



УДК 552.5:551.73(571.56)

СРЕДНЕПАЛЕОЗОЙСКИЙ МЕГАКОМПЛЕКС ВОСТОКА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ – ПЕРСПЕКТИВНЫЙ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫЙ ОБЪЕКТ ЯКУТИИ

Г. С. Фрадкин*, С. А. Моисеев*, А. Ф. Сафронов**

Представлена модель строения и аргументирована концепция о развитии в среднем палеозое на востоке Сибирской платформы единого седиментационного бассейна, охватывавшего территорию Вилюйской синеклизы, Предверхоянского и Енисей-Хатангского прогибов. Охарактеризованы стратиграфия, формации, палеогеография и тектоника девон-нижнекаменноугольного мегакомплекса. Проанализированы геологические параметры, предопределяющие нефтегазоносность среднепалеозойских и более древних резервуаров, экранированных мощными и регионально выдержанными соленосными толщами девона. Обосновано представление о распространении под верхнепалеозойско-мезозойским чехлом соленосных и потенциально нефтегазоносных среднепалеозойских отложений. Подсолевые антиклинальные структурные ловушки в пределах Сунтаро-Кемпедняйской и Нордвик-Хатангской областей оценены как наиболее благоприятные и перспективные объекты поисков. В качестве первоочередных рекомендованы структуры в пределах Атыяхской, Кэдепчикской и Учугейской горстовых ступеней.

Ключевые слова: Сибирская платформа, Вилюйская синеклиза, Енисей-Хатангский прогиб, средний палеозой, седиментационный бассейн, тектоника, нефтегазоносность.

MIDDLE PALEOZOIC MEGACOMPLEX OF THE EASTERN SIBERIAN PLATFORM AS A PROMISING OIL AND GAS EXPLORATION TARGET IN YAKUTIYA

G. S. Fradkin, S. A. Moiseev, A. F. Safronov

The paper presents a structure model and well-reasoned concept for the Middle Paleozoic evolution of a single sedimentary basin in the eastern Siberian Platform, which covered the Vilyui syncline, Pre-Verkhoyansk and Yenisei-Khatanga foredeeps. The study also provides information on the stratigraphy, formations, paleogeography, and tectonics of the Devonian-Lower Carboniferous megacomplex and highlights geological factors predetermined petroleum potential of Middle Paleozoic and more ancient reservoirs and regionally shielded by thick and persistent Devonian salt-bearing strata. The notion of the presence of saliferous and potentially petroliferous Middle Paleozoic deposits below the Upper Paleozoic-Mesozoic cover is substantiated. Subsalt anticlinal structural traps within the Suntar-Kempendyai and Nordvik-Khatanga areas are appraised as the most favorable and promising exploration targets. Well-developed structures within the Atyakh, Kedepchik, and Uchugei horsts are suggested as top-priority prospects.

Keywords: Siberian Platform, Vilyui syncline, Yenisei-Khatanga foredeep, Middle Paleozoic, sedimentary basin, tectonics, petroleum potential.

Среднепалеозойские отложения (девон – нижний карбон) на востоке Сибирской платформы достоверно установлены в Нордвик-Хатангском и Сунтаро-Кемпедняйском соленосных районах. На большей части Вилюйской синеклизы, Предверхоянского и Енисей-Хатангского прогибов они перекрыты мощным чехлом верхнепалеозойско-мезозойских образований и прогнозируются по результатам геофизических исследований и палеоструктурных построений. Прямые доказательства их нефтегазоносности установлены в отдельных образцах обнаженных пород и по разрезам ряда скважин.

Важнейшие результаты изучения среднепалеозойского комплекса Нордвик-Хатангского района детально охарактеризованы и обобщены в трудах известных нефтяников-первопроходцев из НИИГА. В изучении среднепалеозойского вул-

каногенно-осадочного комплекса Сунтаро-Кемпедняйского района принимали участие исследователи и коллективы различных производственных и академических организаций. Системный анализ, оценка и развитие полученных результатов представлены в монографиях Н. М. Чумакова [22], Г. С. Фрадкина [21], в сводных нефтегеологических трудах под редакцией В. Г. Васильева, Н. В. Черского, А. А. Трофимука, в работах якутских геологов и геофизиков [4, 10, 13, 16, 19].

На территории Вилюйской синеклизы и других краевых депрессий девон-нижнекаменноугольные отложения залегают на значительной глубине и не вскрыты глубокими скважинами. Однако результаты изучения Кемпедняйских и Нордвикских дислокаций убеждают, что установленные здесь полифациальные девон-нижнекаменноугольные отложения распространены на большей части Хатангско-Вилюйской НГП.

Описываемые отложения несогласно перекрыты мощным верхнепалеозойским – мезо-

* ИНГГ СО РАН (Новосибирск);

** ИПНГ СО РАН (Якутск)

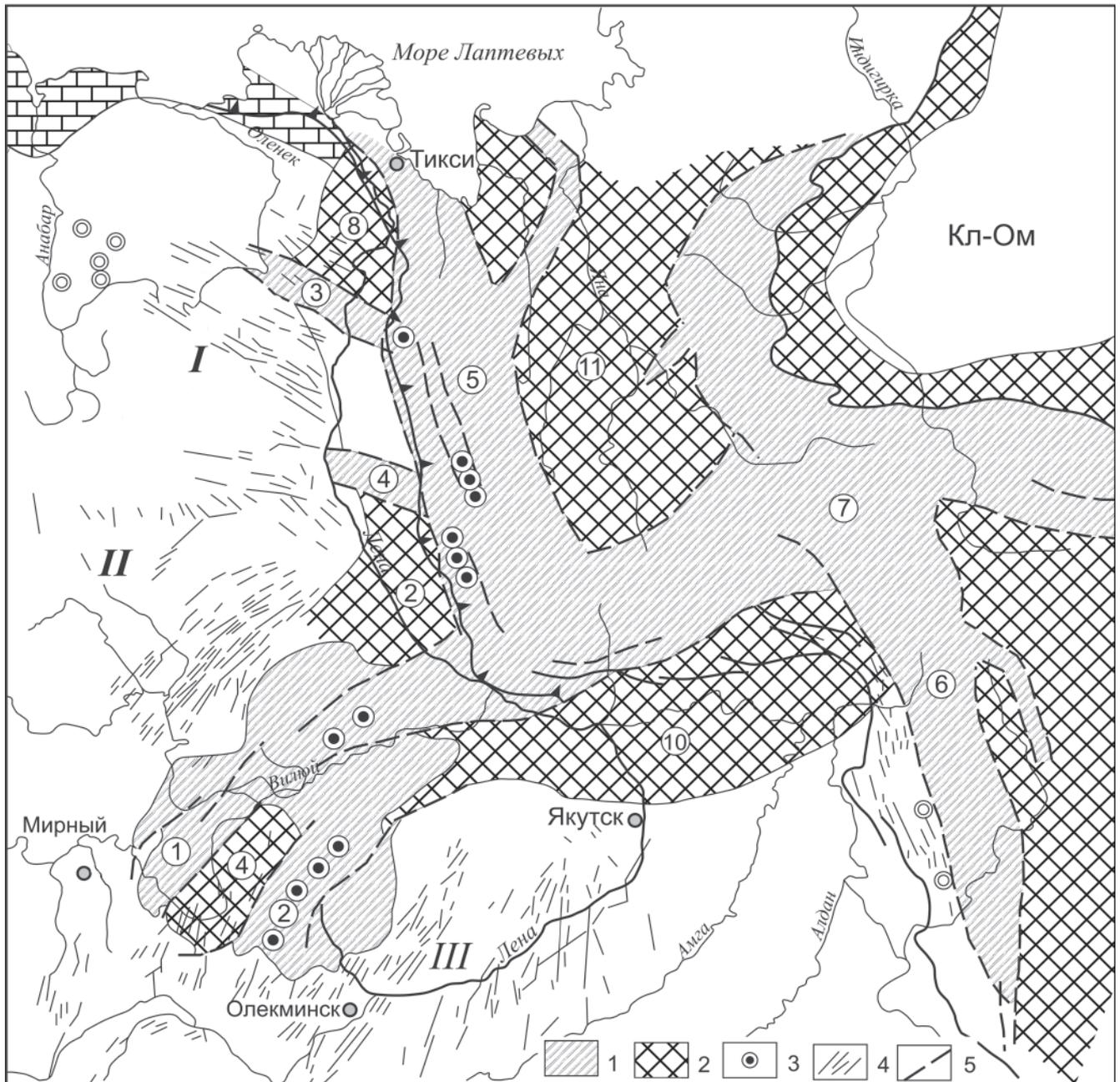


Рис. 2. Региональный структурный план среднепалеозойского мегакомплекса на востоке Сибирской платформы
 1 – рифты, сложенные терригенными и эвапоритовыми породами (до 6 км); 2 – поднятия, сопряженные с рифтами; 3 – диапиры девонских эвапоритов и проявления галокинеза; 4 – дайки и дайковые пояса; 5 – сбросы и сдвиги со смещением. *Структурно-тектонические элементы.* Рифты: 1 – Ыгыаттинский, 2 – Кемпендяйский, 3 – Кютюндинский, 4 – Собопольский; 5–7 – рифты, погребенные под верхоянским комплексом (5 – Западно-Верхоянский, 6 – Сетте-Дабанский, 7 – Дэрбекенский). Сопредельные поднятия: 8 – Говоровское, 9 – Джарджанское, 10 – Якутское, 11 – Сунтарское. Кл-Ом – Колымско-Омолонский массив. Дайковые пояса: I – Чаро-Синский, II – Вилюйско-Мархинский, III – Молодинский

В разрезах нижнего карбона наиболее полно представлены турнейский и визейский ярусы. В Ыгыаттинской впадине – это онкучахская и эмьяксинская свиты (более 500 м), в Кемпендяйской впадине стратиграфическими аналогами являются литологически различные пачки туфогенной курунгурахской свиты. В Юрунг-Тумусской зоне одновозрастные отложения представлены известняками и доломитами (до 1000 м).

