гремякинская-20, известняково-мергельная формация в нижней и верхней части обогащена органическим веществом.

Каверзные доломиты пласто-

Формации: состав (толщина, м); обстановка седиментации (обозначена цветом)			
Западный ряд			
Скв. Кчм-3	Скв. Сх-3	Обн. 32	Скв. Гр-1
Терригенно-карбонатная (156)	Известняково-доломитовая (198)	Доломитово-известняковая с органическими постройками (1050-1150)	Известняково-мергельная (562)
Южный ряд			
Скв. Тнч-7	Скв. Уч-1	Скв. Крм-1	Скв. Ксл-1
Известняково-доломитово-мергельная (143)	Доломитовая (204)	Терригенно-карбонатная (439)	Терригенно-карбонатная (302)
Центральный ряд			
Скв. Хш-256	Скв. Ксл-1	Скв. Чрд-271	Скв. Мрх-1
Известняково-Мергельная (300)	Терригенно-карбонатная (302)	Мергельно-доломитово-известняковая (264)	Терригенно-карбонатная (319)
Северный ряд			
Скв. Лд-358	Обн. 4	Обн. 20	Обн. 21
Глинисто-доломитовая (120)	Доломитовая с органическими постройками (330)	Известняково-мергельная (видимая 140-260) Битуминозная известняково-глинисто-мергельная (60-90)	Глинисто-известняковая (видимая 150 м) Глинисто-известняково-мергельная (150)

Табл. 6. Латеральные ряды формаций позднего кембрия. Условные обозначения см. на табл. 1 и рис. 3.

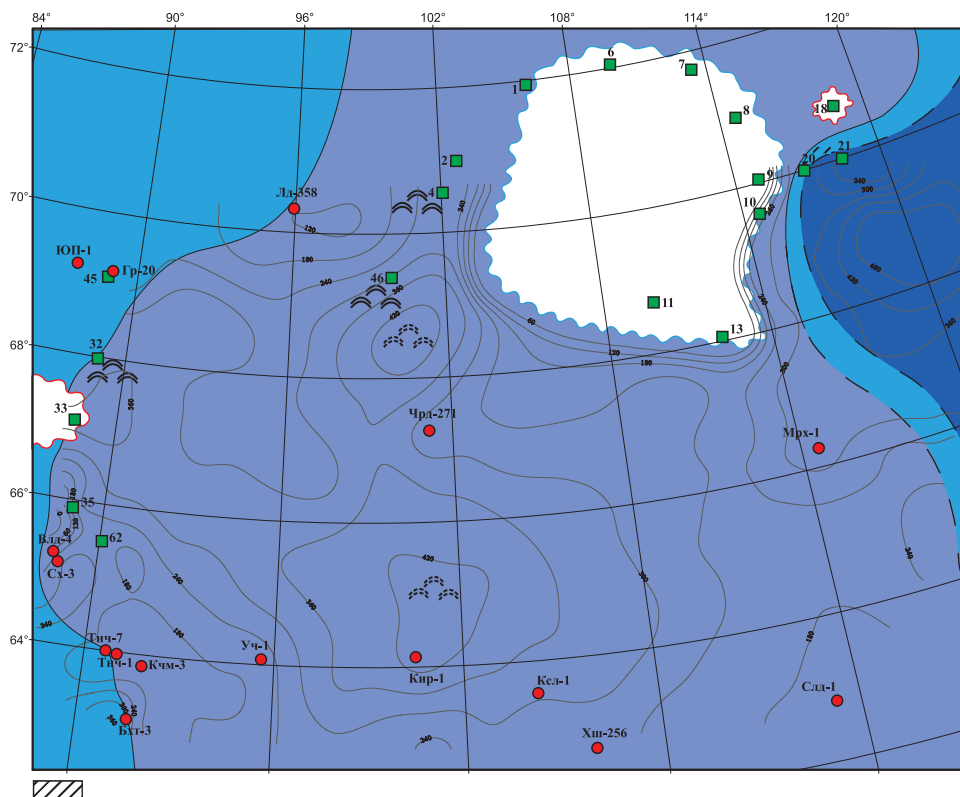


Рис. 11. Схема обстановок седиментации и толщин отложений позднего кембрия. Условные обозначения см. на рис. 3 и 4.

