

УДК 553.98.04:551.72/.732.2(571.53)

**Самсонов В.В.**Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ), Санкт-Петербург, Россия [ins@vniigri.spb.su](mailto:ins@vniigri.spb.su)**Ларичев А.И.**

Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского (ВСЕГЕИ), Санкт-Петербург, Россия

## ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ И ЗОНЫ ЮЖНОЙ ЧАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

*В статье рассмотрены современные представления о строении основных продуктивных комплексов юга Сибирской платформы: рифейского, вендского и нижнекембрийского. Выделены главнейшие зоны нефтегазонакопления. Проведена дифференцированная экспертная оценка прогнозных ресурсов, рекомендованы методы их освоения.*

**Ключевые слова:** Сибирская платформа, продуктивные комплексы, зоны нефтегазонакопления, ресурсы, методы освоения.

Южная часть Сибирской платформы, выделенная в Иркутский нефтегазоносный бассейн (НГБ), в современной структуре земной коры представляет собой асимметричную депрессию гетерогенного фундамента, выполненную осадочными образованиями в основном вендско-палеозойского и частично – мезозойского возрастов. В краевых участках платформенные отложения залегают на мощных миогеосинклинальных образованиях рифейского возраста. С юго-востока и юго-запада Иркутский НГБ окаймляется горными сооружениями Приморского хребта и Восточного Саяна.

Геологоразведочные работы на юге Сибирской платформы уже подготовили ресурсную базу, потенциал которой может обеспечить необходимый объем добычи углеводородного сырья на ближайшие десятилетия [Васильев и др., 1968; Гольдберг, Самсонов, 1985; *Ненско-Ботуобинская антеклиза...*, 1986; Дробот, Конторович, Мандельбаум, 1987; Белонин, Самсонов, 2004]. Прогнозные ресурсы региона намного превышают разведанные и заслуживают интенсивной подготовки. Нам представляется, эта задача государственного стратегического значения и решаться она должна при ведущей роли государственных энергетических структур.

В настоящее время в развитии нефтегазовой геологии происходят существенные изменения. Привычной гравитационной моделью формирования углеводородных скоплений уже нельзя объяснить разнообразие условий их распространения. Несмотря на то, что основные разведанные запасы нефти и газа сосредоточены в антиклинальных ловушках, ведущее значение при подготовке ресурсов приобретают нетрадиционные ловушки в

неизвестных ранее зонах нефтегазонакопления. Все это значительно расширяет диапазон условий, в которых могут быть обнаружены промышленные скопления углеводородного сырья.

Современная методика геологоразведочного процесса подразделяется на несколько основных этапов: нефтегеологическое районирование, оценка прогнозных ресурсов и локализация ресурсов последовательно от категории Д1 к С3.

Эта строгая система уже не обеспечивает высокой эффективности. Главная причина в том, что после разведки и доразведки наиболее выраженных антиклинальных зон оставшиеся ресурсы (а они во всех провинциях составляют более половины общих ресурсов) оказываются рассредоточенными по площади в мало амплитудных поднятиях и неструктурных ловушках в разных интервалах разреза на участках, как правило, не совпадающих в плане. Различное пространственное положение зон регионального стратиграфического и литологического выклинивания, барьерных рифов, серий так называемых запечатанных ловушек, вторичных коллекторов в карбонатных толщах, гидродинамических, капиллярных экранов, и тем более газогидратных зон обязательно должно учитываться при поисковых работах [Трофимук, Карогодин, Мовшович, 1982; Самсонов и др., 1986].

Ловушки четко классифицированы только по условиям накопления пород-коллекторов и по их генетической связи с экранирующими латеральными барьерами, но даже такая классификация насчитывает более десяти типов. Если же учитывать состав коллекторов и покрышек, особенности вторичных преобразований пород и другие признаки, то число разновидностей возрастет до многих десятков. Существенное повышение эффективности поисков может быть достигнуто изучением локальных неантиклинальных объектов не самих по себе, а как составных частей систем – зон нефтегазонакопления (ЗНГН).

В отличие от объектов нефтегеологического районирования ЗНГН занимают относительно небольшую, наиболее перспективную часть территории. Они выделяются обычно в пределах нефтегазоносных комплексов (НГК) и соответствуют системе ловушек, то есть, такому их сочетанию, которое подчинено одному основному фактору (структурному, литологическому или гидродинамическому), играющему решающую роль при нефтегазонакоплении.

Возможно обнаружение неизвестных нам экранированных коллекторских систем, физическое состояние которых благоприятно для аккумуляции углеводородов. Каждая система характеризуется преобладанием ловушек определенных типов.

Степень обогащенности ЗНГН относительно смежных территорий и характер распределения залежей определяются почти исключительно условиями аккумуляции УВ и сохранностью сформированных залежей в ходе последующей истории развития. Если систему ловушек характеризует неоднородность пород по физическим параметрам (пористости проницаемости), то механизм аккумуляции определяется свойствами заключенных в коллекторах флюидов.

Аккумуляция с определенной условностью подразделяется на гравитационную и компрессионную (термобарическую).

Цель этой работы – обосновать в пределах изученной территории Иркутского НГБ выделение не разведанных ЗНГН, обладающих существенными потенциальными ресурсами углеводородов для развития сырьевой базы.

В пределах Лено-Тугнусской нефтегазоносной провинции наши исследования охватывают преимущественно Непско-Батуобнинскую и Ангаро-Ленскую нефтегазоносные области (НГО). Именно эти НГО считаются главнейшими нефтегазоносными областями на юге Сибирской платформы [Самсонов, 1975; Одинцова и др., 1985; *Непско-Ботуобинская антеклиза...*, 1986; Дробот, Конторович, Мандельбаум, 1987; Самсонов, 1988; Шемин, 1999; Дробот и др., 2004; ].