Литологический и формационный состав среднего палеозоя разнообразен. Наиболее ха-

рактерны две особенности: региональная соленость верхнедевонских толщ и существенная туфогенность нижнекаменноугольных отложений (пепловые туфы-цеолиты). По интенсивности соленакопления и мощности соленосных горизонтов Сунтаро-Кемпендяйский и Нордвик-Хатангский регионы не уступают Дудинско-Пясинскому (рис. 4, 5). Широкое развитие пепловых туфов в Кемпендяйской впадине позволило установить широкое развитие цеолитов и выделить крупную цеолитоносную провинцию [9, 18, 19].



Стратиграфическая шкала		КОРРЕЛЯЦИЯ МЕСТНЫХ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ									
Система	Отдел	Ярус (Арденно-Рейская обл.)	Горизонт	Свита, подсвита, толща	Структурно-фациальные зоны						
					Лено-Вилюйская						Юрунг-Тумусская
					Ыгыаттинская впадина	Реки Тюкян и Тюнг	Река Кемпендяй	Бассейн верхних течений рек Синяя и Чебыда	Реки Намана и Бирюк	Нюйско-Джербинская впадина	Купол Нордвик
Перекрывающие отложения						$C_1, ?-P$	C_1, kg	$C_3, ?-J$	J	J	C_1
ДЕВОНСКАЯ	Верхний	Фаменский	Фокинский		Намдырская						Известняки с <i>Endothyra devexa</i> , <i>Hyperammina minima</i> и др.
					176–312 м						более 170 м
		Франский	Каларгонский	Вилючанская	Вилючанская	Кыгылтууская	Хайалахская				Юрунгтумусская
				40–700 м	до 700 м	более 2000 м	160–490 м	30–280 м			
	Средний	Живетский	Юктинский		Аппаинская	Аппаинская	?	Алтаноттокская	Наманинская	Тенгеляхская	
					20–200 м	650–1000 м		160–490 м	30–280 м	50–70 м	150 м
	Нижний	Эмский	Разведочнинский		Харьяюрхская	Тюкянская соленосная толща		Тисикская	Андылахская	Нерюктейская	Юктинская
					до 75 м	190–440 м		до 530 м	5–120 м	50–400 м	16–18 м
	Зигенский	Кузейский									Сопочная
											более 300 м
Зубовский										?	
Подстилающие отложения					B_1	S_1-PZ_1	$O-S$	C_3-S_1	$O-S$	S	?

Рис. 3. Региональная стратиграфическая схема девонских отложений восточной части Сибирской платформы



Возраст, свита	Площади бурения											
	Куландинская, Талакская	Бюкская, Среднеботуобинская	Итхская, Верхневиллюканская, Виллюйско-Джербинская	Мальжайская, Сыгдакская, Усть-Меинская	Южно-Сагытайская	Тюкян-Тюнгская, Уданская	Дельгейская, Усть-Бирюкская, Кадергинская	Арбайская	Наманинская			
Верхний девон												
Силур – девон					с	с						
Силур												
Ордовик												
Кембрий	Верхоленская+ илгирская											
	Метегерская					с	с				с	с
	Ичерская											
	Чарская		с	с	с			с	с	с	с	
	Олекминская											
	Толбачанская		с	с	с	с			с	с		с
Эльганская												
Юдейская	с	с	с	с				с			с	с
Венд			с	с								

с с с 1 □ □ □ 2

Рис. 5. Схемы стратиграфического положения венд-нижнепалеозойских и среднепалеозойских соленосных комплексов и горизонтов на востоке Сибирской платформы

1 – соленосные толщи, 2 – бессолевые отложения

ляным тектогенезом большинства структурных ловушек и ведущую роль в обосновании нефтегазоносности региона девонского соленосного комплекса.

Тектоника Сунтаро-Кемпендяйского региона охарактеризована в большом количестве публикаций [1, 3, 4, 8, 9, 16]. В структурном плане среднепалеозойского этажа отчетливо выделяются тектонические элементы первого порядка (крупные поднятия и впадины) и зоны разломов различной кинематики (рис. 6). В пределах Сунтарского поднятия вырисовывается выступ кристаллического фундамента и две поперечные приподнятые зоны, сформированные Арбайским – Верхнесинским и Тюкянским – Чыбыдинским поднятиями. По надсолевым верхнедевонским – нижнекаменноугольным и перекрывающим их верхнепалеозойско-мезозойским отложениям прослеживается серия локальных антиклиналей и синклиналей. Особо четко выделяются открытые соляные антиклинали системы Кемпендяйских дислокаций. На значительной территории среднепалеозойский комплекс перекрыт верхнепалеозойско-мезозойским чехлом, мощность которого последовательно возрастает в восточном направлении, к центральной части Виллюйской синеклизы и особенно к зоне ее сочленения с Предверхоянским прогибом. В сво-

дах локальных антиклиналей и в приподнятых зонах Кемпендяйской впадины подсолевые потенциально нефтегазоносные отложения прогнозируются на глубине 3–5 км. Взаимоотношения разновозрастных мегакомплексов и отдельных тектонических элементов Сунтаро-Кемпендяйского района отражены на серии профилей (рис. 7). В большинстве случаев сочленение структур осуществляется по разломам или крутым флексурам, среднепалеозойский мегакомплекс разбит на систему односторонних блоков (рис. 8). Их строение и соотношение сходно с аналогичными структурами в Припятском прогибе и в других рифтогенных зонах древних платформ [4, 15, 21].

Анализ выполненных построений убеждает, что для описываемого мегакомплекса характерны рифтогенные структуры. Отдельные элементы девонских рифтов изучены и описаны в Нордвик-Хатанском, Сетте-Дабанском и Сунтаро-Кемпендяйском районах [4, 10].

С девонского рифтогенеза началось формирование Верхоянской верхнепалеозойской пассивной континентальной окраины [3]. С верхоянским геосинклинальным циклом развития в значительной мере связан структурный план Виллюйской среднепалеозойской рифтовой системы, разделенной Тюкян-Чыбыдинской поперечной зоной поднятий на два сегмента. В составе Западного сегмента отчетливо вырисовываются Ыгытинская, Кемпендяйская и Сарсанская впадины, разделенные Сунтарским сводом и Арбайско-Синской зоной поднятий; в Восточном установлены Сыангдинская, Линденская и Тангнарынская впадины, разделенные Логлорским и Хапчагайским поднятиями.

Среднепалеозойский мегакомплекс на западе Виллюйской синеклизы и в сопредельных структурах представлен разновозрастными горизонтами от среднего девона до нижнего карбона. Палеонтологические остатки в этих породах чрезвычайно скудны, а потому при расчленении разреза и корреляции стратиграфических подразделений использованы особенности седиментационной цикличности, гранулометрические различия, соотношения разноцветных вещественно-формационных ассоциаций и другие возможные критерии. В обнаженном и частично вскрытом бурением разрезе среднего палеозоя выделяются среднедевонские, верхнедевонские, турнейско-визейские и визейские отложения [20].

К среднему девону отнесены карбонатно-глинистые отложения эйфеля (20–120 м) и сероцветные карбонатные породы живета (3 м). В составе верхнего девона обособляются базальты с прослоями красноцветных карбонатно-терригенных пород (до 1000 м), перекрывающиеся трансгрессивно залегающими карбонатно-терригенными отложениями (до 300 м). Доминируют здесь верхнефранско-фаменские преимущественно красноцветные терригенные соленосные толщи (от