вых и массивных резервуаров наблюдаются в нижней части мергельно-доломитовой формации с органогенными постройками (бассейн р. Маймеча). Вязкие и твердые битумы в пластах крупнокаверзных доломитов известны на Медвежинском скоплении.

Выводы

Бассейн седиментации рассмотренных вендско-кембрийских формаций в целом отличался долгоживущим обширным мелководьем. Оно занимало Курейскую синеклизу и значительную часть положительных структур ее современного обрамления. С течением времени расширялись зоны среднего и глубоководного шельфа, постепенно охватывая запад, восток и север региона. Это происходило по мере погружения дна бассейна и эвстатического повышения уровня моря. Переходная зона и лагуна эвапоритовой седиментации располагались на юге. Периодически существовавшая островная суша на севере мелководья в конце атдабанского века была затоплена морем. Однако небольшая толщина отложений и распространение органогенных построек вокруг ее былых контуров позволяют предполагать существование обширной отмели – подводного острова. Вторая половина раннего – начало среднего кембрия ознаменовались широким распространением соленосных и сульфатоносных эвапоритовых формаций на юге региона и появлением формаций, обогащенных органическим веществом в некомпенсированных прогибах глубоководного шельфа. К концу среднего кембрия эвапоритовая седиментация прекратилась. В значительно сократившейся зоне глубоководья битуминозная формация накапливалась до начала позднего кембрия.

Такое разнообразие обстановок предопределило довольно широкое развитие в данном комплексе природных резервуаров и материнских толщ. Наилучшие коллекторы связаны с водорослево-археоциатовыми органогенными постройками и органогенно-обломочными карбонатными отложениями, широкой полосой обрамляющими мелководье. Покрышками для этих коллекторов служат обычно аргиллиты, глинистые разности карбонатов, а на юге рассматриваемого региона и эвапориты нижнего-среднего кембрия.

Наиболее обогащенными органическим веществом породами в описываемом стратиграфическом интервале являются темноцветные карбонатно-кремнисто-глинистые образования куонамского горизонта. Открытым остается вопрос об их распространённости в центральной части Курейской синеклизы. Однако этими отложениями, по всей видимости, не ограничивается ряд потенциальных источников нефти и газа вендско-кембрийской карбонатной толщи исследованного региона. Материнские породы, возможно, «скрываются» в практически неизученном бурением депозентре Курейской синеклизы.

По совокупности данных наиболее перспективными районами для открытия новых скоплений нефти и газа на севере Лено-Тунгусского бассейна являются склоны Анабарской, Байкитской и Непско-Ботубинской антеклиз, обращенных к Курейской синеклизе. Здесь прогнозируются области распространения резервуаров удовлетворительного качества в широком возрастном диапазоне, находя-

щиеся в пределах умеренных глубин.

Неопределенность прогнозов может быть преодолена проведением региональных сейсмических работ и, главное, бурением параметрических скважин к северу от р. Нижняя Тунгуска. Они могут вскрыть разрез осадочного чехла, если не до фундамента, то, вероятно, до верхов рифея включительно. В таком случае поисковые работы на нефть и газ в северных районах Сибирской платформы будут более привлекательными экономически, нежели популярное сегодня направление исследований шельфа арктических морей.