В стратиграфических подразделениях осадочных образований выделены наиболее перспективные литолого-фациальные комплексы, с которыми связаны все открытые углеводородные скопления (рис. 1):

- Рифейский-байкальский трехчленный, присаянский карагасский терригенно-сланцевые комплексы
- Рифейско-вендский-ушаковский (тыптинско-олхинский) терригенный комплекс.
- Вендский-нижнемотский (чорский) терригенный комплекс.
- Вендско-нижнекембрийский-средне-верхнемотский (даниловский)-нижнеусольский терригенно-карбонатный комплекс<sup>1</sup>.
- Нижнекембрийский-верхнеусольско-нижнебельский, галогенно-карбонатный комплекс.
- Бельско-булайско-ангарский, галогенно-карбонатный комплекс.

---

<sup>1</sup> В состав описываемого комплекса включен и осинский горизонт усольской свиты, который по условиям формирования соответствует трансгрессивной части усольского мезоритма. По литолого-фациальным особенностям он ближе подходит к карбонатной толще мотских отложений, чем к перекрывающему его соленосному разрезу

Стратиграфическая шкала						Литология	Нефтегазоносные комплексы	Продуктивные горизонты	
Система	Отдел	Ярус	Горизонт	Свита	МСК 1986				
КЕМБРИЙСКАЯ	Верхний	Майский		Верхоленская					
		Средний	Амгинский		Литвинцевская				
	Тойонский		Зеледеевский						
	Нижний	Тойонский	Наманский	Ангарская			Бельско-Булайско-Ангарский	Келорский	
			Чарский						
		Ботомский	Олекминский	Булайская				Бильчирский	
			Урицкий						
		Атдабанский	Толбачанский	Бельская				Биркинский	
			Эльгянский						
			Усольский					Усольская	
		Томмотский	Даниловская	Тэтэрская	Мотская серия			Верхнемотско-Нижнеусольский	Христофоровский
				Собинская					
Катангская									
Тирский	Чорская			Нижнемотский	Балыхтинский				
Непский									
Верхний	Тулунская		Тыптинская	Ушакowski				Осинский	
			Олхинская						
Верхний	Седановская	Тыптинская	Ушакowski				Усть-Кутский 1		
		Олхинская							
Верхний	Седановская	Тыптинская	Ушакowski				Усть-Кутский 2		
		Олхинская							
Верхний	Седановская	Тыптинская	Ушакowski				Преображенский		
		Олхинская							
Верхний	Седановская	Тыптинская	Ушакowski				Ербогачонский		
		Олхинская							
Верхний	Седановская	Тыптинская	Ушакowski				Парфеновский		
		Олхинская							
Верхний	Седановская	Тыптинская	Ушакowski				Шамановский		
		Олхинская							
Верхний	Седановская	Тыптинская	Ушакowski				Боханский		
		Олхинская							
Верхний	Седановская	Тыптинская	Ушакowski				Базальный		
		Олхинская							



1 – карбонатные породы, 2 – карбонатно-галитовые, 3 – аргиллитовые, 4 – песчаные

Рис. 1. Сводный разрез осадочного чехла: южной части Сибирской платформы

**Рифейский комплекс.** Стратиграфическое положение мощных флишоидных отложений, развитых в полосе, примыкающей к Саяно-Байкальскому обрамлению, соотношение их между собой и с ушаковскими отложениями внутреннего поля бассейна до сего времени являются дискуссионными. В литологическом облике и условиях залегания этих толщ имеется много общего. Байкальский комплекс по литологическим признакам делится на три свиты: голустенскую, преимущественно кварцито-карбонатную; улунтуйскую, карбонатно-сланцевую и качергатскую, преимущественно сланцевую. Свиты залегают между собой согласно, покоятся на размывтой поверхности нижнепротерозойских гнейсов и перекрываются ушаковскими грубообломочными отложениями, начинающими новый седиментационный цикл. В Присаянье – это карагасская, кварцитовая свита

Наибольшая суммарная толщина трехчленного комплекса отмечается приблизительно в средней части западного побережья Байкала и достигает 4000 м. В северном направлении (район Казачинского выступа) она уменьшается до 450 м. Некоторое сокращение толщины наблюдается и к юго-западу.

Рифейские терригенно-карбонатные отложения выполняют также ряд глубоких погребенных авлакогенов в теле платформы (Иркинеевско-Чадобецкий, Уринский, Уджинский и др.). Эти отложения сильно катагенизированны, их нефтематеринские свойства исчерпаны на большинстве территорий в геологическом прошлом. Местами близ эрозионной поверхности предвендского регионального перерыва карбонатные разности рифейских пород подверглись гипергенным изменениям и приобрели удовлетворительные коллекторские свойства (на Байкитской антеклизе).

Высокую оценку перспектив нефтегазоносности древних осадочных комплексов в исследованиях под руководством А.А. Трофимука обосновали еще в семидесятых годах прошлого столетия [Васильев и др., 1968; Дробот, Золотов, Конторович, 1974; Самсонов, 1975]. Дальнейшие разработки Д.И. Дробота привели к оценке колоссальных объемов углеводородов, образовавшихся и эмигрировавших из Прибайкало-Патомского и Приенисейско-Иркинеевско-Чадобецкого очагов нефтегазообразования. По мнению этих исследователей объясняется чрезвычайное богатство сопряженных с генерационными комплексами положительных структур древнего заложения Непско-Ботуобнинской антеклизы, Ангаро-Ленской ступени и Байкитской антеклизы [Дробот и др., 2004].

Последующие поступления в эти гигантские ЗНГН огромных объемов газа из погружавшихся областей генерации привели к переформированию нефтяных месторождений в газоконденсатные.

Потенциальные ресурсы Жигаловско-Ковыктинской зоны оцениваются ИГНГ СО РАН не менее 3 трлн. м<sup>3</sup> [Дробот и др., 2004].