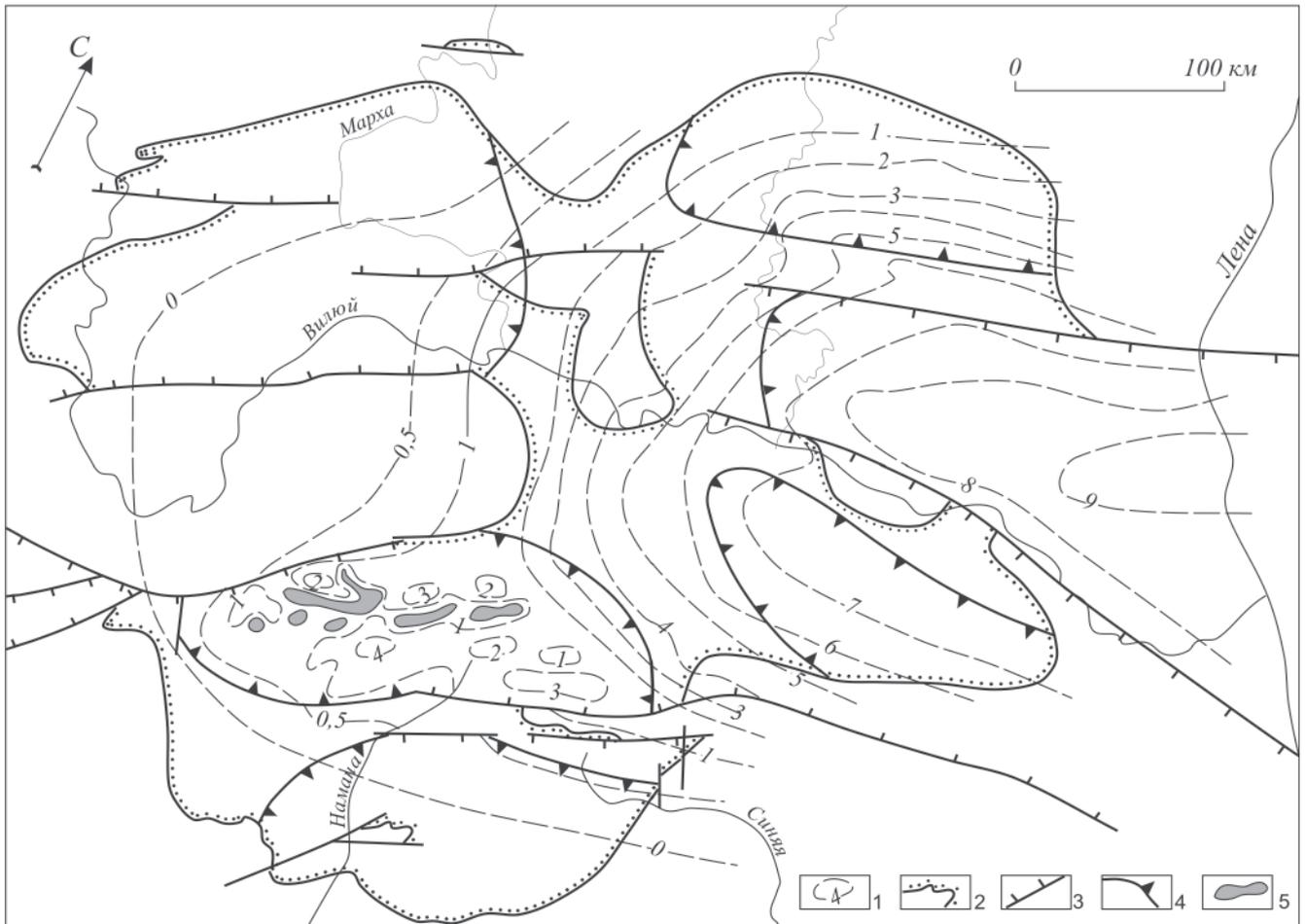


Рис. 6. Глубина залегания среднепалеозойского мегакомплекса в районе Сунтаро-Кемпендяйских дислокаций (по [4])

1 – изогипсы (км) подошвы верхнепалеозойско-мезозойского чехла; 2 – границы распространения девонско-нижнекаменноугольных отложений; 3 – основные разломы; 4 – границы среднепалеозойских структур первого порядка; 5 – открытые соляные структуры Кемпендяйской впадины

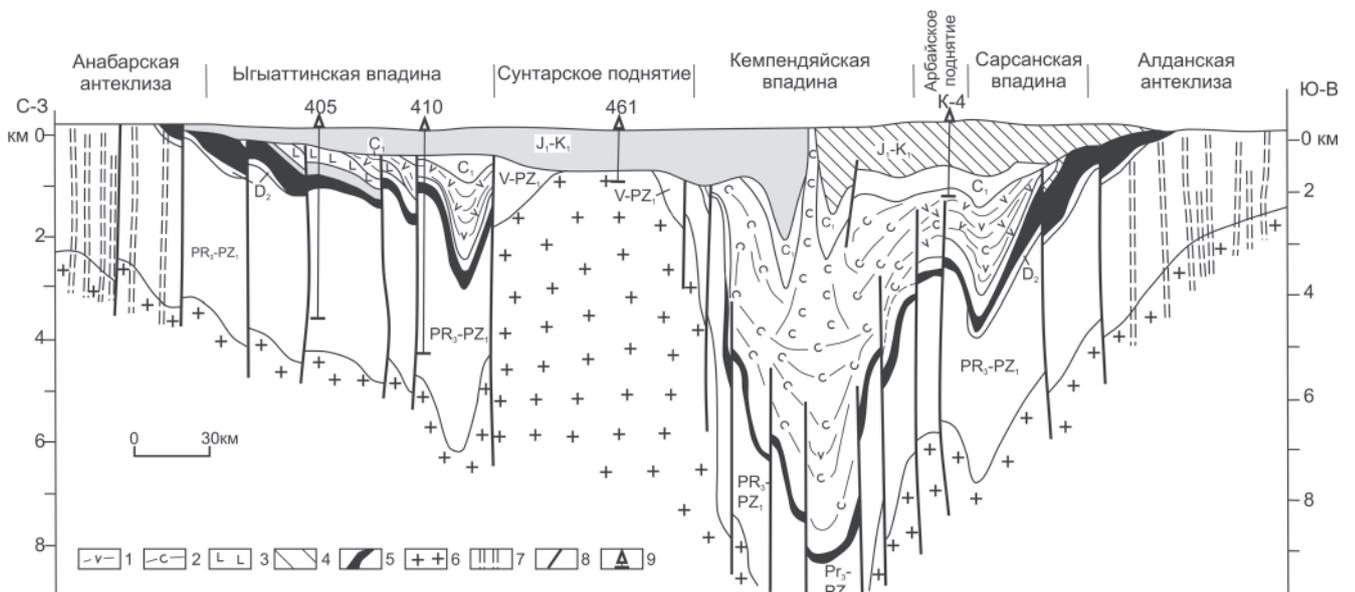


Рис. 7. Структурно-стратиграфический разрез вкрест простирания Вилуйской рифтовой системы

Верхнефранско-фаменские отложения: 1 – красноцветные гипсоносные карбонатно-терригенные, 2 – красноцветные соленосные карбонатно-терригенные; франские отложения: 3 – базальтовая толща вилочанской свиты, 4 – карбонатно-песчаниковые породы, отвечающие максимуму франской трансгрессии, 5 – базальтовый комплекс основания верхнего девона (аппайнская, тисикская, наманинская и хайалахская свиты); 6 – кристаллический фундамент; 7 – дайки основного состава; 8 – разломы; 9 – скважины

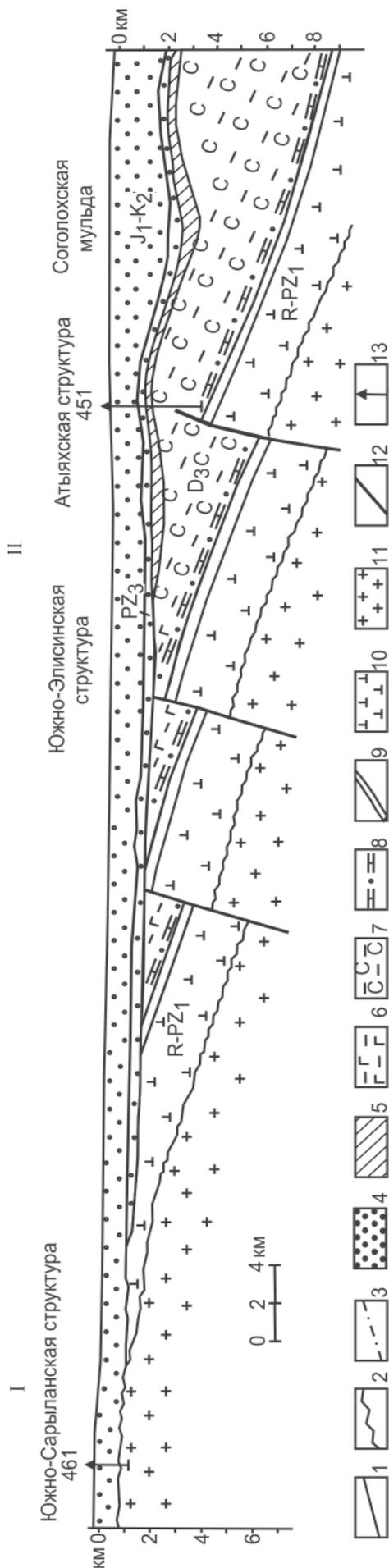


Рис. 8. Сейсмогеологический разрез зоны сочленения Кемпендяйской впадины и Сунтарского поднятия (по данным В. В. Гайдука, А. С. Зыряновой и В. И. Пузырева) Стратиграфические горизонты: 1 – согласные, 2 – несогласные; 3 – отражающие сейсмические горизонты; 4 – верхнепалеозойские и мезозойские, 5 – нижнекаменноугольные, 6 – карбонатно-глинисто-алевролитовые гипсосыные, 7 – позднефранско-фаменские карбонатно-глинистые соленосные, 8 – среднефранские сероцветные песчанжковые и песчано-карбонатные, 9 – базальтовая толща виллючанской свиты, 10 – базальтовый комплекс основания верхнего девона; 11 – кристаллический фундамент; 12 – разломы; 13 – глубокие скважины

десятков до нескольких сотен метров); полная их мощность колеблется от 2 до 5 км.

Верхнетурнейские трансгрессивные отложения представлены известняками и мергелями или песчаниками с покровами базальтов (до 300 м); вверху прослеживаются красноцветные существенно ангидритизированные глины и аргиллиты (до 150 м). К вize отнесены сероцветные глинисто-песчаные породы (до 200 м) и туфогенные карбонатно-глинистые песчаники (300 м).