Литература

- Арчевов В.Б., Смыслов А.А., Козлов А.В., Степанов В.А. Природные битумы Сибирской платформы и перспективы их освоения. В кн. «Природные битумы и тяжелые нефти». СПб.: Недра. 2006. С. 347-357.
- Баженова О.К., Фадеева Н.П. Докембрийские нефтиды и тяжелые нефти древних платформ России. В кн. «Природные битумы и тяжелые нефти». СПб.: Недра. 2006. С. 33-39.
- Бакай Е.А. Нефтематеринские рифей-кембрийские отложения Туруханского поднятия (Восточная Сибирь). Автореф. на соискание уч. ст. канд. геол.-мин. наук. Москва: МГУ. 2012. 22 с.
- Бакай Е.А. Перспективы нефтегазоносности Туруханского поднятия Восточной Сибири. *Нефтяное хозяйство*. 2011. № 8. С. 90-93.
- Бахтуров С.Ф., Евтушенко В.М., Переладов В.С. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация. Отв. ред. М.А. Жарков, А.Э. Конторович. Новосибирск. *Тр ИГиГ СО АН СССР*. Вып. 671. 1985. 151 с.
- Белонин М.Д., Самсонов В.В. Роль битумоидных аномалий в формировании нефтяных ресурсов Сибирской платформы. *Геология и геофизика*. 2004. Т. 45. №1. С. 127-133.
- Геология и перспективы нефтегазоносности рифовых систем кембрия Сибирской платформы. Отв. ред. В.А. Асташкин. М.: Недра. 1984. 181 с.
- Долотов Ю.С. Динамические обстановки прибрежно-морского рельефообразования и осадконакопления. М.: Наука. 1989. 269 с.
- Ефимов А.С., Герт А.А., Мельников П.Н., Старосельцев В.С., Вымятин А.А., Акимов В.Г., Черепанова И.И., Бражникова М.В. О состоянии и перспективах ресурсной базы углеводородов, геолого-разведочных работ и лицензирования недр Восточной Сибири и республики Саха (Якутия). *Геология нефти и газа*. № 5. 2012. С. 57-74.
- Журавлева И.Т., Мешкова Н.П., Лучинина В.А., Кашина Л.Н. Биофашии Анабарского моря в позднем докембрии и раннем кембрии. Среда и жизнь в геологическом прошлом. Палеоландшафты и биофашии. Отв. ред. О.А. Бетехтина, И.Т. Журавлева. Новосибирск: Наука. Вып. 510. 1982. С. 74-103.
- Иванов Ю.А., Мясникова И.П. Новые аспекты перспектив нефтегазоносности северных районов Сибирской платформы. Статья 1. *Геология нефти и газа*. 2000а. № 3. С. 22-29.
- Иванов Ю.А., Мясникова И.П. Новые аспекты перспектив нефтегазоносности северных районов Сибирской платформы. *Статья 2. Геология нефти и газа*. 2000б. № 4. С. 33-40.
- Карнышова Е.Е., Коробова Н.И., Фролов С.В., Ахманов Г.Г., Крылов О.В., Фадеева Н.П., Жукова Е.В., Лукина Э.Р. Обстановки седиментации формаций венда-раннего кембрия на северо-западе Сибирской платформы. *Вестник Моск. ун-та. Сер. 4. Геология*. 2010. № 6. С. 36-48.
- Конторович А.Э., Савицкий В.Е. К палеогеографии Сибирской платформы в раннюю и среднюю кембрийскую эпохи. Вопросы литологии и палеогеографии Сибири. *Тр. СНИИГиМС. Серия: Литология и палеогеография*. Вып. 106. Новосибирск. 1970. С. 95-108.
- Кузнецов В.Г. Нефтегазоносные рифы. Закономерности распространения, строения ловушек и резервуаров. Отв. ред.: академик А.Н. Дмитриевский. М.: Институт проблем нефти и газа РАН. 2008. 99 с.
- Мазор Ю.Р., Егоров В.А., Ларченков Е.П., Соколов Б.А. Угленосные и нефтегазоносные осадочные формации Сибирской платформы. В сб. «Типы осадочных формаций нефтегазоносных бассейнов». М.: Наука. 1980. С. 167-191.

Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). Новосибирск: Изд-во СО РАН. 2009. 148 с.

Павлидис Ю.А., Щербаков Ф.А. Фации шельфа. М.: ИО РАН. 1995. 151 с.

Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири. Ч. 1: Верхний протерозой и нижний палеозой. Новосибирск. 1983. 215 с.

Савицкий В.Е., Асташкин В.А. Роль и масштабы рифообразования в кембрийской истории Сибирской платформы. Геология рифовых систем кембрия Западной Якутии. Новосибирск. *Тр. СНИИГГиМС*. Вып. 270. 1979. С. 5-18.

Соколов Б.А., Егоров В.А., Накаряков В.Д., Битнер А.К., Жуковин Ю.А., Кузнецов Л.Л., Скоробогатых П.П., Захарян А.Э. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазовых месторождений в древних толщах Восточной Сибири. Под ред. Б.А. Соколова. М.: Изд-во МГУ. 1989. 192 с.

Старосельцев В.С. Дивина Т.А. Проблемы геологии нефти и газа Сибирской платформы. Сравнительный анализ перспектив формирования крупных скоплений УВ на севере Тунгусской синеклизы. *Геология и геофизика*. 2001. Т. 42, № 11-12. С. 1918-1926.

Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кн. 1. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. Ред. Н.В. Мельников. Новосибирск: «Гео». 2005. 428 с.

Фролов С.В., Бакай Е.А., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Козлова Е.В., Ахманов Г.Г. Нефтегазоносные комплексы севера Лено-Тунгусского бассейна. *Геология нефти и газа*. 2013. №3. С. 63-75.

Фролов С.В., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Крылов О.В., Ахманов Г.Г., Жукова Е.В. Север Восточной Сибири: геология, нефтегазоносность и обстановки седиментации вендско-кембрийских формаций. М.: ООО «Геонформмарк». 2014. 190 с.

Хаин В.Е. Геотектонические основы поисков нефти. Баку: Азнефтеиздат. 1954. 692 с.

Хаин В.Е., Ломизе М.Г. Геотектоника с основами геодинами-

ки: М: Изд-во МГУ. 1995. 416 с.

Чухарева Н.В., Шарф И.В., Тихонова Т.В. Социально-экономические факторы развития газотранспортной системы республики Саха (Якутия). *Нефтегазовое дело*. 2013. № 6. С. 416-431.

Шпунт Б.Р., Шаповалова И.Г., Шамшина Э.А. Поздний докембрий севера Сибирской платформы. Отв. ред. Б.М. Келлер, Т.Н. Хераскова. Новосибирск: Наука. 1982. 226 с.

Сведения об авторах

Евгения Емельяновна Карнюшина – доктор геолого-минералогического наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Наталья Ивановна Коробова – ассистент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Сергей Владимирович Фролов – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Елена Андреевна Бакай – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Георгий Георгиевич Ахманов – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Олег Владимирович Крылов – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет
119234, Россия, Москва, Ленинские горы д.1
Тел: 8(495) 939-35-22, 8(495) 939-32-60

Sedimentation control for oil-and-gas prospects in Vendian-Cambrian formations of the north part of Lena-Tunguska basin

E.E. Karnyushina, N.I. Korobova, S.V. Frolov, E.A. Bakay, G.G. Akhmanov, O.V. Krylov

*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia
e-mail: evgem@geol.msu.ru*

Abstract. The Vendian-Cambrian depositional environments in the north part of Lena-Tunguska petroleum basin of Siberian platform are examined in the article. Formations distinguished from the reference sections are also discussed in the article. These sections are based on author's work using well data, outcrop descriptions during geological survey and thematic research science field work. The presence of source rocks, reservoir rocks and seals in formations are resulted from sedimentation in specific depositional environments. These peculiarities also control the distribution of existing hydrocarbon accumulations.