Нам представляется, что в полосе выклинивания ушаковских отложений от Прибайкалья в Западном направлении может быть выявлена не менее богатая ЗНГН, связанная с литологическими ловушками в рифейско-вендском терригенном комплексе.

Этот же комплекс высокоперспективен и в пределах флексурного перехода от присаяно-Енисейской синеклизы к Ангаро-Ленской ступени. Здесь в Ангаро-Илимском районе происходит выклинивание рифейско-вендских отложений, в которых были установлены нефтепроявления.

Братский, преимущественно газоносный район, расположен в центральной части Иркутского нефтегазоносного бассейна и занимает восточный борт Присаяно-Енисейской синеклизы. Особенно благоприятное положение в районе для накопления нефти и газа занимает Братское валообразное поднятие. Выявленная в пределах вала Братская антиклиналь прослежена по всем горизонтам разреза. В 1972 г. в песчаниках парфеновского горизонта было открыто газовое месторождение с запасами более 12 млрд. м<sup>3</sup> и дебитами до 200 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Толщина терригенных коллекторов 30-40 м. В процессе бурения поисковых скважин в карбонатных отложениях венда и кембрия были установлены три зоны интенсивного поглощения промывочной жидкости, что свидетельствует об улучшении коллекторских свойств этой части разреза. На северном и южном участках вала сейсморазведкой были выявлены Ковенеское, Седановское, Окинское поднятия и Кутурминская аномалия типа «залежь» (АТЗ). Пробуренными на этих объектах скважинами было установлено наращивание нижних частей разреза за счет ушаковских отложений, а в Седановской параметрической скважине на глубине 3958 м вскрыты карбонатные породы рифея. Испытание всех скважин не привело к открытию новых месторождений. В разрезах вендских терригенных отложений при исследованиях во ВНИГРИ Р.С. Сахибгареевым были выявлены древние водо-нефтяные контакты, свидетельствующие о первоначальном нефтяном насыщении коллекторов Братского месторождения [Сахибгареев, Виноградов, 1981].

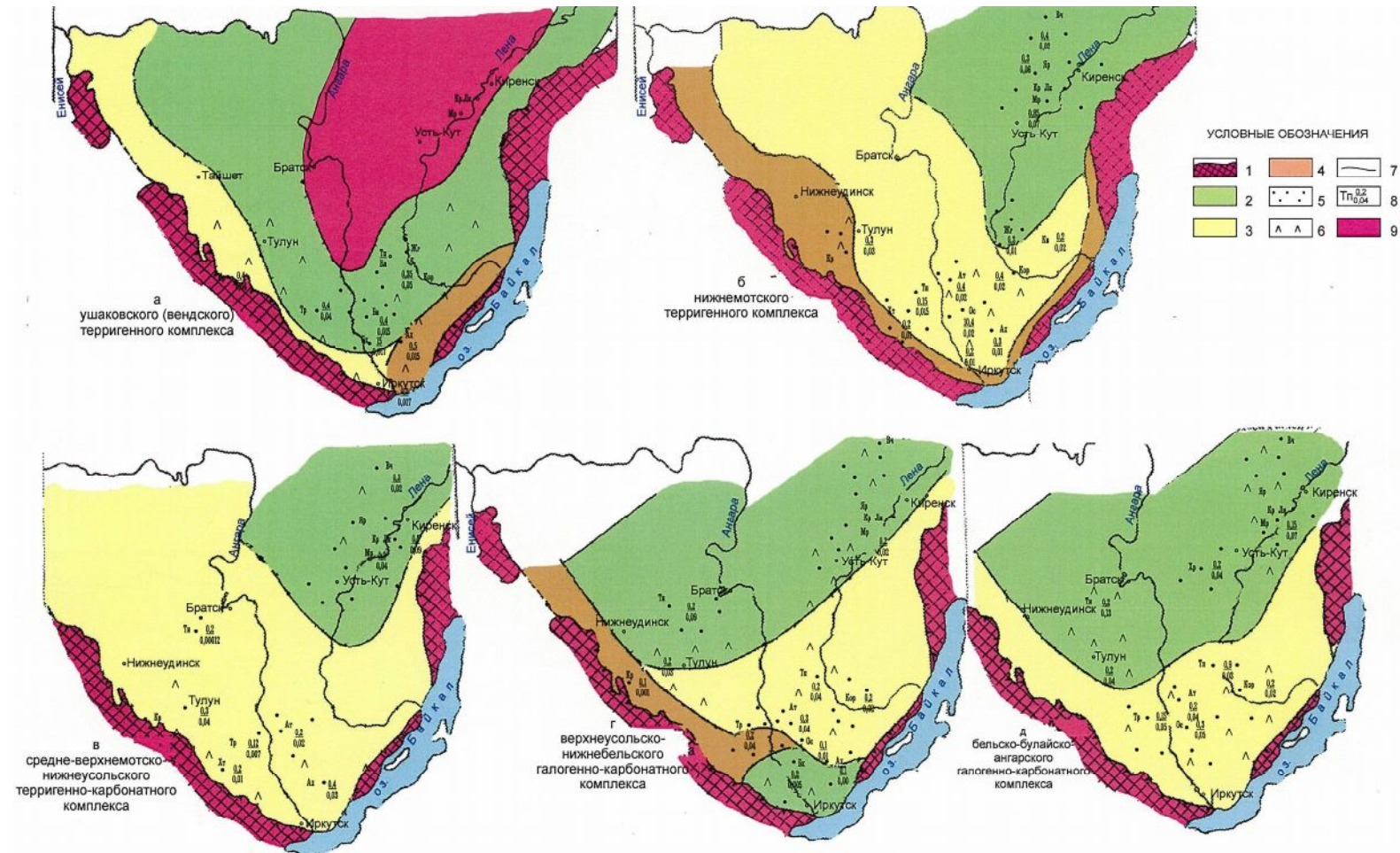
Опробованные горизонты в лучшем случае содержали сильно газированную пластовую воду с газовым фактором свыше 500 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Самым примечательным результатом бурения представляется вскрытие рифейских отложений. Седановская скважина из этих отложений переливала пластовой водой с пленкой нефти. Ни одна из Братских скважин не добурена до рифейских отложений. По кровле парфеновского