Имеющиеся фактические данные и ранее выполненные палеоструктурные реконструкции показывают, что формирование осадочного чехла в описываемом регионе, вероятно, начинается с рифея [13, 18, 19]. Венд-силурийский комплекс характеризуется регионально выдержанной мощностью и субдолготной зональностью, подчеркиваемой развитием широкой (до 50 км) зоны рифов. Последняя разделяет единый бассейн на западную часть с преобладанием лагунно-континентального накопления эвапоритовых гипсово-соленосных толщ и восточную часть платформы, где в условиях открытого моря накапливались одновозрастные карбонатные и доманикоидные отложения. На описываемой территории эта рифовая зона совпадает со среднепалеозойским Тюкян-Чыбыдинским поперечным поднятием.

Нижнедевонские отложения в регионе не установлены и маловероятны, поскольку начавшаяся в позднем силуре и развившаяся в раннем девоне регрессия охватила большую часть платформы [11]. Отмеченная в Тунгусской синеклизе и в пределах Сетте-Дабана структурная перестройка включала и описываемую территорию, в связи с чем среднедевонские отложения трансгрессивно перекрывают нижнесилурийские и ордовикские горизонты. Уместно заметить, что со среднего девона на месте Виллюйской синеклизы заложилась пологая депрессия, знаменующая возникновение и начальный этап развития рифтовой системы (рис. 9).

На рубеже среднего и позднего девона на месте Сунтарского поднятия, Арбайско-Синской зоны поднятий и Кемпендяйской впадины начало формироваться сводовое поднятие, сопровождавшееся внедрением интрузий (Виллюйско-Мархинский и Чаро-Синский дайковые пояса). В начале франа, после заложения центрального сводового поднятия, происходит массовое излияние базальтов и в последующем резко увеличивается активность движений разломам. С конца франа до фамена осадконакопление концентрируется в грабенах и прогибах, закладывается и формируется Кемпендяйская рифтовая долина. В раннем карбоне тектоническая активность уменьшается и наступает седиментационно-тектонический режим, переходный от рифтогенного к синеклизному [4].

Характеризуя тектонику в связи с оценкой нефтегазоносности данного региона, следует особо подчеркнуть широкое развитие галоген-

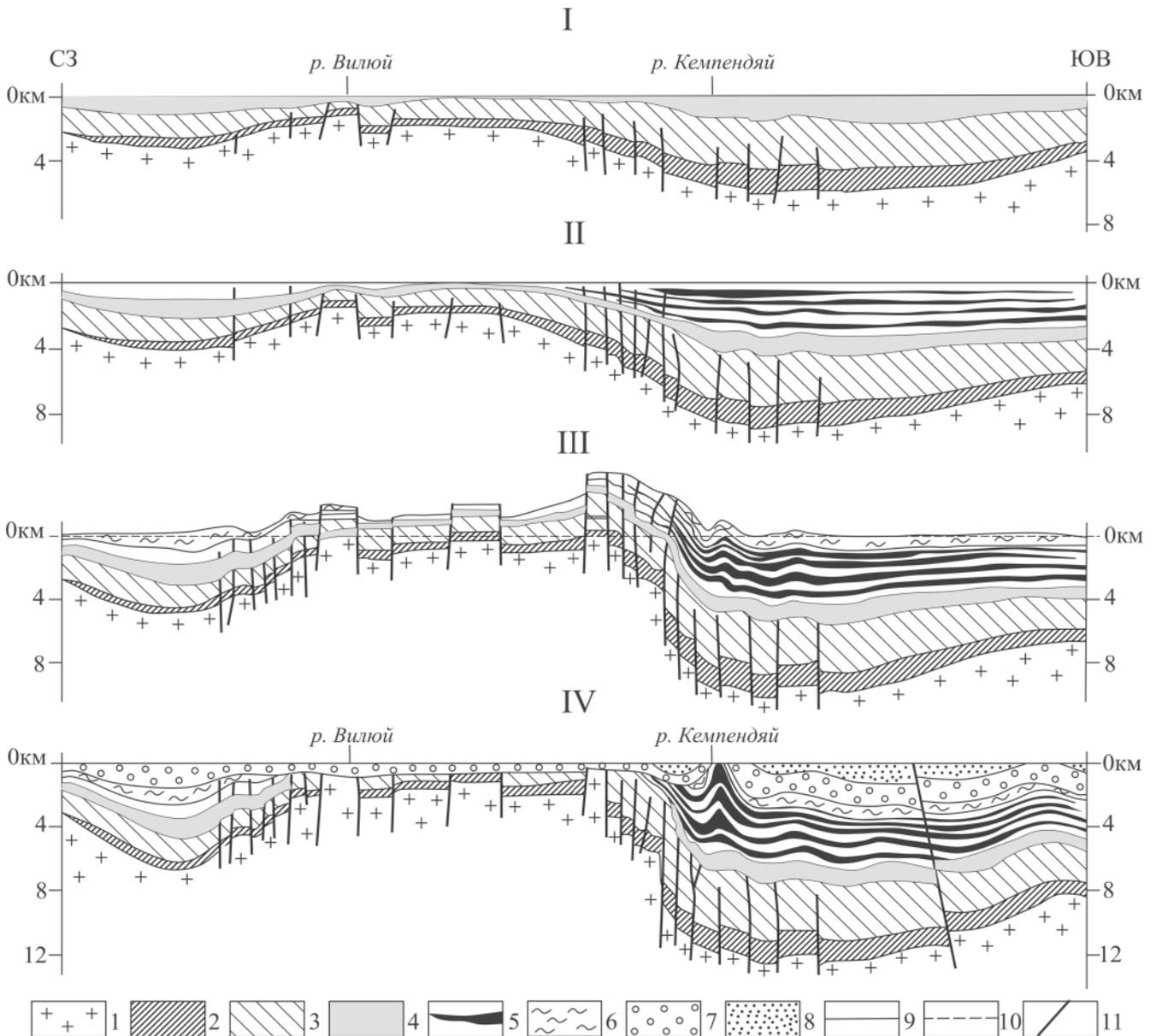


Рис. 9. Палеоструктурные профили вкрест простирания Кемпендяйского прогиба и Сунтарского поднятия (I – к концу силура, II – к концу девона, III – к концу раннего карбона, IV – современная структура)

1 – породы кристаллического фундамента; разновозрастные отложения чехла: нижний структурный этаж: 2 – рифейские, 3 – вендско-нижнекембрийские, 4 – среднекембрийские и силурийские; среднепалеозойский этаж: 5 – девонские, 6 – нижнекаменноугольные; верхний этаж: 7 – верхнепалеозойские – среднеюрские, 8 – верхнеюрские – меловые; 9 – границы структурных этажей; 10 – линия предъюрского размыва; 11 – разрывные нарушения

ных формаций и рифтогенных структур. Среднепалеозойские и перекрывающие их толщи существенно деформированы дизъюнктивными и различными типами пликативных структур, осложненных соляным тектогенезом. В Кемпендяйской впадине и в сопредельных зонах Вилуйской синеклизы регионально прослежены мощные горизонты фаменских солей, участвовавшие в формировании современного плана. В зависимости от мощности и глубины залегания соленосных толщ выявлены различные типы структур от антиклинальных складок, осложненных соляным тектогенезом, до соляных штоков. Важнейший вопрос для оценки нефтегазоносности и, главное, для последующих поисков нефтегазовых

залежей – соотношение подсоленосных и надсоленосных структур. Соответственно, при организации и проведении нефтепоисковых работ необходимо опираться на структурный план подсолевых резервуаров. Закартированная в Кемпендяйской впадине система надсолевых структур ориентирована в северо-восточном направлении, что предопределено условиями перетока соленосных масс и, прежде всего, простиранием подсолевых разломов. Эти разломы и связанные с ними горстовые поднятия обусловили последующее гравитационное перераспределение соленосных масс. Судя по изменению мощности курунгурияхской свиты, проявление соляного тектогенеза началось в раннем карбоне, интенсив-



ное развитие – в позднем палеозое – мезозое и, вероятно, проявляется поныне.

Основные изменения мощности в структурах Арбайско-Верхнесинской приподнятой зоны по отношению к Кемпендяйской и Сарсанской впадинам связаны с красноцветными эвапоритовыми отложениями фамена. Мощность этих толщ в Кемпендяйской впадине увеличивается до 3–5 км за счет различной насыщенности соленосными горизонтами. Мощность франских отложений менее дифференцирована, и они регионально выдержаны. Амплитуда Арбайского поднятия по отношению к Кемпендяйской впадине не превышает 300 м, амплитуда Верхнесинского поднятия – 700 м, а по отношению к Сарсанской впадине – не более 200 м. Современная амплитуда Арбайско-Синской зоны поднятий в сопоставлении с Кемпендяйской впадиной по подошве франских базальтов – до 5 км, а по отношению к Сарсанской впадине – не более 3 км. Если учесть, что по подошве нижнекаменноугольных отложений амплитуда изменяется от 100 до 700 м, то на долю позднедевонских движений приходится около 90 % выявленной амплитуды.

Сунтарское поднятие в раннем палеозое отчетливо не выражено и, следовательно, его возраст среднепалеозойский. Некоторое сокращение мощности, а в пределах отдельных выступов – отсутствие этих отложений обусловлено их последующим размывом. На среднепалеозойский этап развития приходится около 75 % его амплитуды.

Широкое развитие и особенности строения верхнедевонской галогенной формации определяют необходимость учитывать структуроформирующую и экранирующую роль соленосных горизонтов. Однако в связи с оценкой нефтегазоносности подсолевых среднепалеозойских отложений важно учитывать также интенсивную соленосность их подстилающего венд-нижнекембрийского структурно-формационного и нефтегазоносного этажей [5, 13, 14, 17, 22].