The authors conclude that the oil-and-gas prospects can be related to Vendian-Cambrian shallow-marine formations of the deeply buried parts of Kureika syncline.

Keywords: Siberian platform, Leno-Tunguska basin, Vendian-Cambrian formations, depositional environments, oil-and-gas bearing capacity.

References

Archegov V.B., Smyslov A.A., Kozlov A.V., Stepanov V.A. Prirodnye bitумы Sibirskoy platformy i perspektivy ikh osvoeniya [Natural bitumen of the Siberian platform and prospects of their development]. V kn.: *Prirodnye bitумы i tyazhelye nefi* [Natural bitumen and heavy oil]. Saint Petersburg: "Nedra" Publ. 2006. Pp. 347-357.

Bazhenova O.K., Fadeeva N.P. Dokembriyskie naftidy i tyazhelye nefi drevnikh platform Rossii [Precambrian naphthides and heavy oils of the Russia ancient platforms]. In book «Prirodnye bitумы i tyazhelye nefi» [Natural bitumen and heavy oil]. Saint Petersburg: "Nedra" Publ. 2006. Pp. 33-39.

Bakay E.A. *Neftematerinskie rifey-kembriyskie otlozheniya Turukhanskogo podnyatiya (Vostochnaya Sibir')* [Source Riphean-Cambrian rocks of the Turukhansky uplift (Eastern Siberia)]. Avtoref. Diss. kand. geol.-min. nauk [Abstract Cand. geol. and min. sci. diss.]. Moscow: "Moscow State University" Publ. 2012. 22 p.

Bakay E.A. Estimation of petroleum potential of Turukhansky Uplift (Eastern Siberia). *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2011. No 8. Pp. 90-93. (In Russian)

Bakhturov S.F., Evtushenko V.M., Pereladov V.S. Kuonamskaya bituminoznaya karbonatno-slantsevaya formatsiya [Kuonamka bituminous carbonate-shale formation]. Ans. Ed. M.A. Zharkov, A.E.

Kontorovich. *Proc. IGiG SO AN SSSR*. Is. 671. Novosibirsk: "Nauka" Publ. 1985. 151 p.

Belonin M.D., Samsonov V.V. Rol' bitumoidnykh anomalii v formirovaniy neftnykh resursov Sibirskoy platformy [Role of bitumoid anomalies in the formation of oil resources of the Siberian Platform]. *Geologiya i geofizika* [Russian Geology and Geophysics]. 2004. Vol. 45. No 1. Pp. 127-133.

Chukhareva N.V., Sharf I.V., Tikhonova T.V. The socioeconomic factors of development gas pipeline systems, Republic of Sakha (Yakutia). *Neftegazovoe delo*. [Oil and Gas Business]. 2013. No 6. Pp. 416-431. (In Russian)

Dolotov Yu.S. Dinamicheskie obstanovki pribrezhno-morskogo rel'efoobrazovaniya i osadkonakopleniya [Dynamic coastal marine environment of the relief and sedimentation]. Moscow: "Nauka". 1989. 269 p.

Efimov A.S., Gert A.A., Mel'nikov P.N., Starosel'tsev V.S., Vymyatina A.A., Akimov V.G., Cherepanova I.I., Brazhnikova M.V. On the state and prospects of hydrocarbon resource base, exploration works and subsurface licensing of East Siberia and Sakha Republic (Yakutia). *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology]. No 5. 2012. Pp. 57-74. (In Russian)

Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti rifovykh sistem kembriya Sibirskoy platformy [Cambrian reef systems geology and petroleum potential of the Siberian platform]. Ans. Ed. V.A. Astashkin. Moscow: "Nedra". 1984. 181 p.