горизонта они расположены на 200-250 м выше, чем Седановская скважина. Логично предположить, что в пределах зоны выклинивания рифейские отложения будут иметь улучшенные коллекторские свойства и содержать нефтяные залежи, которые могут быть вскрыты на глубинах 3600-3700 м. Здесь есть перспективы открытия новой крупной зоны нефтенакопления в рифейских карбонатах, аналогичной Юрубчено-Тохомской зоне Байкитской НГО. Помимо ловушек структурного типа для вендских терригенных отложений в Братско-Нижнеилимском районе можно ожидать литологические ловушки, связанные с выклиниваем рифейских карбонатных отложений и терригенной ушаковской свиты венда, толщина которой сокращается в северо-восточном направлении. Возможны и тектонические экранированные ловушки.

Согласившись с А.Э. Конторовичем и Д.И. Дроботом [Дробот, Конторович, Мандельбаум, 1987; Дробот и др., 2004] по оценке главенствующей роли Прибайкальского и Приенисейского очагов генераций в формировании ресурсного потенциала Непско-Ботуобинской антеклизы и Ангаро-ленской ступени, мы приведем оценку геохимических условий формирования всех выделенных рифейско- вендских и нижненекембрийских перспективных комплексов в том числе и с позиций их автономных генерационных возможностей.

На рис. 2 представлены схемы окислительно-восстановительных условий формирования перспективных комплексов, остаточного органического потенциала и битуминозности.

**Рифейско-Вендский ушаковский комплекс** в пределах Иркутского бассейна характеризуется тремя формационными типами разрезов: молассовым, флишоидным и шельфовым. Первый развит в зоне Прибайкалья, второй — в области Присяянья и третий сформирован в пределах шельфовой зоны бассейна, плавно погружившейся от внутреннего кристаллического массива к периферии. Широко развитые в Прибайкалье грубообломочные породы ушаковской свиты представлены конгломератами, гравелитами, грубозернистыми песчаниками. Кластический материал плохо отсортирован. Гальки конгломератов образовались из пород, слагавших складчатое обрамление, включая кварциты, окварцованные доломиты и глинистые сланцы, входящие в состав подстилающих отложений трехчленного байкальского комплекса. В верхней части разреза наблюдается улучшение сортировки и окатанности обломочных зерен. Появляются кварцевые песчаники. На отдельных участках разреза встречаются прослои алевролитов, аргиллитов и известняков.



Сокращенные названия площадей: Ат-Атовская, Ах-Ахинская, Бх-Боханск, Вч-Верхнечонская, Жг-Жигаловская, Кв-Ковыктинская, КрЛк-Криволукская, Кор-Коркинская, Кр-Карасайская, Мр-Марковская, Ос-Осинская, Тп-Тыптинская, Тр-Тыретская, Тн-Тангуйская, Хт-Хортагнинская, Яр-Ярактинская

1-современные орогенные области; геохимические обстановки: 2-нейтральная ( $Fe^{2+} < Fe^{3+} < Fe$  сульфидн.), 3-слабоокислительная ( $Fe^{2+} < Fe^{3+} + Fe$  сульфидн.); 4-окислительная

$\frac{ХБА}{ХБА+ХБА}$   $\frac{ХБА}{ХБА+ХБА}$   
 ( $Fe^{2+} > Fe^{3+} > HCl > Fe^{2+}$ ); 5-СБА >1; 6-СБА <1; 7-границы обстановок; 8- сокращенные названия площадей, числитель:органическое вещество,% вес на породу, знаменатель:(ХБА+СБА %

Рис. 2. Схемы геохимических обстановок и битуминозности перспективных комплексов



От Южного Прибайкалья к верховьям р. Лены отмечается улучшение сортировки и общее уменьшение величины обломочных зерен. Из разреза почти совсем исчезают конгломераты, а гравелиты приобретают подчиненное значение. Цементирующее глинистое вещество обычно хлоритизированное

Толщина отложений в Южном Прибайкалье довольно выдержанная, достигает 1000—1300 м. В северо-западном и северном направлениях толщина резко сокращается до 456 и даже до 80 м (Казачинский выступ).

Севернее Казачинского выступа (район р. Чай) и южнее г. Иркутска (район р. Олхи) ушаковская свита представлена карбонатно-алевролитовой литофацией

Параллелизуемые с ушаковскими отложения оселковой свиты в Присяянье представлены алеврито-пелито-псаммитовой литофацией. В оселковой свите отмечаются прослой известняков. Суммарная толщина этих отложений достигает 1400 м (район р. Ии) и даже 2000 м (район р. Тагула).

Вверх по восстанию платформенного склона ушаковского бассейна толщина осадков резко сокращается и меняется иногда в пределах одной небольшой площади (Шелонинской) от 170 до 55 м. В районе Атовской площади наибольшая толщина ушаковских отложений достигает 30 м. Некоторыми скважинами непосредственно под нижнемотскими породами вскрыты кристаллические образования фундамента. Отсутствуют ушаковские отложения и на детально изученной при глубоком бурении обширной территории между городами Усть-Кутом и Киренском. Поле, примыкающее к этим эрозионно-тектоническим выступам, представлено относительно тонкозернистыми осадками, состоящими из алевролитов, аргиллитовых и сланцевых пород. Песчаники в разрезе встречаются реже в виде хорошо отсортированных тонкозернистых разностей. В верхней части разреза ушаковской свиты выявлен так называемый боханский горизонт песчаников, с которым связаны известные газопроявления.

Особенности формирования литофаций на изученной территории предопределили развитие различных геохимических обстановок (рис. 2а). На отдельных этапах развития большую роль играли то окислительные, то нейтральные условия.