Среднепалеозойский и венд-нижнепалеозойский эвапоритовые комплексы представлены сложным сочетанием соленосных и бессолевых толщ, пачек и горизонтов. От вмещающих отложений они отделены стратиграфическими несогласиями, но существенно различаются условиями седиментации, распространения и строения.

Охарактеризованный среднепалеозойский комплекс (эвапориты, терригенные красноцветы, основные эффузивы) прогнозируется под чехлом перекрывающих отложений. Распространение этих отложений контролируется рифтогенными и оперяющими их структурами, а соленакопление было локализовано в пределах лагунно-континентальных бассейнов. Накопившиеся здесь соленосные формации экранировали подстилающие отложения и в последующем активно участвовали в преобразовании структурного плана вмещающих толщ.

Так, в Сунтаро-Кемпендяйском регионе с этими процессами связаны образование системы своеобразных дислокаций, осложнение тектонических структур соляными штоками и дизъюнктивными нарушениями. Структурный план сформировался в результате сочетания блоковых движений и пластического перераспределения соленосных масс. Масштабы пластического течения соли во многом определяются наблюдаемым разнообразием структурных форм: от соляных ядер протыкания (Западно-Кюндяйская структура) до криптодиапиров. Сочетание вертикальных движений, сопровождавшихся внутрiformационным перераспределением отчетливо проявилось на морфологии и сложном строении Атыяхской антиклинали (рис. 10).

В отличие от среднепалеозойского венд-нижнепалеозойский соленосный комплекс характеризуется широким распространением и региональной выдержанностью не только соленосных горизонтов, но и отдельных мощных пластов соли. Они формировались в обширном платформенном солеродном бассейне, связанном с синеклизной стадией развития в позднем протерозое – раннем кембрии Байкало-Патомской пассивной континентальной окраины. В отдельных районах соленосные массы участвовали в осложнении регионального структурного плана вплоть до формирования соляных структур, куполов и диапиров [5, 17]. В нижнем соленосном этаже в пределах описываемой территории выделено несколько горизонтов. Наиболее мощные и регионально выдержанные соленосные горизонты охарактеризованы в составе юдейской, толбачанской и чарской свит нижнего кембрия, хотя древнейшая соленосная «торсальская пачка» описана в венде. В пределах Вилючанской седловины и северо-восточного склона Непско-Ботубинской антеклизы она вскрыта на ряде площадей; ее толщина варьирует от 14 (Вилюйско-Джербинская скв. 643) до 40 м (Верхневилючанская скв. 608).

Соленосные горизонты толбачанской свиты тяготеют к ее верхней части (глинистые известняки и доломиты, мергели, ангидриты и соли). Толщина свиты в соленасыщенных разрезах до 560 м, а в обедненных солью разрезах Талаканского поднятия менее 300 м.

Вышележащая карбонатная олекминская свита и ее аналоги (региональный сейсморефер платформы) в наиболее прогнутой части Березовской впадины (Кэдэргинская, Усть-Бирюкская площади) содержит лишь единичные пласты соли (до 20 м). Перекрывающая ее чарская (ангарская) соленосная толща сложена переслаиванием соли, доломитов, ангидритов с подчиненными прослоями известняков, мергелей и аргиллитов. Толщина свиты в бессолевых разрезах около 100–130 м, в солесодержащих – более 300 м (573 м в Арбайской скв. 2, 653 м в Усть-Бирюкской скв. 2). Соответственно изменяется и суммарная толщина

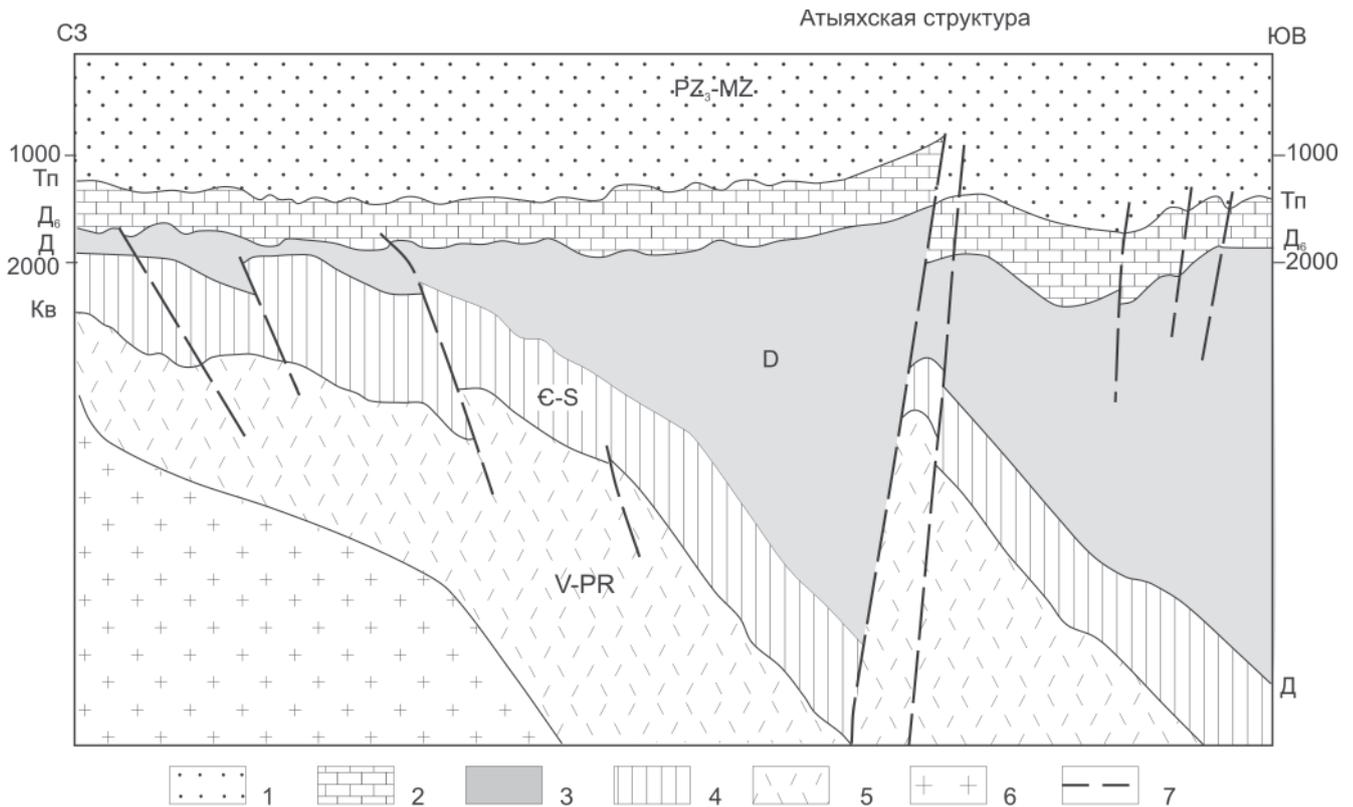


Рис. 10. Модель строения Атыяхской антиклинальной структуры

Разновозрастные формации чехла: 1 – верхнепалеозойско-мезозойские терригенные, 2 – каменноугольные терригенно-карбонатные, 3 – девонские галогенные, 4 – нижнепалеозойские карбонатные, 5 – венд-верхнепротерозойские карбонатно-терригенные; 6 – кристаллический фундамент; 7 – разрывные нарушения

пластов соли: от 150–200 до 270–464 м. Соленасыщение разреза чарской свиты около 50 %.

Верхняя соленосная толща кембрия приурочена к метегерской (литвинцевской) свите в Березово-Кемпендяйском и Вилуйско-Мархинском районах. Суммарная толщина соли в ней до 150 м, отдельных пластов – около 50 м.

Распространение девонского соленосного комплекса (эвапориты, терригенные красноцветы, основные эффузивы) контролируется рифтогенными и оперяющими их структурами, а соленаккумуляция была локализована в пределах лагунно-континентальных бассейнов. Соленосные формации локально экранировали подстилающие отложения и в последующем участвовали в преобразовании структурных планов вмещающих и перекрывающих осадочных толщ. В итоге структурный план Сунтаро-Кемпендяйских дислокаций сформировался в результате сочетания блоковых движений и пластического перераспределения соляных масс. Масштаб пластического течения соли определил наблюдаемое разнообразие структурных форм: от соляных ядер протыкания до криптодиapiroв. Сочетание вертикальных движений, сопровождавшихся внутрiformационным перераспределением соли отчетливо проявилось, в частности, в морфологии и сложном строении Атыяхской структуры.

В процессе нефтегеологических исследований в Нордвик-Хатангском регионе детально оха-

рактеризованы строение и вещественный состав всех отделов девона и нижнего карбона, определены существенные черты палеогеографии их накопления, закономерные особенности залегания и дислоцированности. Антиклинальные структуры чаще всего осложнены дизъюнктивами и соляными диапирами. Закартированные на поверхности структуры не всегда и лишь частично отражают структурный план более глубоких горизонтов. Наиболее отчетливо несовпадение надсолевых и подсолевых структурных планов установлено вблизи широко развитых здесь соляных штоков.

На территории Анабаро-Хатангской седловины линейные и солянокупольные структуры осложнены сбросами и соляными куполами в их присводовых частях. Соляные купола прорывают разновозрастные толщи; на некоторых из них (Нордвикский, Усть-Тигянский) описаны кепроки. Проявление галокинеза повышается в западном направлении. Соответственно, в восточных районах повсеместно прослеживаются криптодиapiroны, на западе седловины развиты типично солянокупольные структуры [7, 17].