Frolov S.V., Bakay E.A., Karnyushina E.E., Korobova N.I., Kozlova E.V., Akhmanov G.G. Oil-and-gas bearing complexes in the northern Lena-Tunguska basin. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology]. 2013. No3. Pp. 63-75. (In Russian)

Frolov S.V., Karnyushina E.E., Korobova N.I., Bakay E.A., Krylov O.V., Akhmanov G.G., Zhukova E.V. Sever Vostochnoy Sibiri: geologiya, neftegazonosnost' i obstanovki sedimentatsii vendsko-kembriyskikh formatsiy [North Eastern Siberia: geology, petroleum potential and sedimentation conditions of the Vendian-Cambrian formations]. Moscow: «Geoinformmark» Publ. 2014. 190 p.

Ivanov Yu.A., Myasnikova I.P. Novye aspekty perspektiv neftegazonosnosti severnykh rayonov Sibirskoy platformy [New aspects of the petroleum potential of the northern regions of the Siberian platform]. Paper 1. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology]. 2000a. No 3. Pp. 22-29.

Ivanov Yu.A., Myasnikova I.P. Novye aspekty perspektiv neftegazonosnosti severnykh rayonov Sibirskoy platformy [New aspects of the petroleum potential of the Siberian platform northern regions]. Paper 2. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology]. 2000b. No 4. Pp. 33-40.

Karnyushina E.E., Korobova N.I., Frolov S.V., Akhmanov G.G., Krylov O.V., Fadeeva N.P., Zhukova E.V., Lukina E.R. Obstanovki sedimentatsii formatsiy vena-rannego kembriya na severo-zapade Sibirskoy platformy [The vendian – early cambrian deposition environments of the north-western Siberian platform]. *Vestnik Mosk. un-ta. Ser. 4. Geologiya* [Moscow University Geology Bulletin. Geology series]. 2010. No 6. Pp. 36-48.

Khain V.E. Geotektonicheskie osnovy poiskov nefti [Geotectonic basis of oil search]. Baku: "Aznefteizdat" Publ. 1954. 692 p.

Khain V.E., Lomize M.G. Geotektonika s osnovami geodinamiki [Geotectonics with the fundamentals of Geodynamics]. Moscow: "Moscow State University" Publ. 1995. 416 p.

Kontorovich A.E., Savitskiy V.E. K paleogeografii Sibirskoy platformy v rannyyu i srednyuyu kembriyskuyu epokhi. Voprosy litologii i paleogeografii Sibiri [Paleogeography of the Siberian platform in the early and middle Cambrian age. Questions of lithology and paleogeography of Siberia]. *Proc. SNIIGiMS. Series: Lithology and paleogeography*. Is. 106. Novosibirsk. 1970. Pp. 95-108.

Kuznetsov V.G. Neftegazonosnye rify. Zakonomernosti rasprostraneniya, stroeniya lovushek i rezervuarov [Oil and gas reefs. Patterns of distribution, building traps and reservoirs]. Ans. Ed. A.N. Dmitrievskiy. Moscow: Institute of Oil and Gas Academy of Sciences. 2008. 99 p.

Mazor Yu.R., Egorov V.A., Larchenkov E.P., Sokolov B.A. Uglenskiye i neftegazonosnye osadochnye formatsii Sibirskoy platformy [Oil and gas and coal-bearing sedimentary formations of the Siberian platform]. V sb.: *Tipy osadochnykh formatsiy*

neftgazonosnykh basseynov [Types of sedimentary formations of oil and gas basins. Collected papers]. Moscow: "Nauka" Publ. 1980. Pp. 167-191.

Mel'nikov N.V. Vend-kembriyskiy solenosnyy basseyn Sibirskoy platformy (Stratigrafiya, istoriya razvitiya) [Vend-Cambrian saliferous basin of Siberian Platform (Stratigraphy, history of development)]. Novosibirsk: "SO RAN". 2009. 148 p.

Pavlidis Yu.A., Scherbakov F.A. Fatsii shel'fa [Shelf Facies]. Moscow: "IO RAN" Publ. 1995. 151 p.