На платформенном склоне бассейна существовала более благоприятная обстановка для накопления органического вещества.

Битумный коэффициент не превышает единицы. По данным Д. И. Дробота характерны газовая и жирная стадии метаморфизма [Дробот, Преснова, Конторович, 1988].

В целом для комплекса свойственна рассеянная сингенетичная породам битуминозность. Лишь на отдельных участках со слабой трещиноватостью отмечаются следы развития процессов дифференциации. Высокая степень уплотнения пород и частичная перекристаллизация глинистого вещества свидетельствуют о том, что органическое вещество почти полностью отдало содержащиеся в нем ранее подвижные компоненты. Газонасыщенность разреза невысокая. Слабые притоки газа из ушаковских отложений были получены на Боханской площади. Незначительные выделения газа были зафиксированы газовым каротажем во многих пробуренных скважинах. Интересно, что в составе газов из ушаковских отложений, полученных глубокой дегазацией бурового раствора и при опробовании скважин, тяжелые углеводороды содержатся в количестве менее 10%. Этот факт и высокая степень метаморфизма органического вещества указывают на то, что в Ушаковском комплексе могут быть встречены преимущественно газовые залежи.

**Нижнемотский (Чорский) терригенный комплекс** сложен трансгрессивной серией осадков мелководного вендского моря, захватившего всю территорию Иркутского нефтегазоносного бассейна (рис. 2б). Именно с этим комплексом связаны подготовленные к разработке запасы нефти, газа и конденсата в открытых гигантских месторождениях Верхнечонском и Кавыктинском.

Необходимо согласиться с Д.И. Дроботом и др. в том, что потенциальные возможности Непско-Ботуобнинской и Ангаро-Ленской областей нефтегазонакопления позволяют рассчитывать по меньшей мере на удвоение разведанных запасов [Дробот, Преснова, Конторович, 1988]. Наряду с колоссальными массами углеводородов, мигрировавших из Байколо-Патомского очага генерации, заметную роль сыграли и собственные ресурсы комплекса. Д.И. Дробот отметил следы переформирования гигантского палео-нефтяного Ковыктинского скопления в газоконденсатное. По его данным в продуктивных парфеновских песчаниках содержится до 2 млрд. т «твердых миграционных нафтидов типа асфальтов и керитов».

Особый интерес представляют терригенные отложения нижнемотской подсвиты в широкой полосе Присяянья. В береговых обнажениях рек Иркута, Урика, Оки, Ии, Уды, Тагула они представлены грубозернистыми, кварцево-полевошпатовыми песчаниками, косослоистая текстура которых свидетельствует об их континентальном происхождении. В период вздымания Восточно-Саянского горного сооружения многочисленные речные потоки сносили в Присяянский прогиб огромную массу обломочного материала, образовавшего

широкую пляжно шельфовую полосу, вытянутую в северо-западном направлении. В Ангаро-Окинском междуречье улучшается отсортированность песчаников и их коллекторские свойства.

От реки Урика (р-н пос. Новостройка) до реки Ии (р-н с. Аршан) установлена закированность этих песчаников, свидетельствующая о былой разгрузке нефтяных углеводородов в районе главного Саянского разлома. В разрезах сохранились следы миграции нефти, приведшие к восстановлению окислов железа, изменению цветовой гаммы пород от красноцветных к серо-цветным и заметному невооруженным глазам обволакиванию обломочных зерен твердым черным битуминозным веществом, не растворимым в органических растворителях. Нами изучены эти обнажения в 1960-х гг. и в 2006г. Отобранные из них образцы «закированных» песчаников были проанализированы в лаборатории ВСЕГЕИ. Было установлено наличие твердых битумов типа керитов и антраколита в количестве до 4-6 весовых процентов на породу. Впервые закированные песчаники были обнаружены и описаны А.Н. Золотовым в разрезе Тулунской опорной скважины [Золотов, 1969].

В 1980-х гг. ВНИГРИ были проведены специальные исследования песчаников на территории Присаянья от естественных обнажений до широты г. Братска. «Закированность» парфеновских и боханских песчаников прослежена почти во всех скважинах от с. Аршан до Братского газоконденсатного месторождения. В разрезах братских поисковых скважин профессором ВНИГРИ Р.С. Сахибгареевым выявлено 5 древних водонефтяных контактов, свидетельствующих, что это месторождение первоначально было заполнено нефтью, а потом в процессе активизации тектонических подвижек произошло вытеснение нефти газом. Миграция шла в юго-западном направлении, в сторону вздымавшихся Восточных Саян. Огромная по своим масштабам битумная аномалия в нижнемотской подсвите была выявлена в 1975-1980 гг. [Гольдберг, Самсонов, 1985; Белонин, Самсонов, 2004]. Оценено количество оставшихся твердых битумов, которое составляет 35 млрд. тонн. Можно себе представить какое огромное количество нефти ушло из Ангаро-Окинского региона в сторону разгрузки. Дальнейшие рассуждения на эту тему приведут нас к мысли о том, что если на пути миграции нефти существовали структурно-литологические ловушки, то они естественно должны были заполниться жидкими и газообразными углеводородами. Такие ловушки естественно существуют в Ангаро-Окинском междуречье и определяют его высокие перспективы. В имеющихся в нашем распоряжении материалах убедительно обосновано

наличие тектонически экранированной ловушки на юге Зиминского участка, названной Кимильтейской.