В отличие от «лоскутного» распределения девонских эвапоритов венд-нижнекембрийский соленосный комплекс характеризуется более широким распространением с региональной выдержанностью мощности не только галогенных горизонтов, но и отдельных пластов. Они формировались в обширных солеродных бассей-



нах, связанных с синеклизной стадией развития в позднем протерозое – раннем кембрии Байкало-Патомской пассивной континентальной окраины. Наиболее мощные и регионально выдержанные соленосные пласты и горизонты юедейской, толбачанской и чарской свит.

В обнаженных разновозрастных горизонтах подробно описаны многочисленные нефтепроявления. Однако самые убедительные доказательства нефтегазоносности Анабаро-Хатангского междуречья получены в процессе разведочного бурения (пробурено 38 скважин, суммарно около 64000 м). Здесь открыто шесть небольших месторождений (Южно-Тигянское, Нордвикское, Ильинское и др.). Основные скопления нефти приурочены к разновозрастным горизонтам (нижняя пермь – нижний мел) в пределах соляных штоков и, вероятно, связаны с подсолевыми девонскими и более древними отложениями; так, Нордвикское месторождение – с антиклинальной складкой, прорванной соляным штоком. В ядре штока – ниже-среднедевонские породы, на крыльях – триасовые и меловые. Нефтепроявления на поверхности и в скважинах отмечены в породах от мелового до позднедевонского возраста; при опробовании верхнедевонских – нижнекаменноугольных известняков получен значительный приток вод.

Нефтегазоносность девонских отложений Сунтаро-Кемпендяйских дислокаций обсуждается во многих работах [2, 4, 8, 13, 21]. Не повторяя мотивацию, целесообразно подчеркнуть региональную соленосность и связь среднепалеозойского мегакомплекса с рифтогенными структурами. Мировая статистика свидетельствует, что повышенная плотность запасов в континентальных рифтах обусловлена повышенным объемом осадков за счет более высокой скорости накопления и препятствующего окислению ОВ ускоренного захоронения осадков; нефтеобразованию и нефтенакплению способствуют также интенсивный рост локальных структур в период формирования рифтогенных осадков и повышенный тепловой поток. Положительно оценивается блоковое строение, обусловленное высокоамплитудными разломами – наличие системы односторонних горстов. Примечательно, что эти горсты наиболее четко проявляются в нижней части рифтогенных комплексов; вышележащие глинистые и эвапоритовые толщи запечатывают складчато-разрывную структуру и образуют надежный флюидоупор.

В связи с высоким качеством и региональной выдержанностью экранов прямые признаки нефтегазоносности весьма ограничены. В их числе жилы битуминозного кальцита в карбонатных породах породах курунгурияхской свиты. Строение кальцита и распределение битума в породе свидетельствуют, что зафиксированные битумы – это измененные под влиянием воды легкие погони нефти, привнесенные по трещинам из более глубоких горизонтов. Содержание битумов в породе

не превышает 0,15 %. Компонентный состав экстракта и элементарный состав отдельных вытяжек указывает на нефтяное происхождение и вторичное залегание битумов.

Установленное различие состава газов при химическом сходстве вод солейсточников на отдельных структурах Кемпендяйских дислокаций связано с подтоком газов из залегающих на глубине залежей подсолевых девонских и более древних резервуаров. В связи с этим следует отметить, что среднепалеозойские воды Кемпендяйских источников по химическому составу существенно отличаются от вод древних комплексов и сходны с девонскими водами Нордвикского района. Это позволяет предполагать развитие единого гидрогеологического среднепалеозойского комплекса на территории востока платформы от Кемпендяя до Нордвика.

Выделенные по материалам ГИС коллекторы водонасыщенные, пористость их 17–25 %. Изученные по единичным образцам коллекторские свойства верхнедевонских пород вполне удовлетворительные (пористость 15–25 %, проницаемость 20–30 мД; возможны трещиноватые коллекторы). Проницаемые песчаные породы экранируются красноцветными сульфатами вилучанской и алтаноттохской свит. В разрезах Кемпендяйской впадины их аналогами являются подсолевые верхнедевонские толщи, экранированные соленосными породами кыгыл-туусской свиты (не менее 1000 м). Именно здесь этот подсолевой резервуар представляется наиболее перспективным для поисков прогнозируемых залежей, так как в сопредельных восточных районах Вилуюйской синеклизы он погружен на глубину более 5 км. На поднятых участках с менее глубоким залеганием (Логлорское, Тюкянское и Чыбыдинское поднятия, большая часть Сыангдинской впадины) экранированные соленосными верхнедевонскими толщами резервуары отсутствуют; проницаемые пласты песчаной толщи вилучанской свиты контактируют непосредственно с проницаемыми терригенными породами верхоянского комплекса.

В вышележащих турнейско-визейских отложениях резервуары имеются, однако по основным параметрам оцениваются как малоперспективные. Следовательно, в среднепалеозойском комплексе перспективны и заслуживают опробования прежде всего подсолевые резервуары. В них есть надежно экранированные проницаемые горизонты, благоприятные тектонические и палеоструктурные предпосылки, как предположительно генерирующие рассматриваются более мощные и мористые стратиграфические аналоги карбонатно-песчаной алтаноттохской пачки. В насыщении углеводородами девонских резервуаров не следует игнорировать и возможности их вертикальной миграции по разломам из венд-кембрийских нефтегазоносных горизонтов Березовской впадины и Непско-Ботубинской антеклизы. При этом



важно учитывать, что проявления разломов отмечены в самом начале позднего девона, когда территория Кемпендяйской впадины находилась в пределах крупного поднятия и, следовательно, существовали условия для миграции углеводородов в свод этой обширной структуры.

Перспективные подсоловые резервуары заслуживают первоочередного опоискования в благоприятных структурных условиях указанных горстовых ступеней (рис. 11).

Например, Атыяхский подсоловой горст имеет амплитуду около 2 км. Наиболее приподнятая его часть расположена в 10–15 км северо-восточнее одноименной антиклинали [6, 16]. Подсоловые отложения здесь погружены на глубину около 3 км. Протяженность Атыяхской ступени достигает 60 км, при ширине не менее 5 км. Одноименная структура по горизонту ТП представляет собой антиклинальную складку северо-восточного простирания, осложненную продольным нарушением. По изогипсе –1000 м размеры структуры 15×4 км, амплитуда около 250 м. В ее восточной части предполагается наличие штокообразного соляного массива [4, 8].

Поисковой скв. 451 среднепалеозойский комплекс пройден в интервале глубин 3468–1120 м. Из подсоловых отложений в условиях весьма значительного АВПД получен приток газа. Возраст коллектора подсолового резервуара не установлен. При забое на глубине 3582 м бурение было приостановлено. В процессе бурения интервала 3572–3582 м установлено разгазирование раствора с содержанием газа до 40 %. Выделенные по материалам ГИС в среднепалеозойском комплексе коллекторы водонасыщенные; пористость колеблется от 17 до 25 %. Требуется уточнение контура и морфологии структуры, определение ее типа, происхождения и связи с осложняющими дизъюнктивными нарушениями. Атыяхская антиклинальная структура как перспективный нефтегазопроисловый объект в подсоловых резервуарах однозначно существует. Экранирующая роль девонских соленосных толщ здесь несомненна. Вместе с тем она нуждается в дополнительном изучении; сейсморазведочные работы МОГТ следует ориентировать прежде всего на уточнение и детализацию подсоловых отложений. Бурение первоочередной глубокой скважины целесообразно в своде гравимагнитной аномалии, соответствующей наиболее приподнятой части блока фундамента.

Кэдэпчикское горстовое поднятие в северо-восточной части Кемпендяйской впадины на протяжении около 100 км прослеживается от осложненной соляным тектогенезом одноименной антиклинали до Ханхарско-Малыкской структуры. Кэдэпчикская структура выявлена сейсморазведкой МОВ в 1968 г., в 1977 г. детализирована МОГТ и подготовлена к бурению по отражающим горизонтам ТП (пограничные слои триаса – перми) и D_0

(кровля подсоловых девонских толщ). По этим горизонтам установлено совпадение структурных планов при некотором увеличении амплитуды структуры с глубиной, что, возможно, связано с выпадением из разреза в присводовых частях отдельных стратиграфических горизонтов. Эта брахиантиклиналь северо-восточного направления также осложнена разломом и, вероятно, соляным штоком. Ее амплитуда по ТП до 1500 м, по D_0 до 2200 м; размеры по изогипсе –2700 м 50×20 км. Подсоловые девонские отложения в пределах структуры залегают на глубине до 5 км. В контурах гравитационной аномалии целесообразно проведение сейсморазведки с последующим глубоким бурением.

Учугейский горст на продолжении Верхнесинского разлома прослеживается на протяжении 40 км от Верхнесинского поднятия до Табалахской антиклинали. По данным М. К. Вейнберга, наиболее приподнятый участок горста сейсморазведкой фиксируется в пределах Учугейской надсоловой антиклинали, расположенной на борту Кучугуйской седловины. Здесь и в сопредельных частях Кемпендяйской и Сарсанской впадин глубина залегания подсоловых потенциально нефтегазоносных горизонтов не менее 3 км.