Resheniya Vsesoyuznogo stratigraficheskogo soveshaniya po dokembriyu, paleozoyu i chetvertichnoy sisteme Sredney Sibiri. Ch. 1: Verkhniy proterozoy i nizhniy paleozoy [Decisions of the All-Union Conference on the Precambrian stratigraphic, Paleozoic and Quaternary System of Central Siberia. Part 1: Upper Proterozoic and lower Paleozoic]. Novosibirsk. 1983. 215 p.

Savitskiy V.E., Astashkin V.A. Rol' i masshtaby rifoobrazovaniya v kembriyskoy istorii Sibirskoy platformy. Geologiya rifovykh sistem kembriya Zapadnoy Yakutii [The role and scope of reef-building in the history of the Siberian platform Cambrian. Geology of Cambrian reef systems of Western Yakutia]. Novosibirsk. Proc. "SNIIGiMS". Is. 270. 1979. Pp. 5-18.

Sokolov B.A., Egorov V.A., Nakaryakov V.D., Bitner A.K., Zhukovin Yu.A., Kuznetsov L.L., Skorobogatyykh P.P., Zakharyan A.E. Geologo-geokhimicheskie usloviya formirovaniya neftegazovykh mestorozhdeniy v drevnikh tolschakh Vostochnoy Sibiri [Geological and geochemical conditions of oil and gas fields formation in the Eastern Siberia ancient strata]. Ed. B.A. Sokolova. Moscow: "Moscow State University" Publ. 1989. 192 p.

Starosel'tsev V.S. Divina T.A. Problemy geologii nefti i gaza Sibirskoy platformy. Sravnitel'nyy analiz perspektiv formirovaniya krupnykh skopleniy UV na severe Tungusskoy sineklizy [Problems of Oil and Gas Geology of the Siberian platform. Comparative analysis of the formation prospects of large hydrocarbon accumulations in the north of the Tunguska syncline]. *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics]. 2001. Vol. 42. No 11-12. Pp. 1918-1926.

Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Kn. 1. Rifey i vend Sibirskoy platformy i ee skladchatogo obramleniya [The stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. Book 1. Riphean and Vendian of the Siberian Platform and its folded frame]. Ed. N.V. Mel'nikov. Novosibirsk: "Geo" Publ. 2005. 428 p.

Shpunt B.R., Shapovalova I.G., Shamshina E.A. Pozdnyy dokembriy severa Sibirskoy platformy [Late Precambrian of the North of Siberian platform]. Ans. Ed. B.M. Keller, T.N. Kheraskova. Novosibirsk: "Nauka" Publ. 1982. 226 p.

Zhuravleva I.T., Meshkova N.P., Luchina V.A., Kashina L.N. Biofatsii Anabarskogo morya v pozdnem dokembrii i rannem kembrii. Sreda i zhizn' v geologicheskoy proshlom. Paleolandschafty i biofatsii [Anabarskiy Sea Biofacies in the late Precambrian and early Cambrian. Environment and life in the geological past. Paleolandschaftes and Biofacies]. Ans. Ed. O.A. Betekhtina, I.T. Zhuravleva. Novosibirsk: "Nauka" Publ. Is. 510. 1982. Pp. 74-103.

Information about authors

Evgeniya E. Karnyushina – Doctor of Science, Professor of the Petroleum Geology Department

Natalia I. Korobova – Teaching assistant of the Petroleum Geology Department

Sergei V. Frolov – PhD, Associate Professor of the Petroleum Geology Department

Elena A. Bakay – PhD, Senior Researcher of the Petroleum Geology Department

Grigoriy G. Akhmanov – PhD, Associate Professor of the Petroleum Geology Department

Oleg V. Krylov – PhD, Associate Professor of the Petroleum Geology Department

Geological Faculty, Lomonosov Moscow State University
119234 Russia, Moscow, Leninskie gory, 1
Tel: +7(495) 939-35-22, +7(495) 939-32-60