Данные обработки ГИС в скв. 7 Зиминской, выполненные в 1996 г. В.А. Ващенко, свидетельствуют о наличии в разрезе ВНК на уровне –1962 м. В скважине вскрыто 2,2 м эффективной нефтенасыщенной части разреза и 13,8 м водонасыщенной. В керне отмечался запах нефти и радужная пленка. Содержание брома в пластовой воде до 6 гр/л, что говорит о закрытости недр. У нас не вызывает сомнения, что в пределах полосы развития пляжных песчаников будут выявлены подобные ловушки, представляющие интерес для обоснования и постановки поискового бурения. Вся гамма изученных терригенных пород от аргиллитов до песчаников содержит органические остатки, которые продуцировали битумоиды. Дальнейшее распределение и дифференциация их полностью подчиняются коллекторским свойствам вмещающих пород Там, где существовали пути миграции, подвижные более легкие компоненты покидали материнские породы и устремлялись к ловушкам. Там же, где пути миграции отсутствовали, дифференциация ограничилась скоплением «микронефти» в отдельных полостях непроницаемых пород. В целом по нижнемотской подсвете намечается не только увеличение битуминозности от периферийных частей бассейна к внутренним, но и расширение процессов дифференциации битуминозного вещества в том же направлении. В районе Непско- Ботубинской антеклизы следы миграции выражены наиболее ярко. По характеру битуминозности и геохимическим показателям нижнемотский терригенный комплекс можно оценить как способный генерировать и накапливать углеводороды.

Высокая восстановленность железа и серы одновременно с повышенной концентрацией Сорг. и битумоидов на Северо-восточном участке свидетельствует о существовании более благоприятных, чем в южных районах, условий накопления органического вещества в нижнемотское время.

Интенсивная перекристаллизация глинистых минералов — преимущественное развитие гидрослюд и хлорита газовой-жирной стадия метаморфизма органического вещества, а также ясно выраженная дифференцированность состава битумоидов в зависимости от литологии пород свидетельствуют о «зрелости» процессов генерации подвижных компонентов ОВ и эмиграции. Отмеченные в Присаянье закированные песчаники подтверждают прошедшее переформирование ранее существовавших залежей.

**Средне-верхомотско-нижнеусольский терригенно-карбонатный комплекс.** При формировании средне-верхнемотско-нижнеусольского терригенно-карбонатного комплекса происходило постепенное затухание влияния областей сноса (рис. 2в). Тем не менее, для

прибортовых частей бассейна характерно развитие преимущественно терригенных осадков, среди которых карбонатные породы играют второстепенную роль. Почти все исследователи, занимавшиеся изучением вендско-нижнекембрийских отложений, отмечали их ритмичный характер.

Геохимическая обстановка описываемого комплекса одинакова. Почти по всей территории бассейна господствовал слабо окислительный режим, а пределах Непско – Ботубинской НГО – нейтральный. Высоки значения битумозности ОВ – 9–11%. Степень метаморфизма ОВ по данным Д.И. Дробота изменяется от длиннопламенной до газовой и жирной [Дробот, Преснова, Конторович, 1988].

Во всех разностях карбонатных отложений происходила дифференциация битумов. Особенно на участках разуплотненных пород.

В результате бурения многочисленных параметрических и поисковых скважин было установлено, что в южной и юго-восточной частях НБА основные нефтяные и газоконденсатные залежи в открытых месторождениях связаны с вендским терригенным комплексом. В северо-западном направлении базальные песчаные отложения постепенно выклиниваются, из разреза выпадают гранулярные коллекторы. Карбонатные отложения отделяются от фундамента маломощной пачкой аргиллитов, а иногда залегают непосредственно на коре выветривания. Именно в карбонатных отложениях выделяется большинство продуктивных и перспективных горизонтов. Почти повсюду, где проводилось бурение, были отмечены проявления или получены притоки нефти и газа.

В современных залежах на вершине Непского свода по разрезу и в терригенных, и в карбонатных отложениях нефти генетически едины. Независимо от соотношения УВ смол, асфальтенов, индивидуальный состав УВ и отдельных их гомологических рядов исключительно однообразен [*Непско-Ботубинская антеклиза...*, 1986].

Важнейшее значение при прогнозе освоения Непско-Ботубинской антеклизы имеет оценка нефтяного потенциала карбонатных отложений Непского свода. Разработке этого вопроса мы уделяем особое внимание.

Известно, что с карбонатными комплексами связаны крупные высокодебитные месторождения нефти, которые обеспечивают около 40% мировой добычи. Сибирская платформа отличается от других древних платформ преимущественно карбонатным составом слагающих ее вендско-нижнекембрийских комплексов. Первые нефтепроявления в древнейших отложениях Сибирской платформы были установлены в карбонатных породах на р. Толбе в Якутии в 30-х годах прошлого столетия В.М. Сенюковым. Первый мощный

нефтяной фонтан с дебитом 1000 т/сут. был получен в 1963 г. Марковской опорной скважиной из осинского известково-доломитового горизонта. За 30 лет интенсивных поисковых работ на Непско-Ботуобинской антеклизе были пробурены сотни скважин, установлены многочисленные промышленные притоки нефти из карбонатных горизонтов на Даниловском, Верхнечонском и Вакунайском месторождениях на Могдинской и Санарской площадях, открыто крупнейшее Талаканское нефтяное месторождение, связанное с осинским горизонтом. Карбонатно-галогенная часть разреза в 10-20 раз превышает по толщине базальный терригенный покров. В карбонатных вендско-нижнекембрийских отложениях более 20-ти лет тому назад была выявлена гигантская битумоидная аномалия, которая до недавнего времени так и оставалась не востребованной как в научном, так и в практическом плане [Одинцова и др., 1985]. Нам представляется, что именно с этой аномалией связаны потенциальные резервы нефтяных ресурсов на Непском своде. Битумоидная аномалия приурочена к зоне развития коллекторов в преображенском, усть-кутском и осинском горизонтах (рис. 3).

Повышенные концентрации битумоидов шириной 30-45 км прослежены на расстоянии около 300 км от Кийской до Верхнечонской площадей. К этой зоне приурочены нефтяные и газоконденсатные месторождения Даниловское и Верхнечонское с разведанными запасами более 200 млн. т нефти и 200 млрд. м<sup>3</sup> газа. Распространение ее в пределы республики Саха-Якутия обосновано наличием крупных нефтяных и газовых месторождений Талаканско-Средне-Ботуобинской группы.