В составе изученных в разрезе среднепалеозойских отложений Сунтаро-Кемпендяйских дислокаций резервуаров наиболее перспективен верхнедевонский. В нижней части этого резервуара прослежен горизонт с хорошими коллекторскими свойствами. В Ыгыаттинской и Сыангдинской впадинах, на Тюкянском и Чыбыдинском поднятиях данный горизонт приурочен к песчаной толще вилючанской свиты: песчаники (36–226 м) на глубине 2,5 км характеризуются пористостью 20–30 %, а на глубине 4 км – до 15 %. На Верхнесинском поднятии это карбонатная толща (до 200 м) с песчаниками (50 м) алтаноттохской свиты с пористостью до 20 % и проницаемостью 450 мД; проницаемые песчаники экранируются красноцветными сульфатами вилючанской и алтаноттохской свит. В Кемпендяйской впадине этой части разреза соответствуют подсоловые верхнедевонские отложения. Экраном здесь служит мощная соленосная толща толща кыгыл-туусской свиты.

С учетом глубины и структурных условий залегания верхнедевонский резервуар наиболее перспективен в интенсивно прогибавшейся Кемпендяйской впадине. Подсоловые отложения как основной объект нефтепоисков прогнозируются здесь в увеличенных мощностях и более мористых фациях. Следует при этом иметь в виду, что в восточных районах они ожидаются на глубине 5–6 км. В пределах Логлорского, Тюкянского, Чыбыдинского поднятий и на бортах Сыангдинской впадины экранирующие соленосные толщи отсутствуют. Генерационный потенциал подсоловых девонских отложений в целом оценивается положительно. Кроме того, весьма вероятно вер-

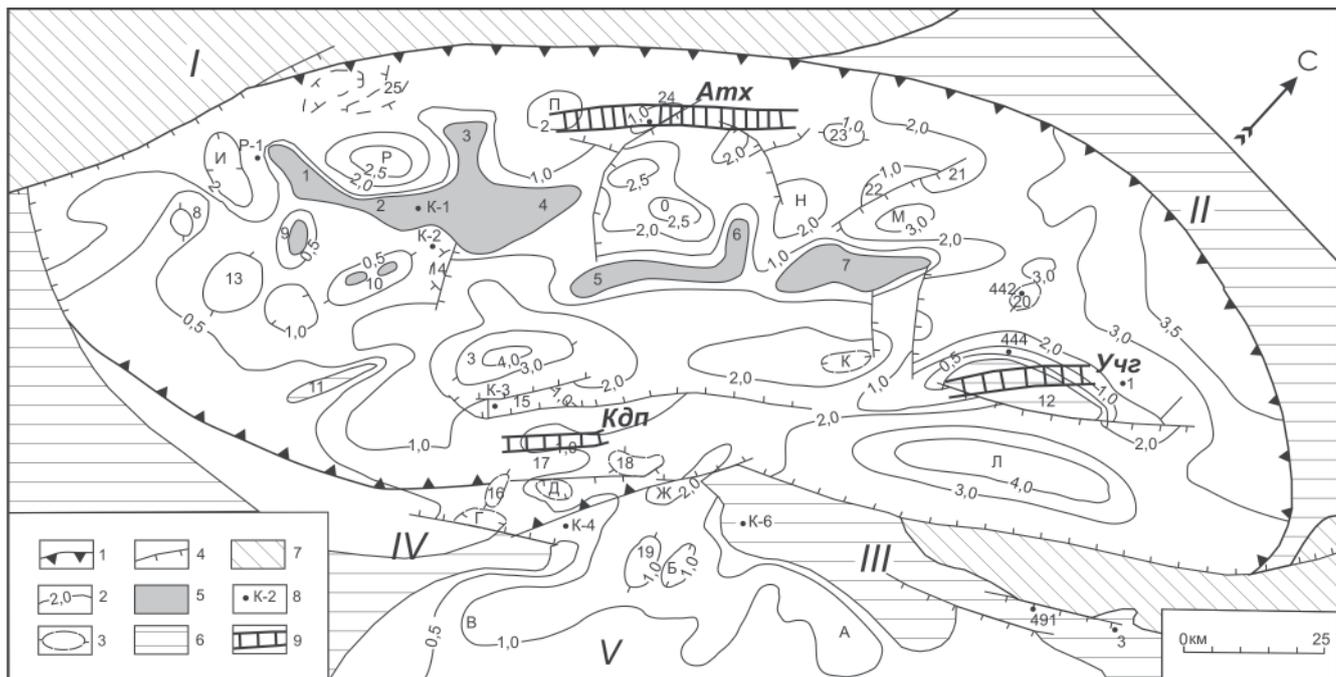


Рис. 11. Структурно-тектоническая схема Кемпен'dяйской впадины по надсолевым верхнедевонским и нижнекаменноугольным отложениям

1 – границы Кемпен'dяйской впадины; 2 – изогипсы (км) кровли верхнедевонских отложений; 3 – локальные антиклинали и синклинали; 4 – разломы; 5 – выходы верхнедевонско-каменноугольных отложений на поверхность; районы отсутствия отложений: 6 – нижнекаменноугольных, 7 – девонско-нижнекаменноугольных; 8 – скважины, вскрывшие девонско-нижнекаменноугольные отложения; 9 – односторонние горсты. Тектонические элементы. Структуры обрамления Кемпен'dяйской впадины. Поднятия: I – Сунтарское, II – Чыбыдинское, III – Верхнесинское, IV – Арбайское. Впадины: V – Сарсанская. Локальные структуры антиклинальные: 1 – Кемпен'dяйская, 2 – Таас-Туусская, 3 – Западно-Кемпен'dяйская, 4 – Восточно-Кемпен'dяйская, 5 – Багинская, 6 – Соголохская, 7 – Табасындская, 8 – Инерчинская, 9 – Улахан-Уоттахская, 10 – Соросская, 11 – Тумарская, 12 – Кэдэпчикская, 13 – Орто-Салинская, 14 – Намдырская, 15 – Ханхарско-Малыхская, 16 – Лабыктинская, 17 – Тарпытская, 18 – Учугейская, 19 – Центральная, 20 – Эбэ-Хаинская, 21 – Куогостахская, 22 – Эльгенская, 23 – Среднетонгуонская, 24 – Атыяхская, 25 – Кельхайская. Локальные структуры синклинали: А – Хоптолохская, Б – Южно-Кучугуйская, В – Улахан-Арбайская, Г – Хангасская, Д – Южно-Курунгурияхская, Е – Курунгурияхская, Ж – Кучугуйская, З – Кэдэргинская, И – Элесинская, К – Анабыльская, Л – Булгуннахская, Курунгурияхская, М – Кэримденская, Н – Табасындская, О – Соголохская, П – Тайонская, Р – Кюндяйская. Односторонние горсты (первоочередные объекты нефтегазопоско-вых работ): Атх – Атыяхский, Кдп – Кэдэпчикский, Учг – Учугейский

тикальная миграция углеводородов по трещинам вдоль односторонних горстов из более древних нефтегазоносных толщ с формированием залежей в подсолевом верхнедевонском резервуаре, тем более что до заложения и развития разломов, в самом начале позднего девона, территория Кемпен'dяйской впадины находилась в пределах крупного поднятия, в свод которого, естественно, и мигрировали углеводороды из нижележащих очагов генерации. Локальные структурные условия также весьма благоприятны для формирования залежей. Как отмечалось, подсолевые отложения разбиты высокоамплитудными разломами на систему односторонних горстов (ступеней) амплитудой до 2 км, шириной 5–25 км и длиной до 100 км. Важно, что эти своеобразные структуры формировались в позднем девоне – одновременно с накоплением рассматриваемых отложений. В современной структуре горсты тектонически экранированы соленосными девонскими отложениями; в наиболее приподнятых частях подсолевые резервуары ожидаются на глубине 3–4 км. Следует учитывать, что

системой горстов разбиты не только подсолевые девонские, но и подстилающие их разновозрастные горизонты верхнедевонско-нижнепалеозойского комплекса.

Сравнительный анализ с Днепровско-Донецкой впадиной и аналогичными структурами других древних платформ подтверждает изложенное представление [15]. В качестве наиболее перспективных объектов для дальнейших поисков промышленных скоплений углеводородов в Сунтаро-Кемпен'dяйском регионе рекомендуются благоприятные подсолевые структуры в пределах Атыяхской, Кэдэпчикской и Учугейской ступеней. Кровля подсолевых отложений в оптимальных структурных условиях прогнозируется на глубине от 3 до 5 км. На одной из таких структур скв. 451 получен приток газа.

В связи с обоснованием программы дальнейших нефтегеологических исследований и поисковых работ целесообразно подчеркнуть, что описываемый район характеризуется отчетливо выраженными чертами рифтогенного строения



и солености не только среднепалеозойского, но и венд-нижнекембрийского мегакомплексов. Роль и воздействие разновозрастных соленосных горизонтов на формирование нефтегазовых залежей в прогнозируемых резервуарах требует уточнения. Однако бесспорно, что это геологическое своеобразие следует учитывать при выборе, постановке и интерпретации результатов рекомендуемых буровых и геофизических работ. Типы осложнений локальных структур вследствие пластических деформаций в условиях существования двух разновозрастных этажей и нескольких соленосных горизонтов многообразны. Прогноз глубинных нарушений по надсолевым структурам невозможен. Контроль соленосными экранами залежей углеводородов в венд-нижнекембрийских отложениях установлен на отдельных площадях Непско-Ботуобинской антеклизы, Ньюско-Джербинской и Березовской впадин. На описываемой территории с соленосными горизонтами среднего палеозоя установлены разнотипные структуры, осложненные соляным тектогенезом, и криптодиapiры. Залежи в них не выявлены, но в подсолевых резервуарах они весьма вероятны.