Особенности продуктивных горизонтов подробно охарактеризованы ранее [Гольдберг, Самсонов, 1985; Одинцова и др., 1985; Дробот, Конторович, Мандельбаум, 1987; Шемин, 1999; Дробот и др., 2004], мы ограничимся лишь кратким изложением, необходимым для оценки потенциала битумоидной аномалии при формировании нефтяных скоплений.

В нижней части даниловской свиты выделяется преображенский горизонт, из которого впервые в параметрической скважине № 106 был получен приток газа дебитом 60 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Доломиты толщиной 20 м представлены органогенными водорослевыми разностями. Коллектор каверно-порово-трещинного типа, полностью насыщенный нефтью, характеризуется невысокими значениями открытой пористости - от 1,5-4 до 10% и в единичных случаях - до 20%. Проницаемость иногда достигает 8-10 мкм<sup>2</sup>. Горизонт промышленно продуктивен на Верхнечонском месторождении - это основной резервный объект наращивания запасов нефти на Непском своде.

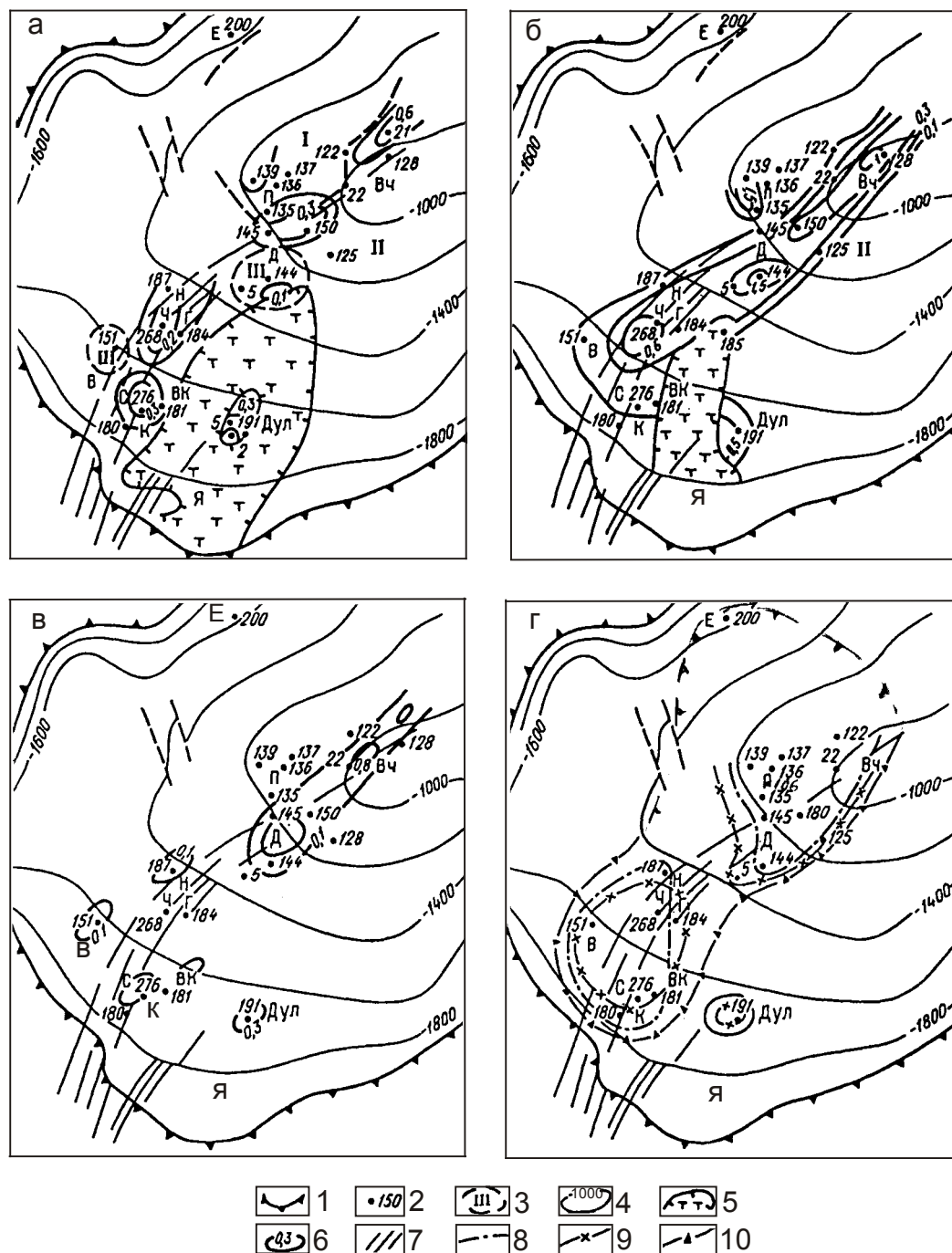


Рис. 3. Схемы распространения плотностей битумных аномалий в осинском (а), усть-кутском (б), преображенском (в) горизонтах и в зоне развития коллекторов (г) Непского свода (по [Одинцова и др., 1985])

В верхней части верхнеданиловской подсвиты выделен усть-кутский горизонт, широко развитый на Непском своде. Представлен он кавернозными доломитами общей толщиной 30-50 м. Выделено 2 пласта, разделенные плотными непроницаемыми породами. Средние значения пористости 7-9%, проницаемости - 14-21 мкм<sup>2</sup>. Промышленные притоки получены на различных площадях, эксплуатируются на Даниловском месторождении. Начальный дебит в скв.3 достигал 300 т/сут.