В 1988–1993 гг. здесь довольно активно проводились сейсморазведочные и высокоточные гравиметрические исследования. В результате была выполнена переинтерпретация материалов по подсолевым отложениям в пределах Арбайско-Синского вала, что позволило по ряду горизонтов (девон, чарская свита, КВ и др.) построить серию структурных карт, а также паспортизировать и оценить ресурсы наиболее крупных объектов. С учетом современных концептуальных подходов и переосмысления важнейших результатов, а также с использованием появившихся за последние годы новейших технологий и методик представляется целесообразной углубленная переинтерпретация ранее полученных материалов. Если при этом использовать аналогичные материалы по рифей-венд-кембрийским отложениям Западно-Виллюйской НГО и сопредельных районов, то желательно провести региональную оценку ресурсов по всему чехлу и выполнить бассейновое моделирование с разными версиями по коллекторам и $S_{\text{опр}}$.

На западе Виллюйской синеклизы и в сопредельных тектонических элементах наряду со среднепалеозойскими перспективны для нефтепоисков резервуары венд-нижнепалеозойского мегакомплекса. Первоочередной интерес они представляют в благоприятных структурных зонах, оптимальных для бурения (по периферии и на склонах Сунтарского поднятия, по бортам Кемпендяйской и Ыгыаттинской впадин). Особое внимание следует обратить на юго-западное погружение Сунтарского свода, где сейсморазведочными работами МОГТ и тематическими исследованиями к северо-востоку от Виллючанского месторождения выявлена крупная зона ловушек неантиклинального типа.

Ресурсы и выявленные запасы углеводородов верхнекембрийско-нижнепалеозойской и верхнепалеозойско-мезозойской этажей на востоке Сибирской платформы еще далеко не исчерпаны. В них объективно имеется возможность прироста запасов и значительного расширения минерально-сырьевой базы. Резервуары нижнего этажа оцениваются как весьма перспективные, в частности в благоприятных структурах Западно-Виллюйской НГО. Помимо Атыяхской антиклинали отметим Буягинскую площадь в зоне неантиклинальных ловушек периклинальной части Сунтарского поднятия на границе с Ыгыаттинской впадиной. Полученный здесь в процессе бурения приток газа из харыстанского горизонта венда указывает на наличие залежи. На Шеинской площади, в зоне сочленения Ыгыаттинской впадины с Сунтарским поднятием в одной из скважин из трещиноватых пород нижнекембрийской подсвиги венда получено 0,4 м³ нефти. Отчетливые нефтепроявления из венд-нижнекембрийских отложений в процессе бурения отмечены на Кюндяйской, Усть-Мархинской, Сыангдинской и ряде других площадей Западно-Виллюйской НГО. На крайнем юго-западном периклинальном замыкании Сунтарского свода открыто Виллюйско-Джербинское газоконденсатное месторождение, сходное по строению и продуктивности с Верхневиллючанским месторождением в Непско-Ботуобинской НГО. Другими словами, на западе Виллюйской синеклизы и в сопредельных тектонических элементах для нефтепоисков наряду со среднепалеозойскими перспективны резервуары венд-нижнекембрийских отложений. Первоочередной интерес они представляют в зонах оптимально доступных для бурения (по периферии и на склонах Сунтарского поднятия, по бортам Ыгыаттинской и Кемпендяйской впадин). Особое внимание следует обратить на юго-западное погружение Сунтарского свода, где сейсморазведочными работами МОГТ непосредственно к северо-востоку от Верхневиллючанского месторождения оконтурена крупная зона ловушек неантиклинального типа.

В среднепалеозойском мегакомплексе, на востоке Сибирской платформы реально существуют Сунтаро-Кемпендяйский и Нордвик-Хатангский потенциально нефтегазоносные области. Подсолевые резервуары Кемпендяйской впадины правомерно рассматривать в качестве первоочередного и наиболее перспективного нефтепоискового объекта. Прогнозируемые здесь резервуары заслуживают изучения с использованием наиболее эффективных для соленосных регионов современных геофизических методов в сочетании с параметрическим бурением. Охарактеризованные горст-антиклинальные структуры, пронизываемые горизонты с коллекторами, соленосные экраны и отчетливые нефтегазопроявления убеждают, что в благоприятных ловуш-



ках подсолевого девона весьма вероятно вскрыть крупные залежи. Выявленные особенности регионального строения позволяют рассчитывать на наличие залежей в подсолевых девонских резервуарах за счет углеводородов из более древних промышленно нефтегазоносных горизонтов венд-нижнекембрийского комплекса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Алексеев, Ф. А.** О геологическом строении и нефтеносности Лено-Виллюйского водораздела [Текст] / Ф. А. Алексеев, Н. М. Музыченко // Нефтяное хозяйство. – 1939. – № 9.
2. **Бабаян, Г. Д.** Практические пути решения вопроса нефтегазоносности Сунтаро-Кемпендяйского района [Текст] / Г. Д. Бабаян, С. И. Киселев, Г. С. Фрадкин // Бюл. техн.-экон. информации Якутского совнархоза. – 1958. – № 4–5. – С. 24–27.
3. **Башарин, А. К.** Лено-Виллюйский нефтегазоносный бассейн: строение и тектоническая эволюция [Текст] / А. К. Башарин, Г. С. Фрадкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 1. – С. 22–33.
4. **Гайдук, В. В.** Виллюйская среднепалеозойская рифтовая система [Текст] / В. В. Гайдук. – Якутск : Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1988. – 128 с.
5. **Жарков, М. А.** История палеозойского соленакпления [Текст] / М. А. Жарков. – Новосибирск : Наука, 1978. – 272 с.
6. **К вопросу** обоснования заложения на Атыяхской структуре в Кемпендяйской впадине [Текст] / А. Г. Берзин, А. М. Шарова, А. В. Бубнов [и др.] // Геологическое строение и полезные ископаемые Республики Саха (Якутия). – Якутск : ЯНЦ СО РАН, 1997.
7. **Калинко, М. К.** История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Хатангской впадины [Текст] / М. К. Калинко. – Л. : Гостоптехиздат, 1959. – 353 с.
8. **Кемпендяйская** впадина – перспективный объект нефтегазопоисковых работ [Текст] / М. К. Вейнберг, К. Е. Колодезников, П. К. Мазеева [и др.] // Новости геологии Якутии. – 1973. – Вып. 3. – С. 145–149.
9. **Колодезников, К. Е.** К генезису Кемпендяйских дислокаций [Текст] / К. Е. Колодезников, А. Ф. Сафронов // Вопросы прикладной физики. – Якутск, 1974. – С. 139–144.
10. **Левашов, К. К.** Среднепалеозойская палеорифтовая система востока Сибирской платформы [Текст] / К. К. Левашов // Сов. геология. – 1975. – № 10. – С. 49–58.
11. **Матухин, Р. Г.** Девон и нижний карбон Сибирской платформы (состав, условия осадконакопления, минерагения) [Текст] / Р. Г. Матухин. – Новосибирск : Наука, 1999. – 164 с.
12. **Матухин, Р. Г.** Корреляция девонских отложений Сибирской платформы и ее складчатого обрамления [Текст] / Р. Г. Матухин, В. В. Меннер, Г. С. Фрадкин // Новое в стратиграфии и палеонтологии среднего палеозоя Средней Сибири. – Новосибирск, 1978. – С. 3–13.
13. **Мегакомплексы** и глубинные структуры земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы [Текст] / Ред. В. С. Сурков. – М. : Недра, 1987. – 204 с.
14. **Писарчик, Л. К.** Палеогеография Сибирской платформы в кембрии [Текст] / Л. К. Писарчик. – Л. : Наука, 1975. – 195 с.
15. **Проблемы** нефтегазоносности верхнепротерозойских и палеозойских комплексов Беларуси и Сибири [Текст] / Ред. В. А. Москвич. – Минск : Белгео, 2003. – 362 с.
16. **Сафронов, А. Ф.** Тектоническая природа локальных поднятий Виллюйской синеклизы [Текст] / А. Ф. Сафронов, А. Г. Берзин, Г. С. Фрадкин // Геология нефти и газа. – 2003. – № 4. – С. 20–28.
17. **Соляная** тектоника Сибирской платформы [Текст] / Ред. Ю. А. Косыгин. – Новосибирск : Наука, 1973. – 162 с.
18. **Структура** и эволюция земной коры Якутии [Текст] / Г. С. Гусев, А. Ф. Петров, Г. С. Фрадкин [и др.]. – М. : Наука, 1985. – 248 с.
19. **Тектоника**, геодинамика и металлогения территории республики Саха (Якутия) [Текст] / Под ред. Л. М. Парфенова, М. И. Кузьмина. – М. : МАИК «Наука / Интерпериодика», 2001. – 571 с.
20. **Тектоническое** положение и природа Виллюйской синеклизы [Текст] / Г. С. Фрадкин, М. В. Болдырев, В. В. Гайдук, Л. М. Парфенов // Геология и геофизика. – 1984. – № 1. – С. 38–50.
21. **Фрадкин, Г. С.** Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности западной части Виллюйской синеклизы [Текст] / Г. С. Фрадкин. – М. : Наука, 1967. – 204 с.
22. **Чумаков, Н. М.** Стратиграфия и тектоника юго-западной части Виллюйской впадины [Текст] / Н. М. Чумаков // Тектоника СССР. Т. 4. – М. : Изд-во АН СССР, 1959. – С. 345–454.