Осинский горизонт в низах усольской свиты нижнего кембрия имеет самое широкое распространение по всей южной части Сибирской платформы. Он подстилается и перекрыт соляными пачками. Средняя толщина горизонта ~ 50 м. Кавернозность наиболее развита в нижней и верхней частях горизонта. Пористость и проницаемость пород очень низкая - в пределах первых единиц процентов и 1 мкм<sup>2</sup>. Отличается горизонт многочисленными проявлениями. Впервые проявил себя в 1950-х гг. на Осинской площади Верхнего Приангарья и тысячетонным фонтаном из Марковской опорной скважины. На юге республики Саха-Якутия разведано крупнейшее Талаканское месторождение. Нефтяные ресурсы перечисленных горизонтов еще далеко не раскрыты.

Особо следует отметить высокую насыщенность коллекторами и битуминозностью разреза Ербогачонской параметрической скважины № 200. По керну и данным геофизики было рекомендовано 9 перспективных горизонтов суммарной толщиной около 80 м. Если учесть, что общая толщина вскрытых осадочных отложений венда и нижнего кембрия составляет 1890 м, то следует заявить, что этой скважиной выявлен участок с наиболее высокой ёмкостной плотностью коллекторов на всей изученной территории НБА. В низах карбонатной части разреза выделен еще один перспективный горизонт толщиной 12 м, названный ербогачонским. Сложен он пористыми кавернозными и трещиноватыми доломитами с довольно высокими коллекторскими свойствами, открытая пористость более 10%, проницаемость 14-10 мкм<sup>2</sup>. В керне отмечены обильные выпоты нефти.

Люминесцентно-битуминологическая характеристика продуктивных горизонтов Непско-Ботуобинской НГО прежде всего говорит о широком распространении высоких концентраций битумоидов в продуктивных горизонтах Непского свода. Ранее было установлено, что аномальные скопления битумоидов приурочены к участкам развития улучшенных коллекторов [Одинцова и др., 1985].

По своему составу жидкие битумоиды ничем существенно не отличаются от нефтей и по сути своей их следует рассматривать как рассеянную нефть. Плотность ресурсов этой нефти по всем 3 продуктивным горизонтам достигает 1,69 т/м<sup>2</sup>, в среднем 0,3 т/м<sup>2</sup> или 300



тыс. т/км<sup>2</sup>. Эти значения соответствуют высшей категории по шкале плотностей ресурсов нефти и сопоставимы с концентрацией ресурсов Среднеобской НГО Западной Сибири. Только в усть-кутском горизонте в полосе шириной 40 км и протяженностью 180 км сосредоточено свыше 3,5 млрд. тонн рассеянной («не ньютоновской» в понимании В.И. Славина) нефти. В целом по трем горизонтам Непская «битумоидная» аномалия оценивается от 5 до 10 млрд. тонн. Вполне обоснованно можно предположить, что в зонах разуплотнения коллекторов могли сформироваться промышленные скопления нефти. Примером тому - Даниловское, Верхнечонское и другие уже выявленные и разведанные месторождения.

Установленные различные генерации битумоидов по характеру связи с вмещающими породами и по составу свидетельствуют о неоднократной активизации миграционных процессов.

Гигантская битумоидная аномалия на Непском своде указывает на продолжающиеся поныне созидательные процессы нефтенакпления.

Поднятие Непско-Ботуобинской антеклизы, как структуры, отделенной прогибом от областей разгрузки, способствовало переформированию залежей углеводородов и пополнению их ресурсов за счет сопряженных нефтесборных площадей. Сохранность скоплений обеспечивал мощный галогенный флюидоупор, повсеместно развитый над продуктивным комплексом. Карбонатные отложения Непского свода генерировали и аккумулировали подвижные углеводороды в масштабах, обеспечивавших формирование зон нефтенакпления, связанных с участками развития коллекторов. Несмотря на грандиозность масштабов распространения рассеянных битумоидов, на Непском своде вполне реально обнаружение в зонах развития коллекторов концентрированных скоплений нефти и газа. Особый интерес в этом смысле представляет, в частности, Дулиминско-Ербагаченский район и зона Непских складок. Месторождения нефти в таких зонах, очевидно, связаны с эпигенетически экранированными ловушками. Именно карбонатные отложения на Непском своде являются главным объектом подготовки нефтяных ресурсов [Дробот, Конторович, Мандельбаум, 1987; Самсонов, 1988; Шемин, 1999].

**Верхнеусольско-нижнебельский галагенно-карбонатный комплекс.** В него включены отложения, расположенные от кровли осинского горизонта до кровли нижнебельской подсвисты. В окраинных зонах бассейна верхнеусольско-нижнебельский комплекс представлен карбонатными отложениями с прослоями терригенных пород. В присаянских разрезах преобладают ангидритизированные доломиты с редкими прослоями известняков, алевролитов и песчаников.

К внутренним частям бассейна (Тагнинская площадь), усольская свита становится нормально соленасыщенной, такой же, как и во всей полосе, тяготеющей к Присяяню (Тыреть-Тулун-Нижнеудинск).

Толщина усольской свиты в связи с проявлением соляной тектоники на отдельных участках резко меняется от нескольких десятков до 1000 м. Средняя нормальная толщина надосинской части усольской свиты постепенно уменьшается в восточном направлении: от 460 м на Тубинской площади до 305 м—на Криволукской.

Нижнебельская подсвита сложена преимущественно известковистыми доломитами, известняками с прослоями известковистых доломитов и ангидрито-доломитов.

На изученной территории бассейна можно выделить три литофации: терригенно-карбонатную, сульфатно-карбонатную и карбонатно-галогенную.

В позднеусольское время для Иркутского бассейна были характерны лагунные условия формирования осадков. На большей части территории происходило накопление соляных отложений с редкими прослоями известняков и доломитов.

К концу периода возросла роль карбонатного седиментогенеза, что связано с опресняющим влиянием трансгрессировавшего с севера моря. В разрезе преобладали известняки с относительно повышенной битуминозностью, выделенные в балыхтинский и христофоровский горизонты. По условиям формирования и «сингенетичной» нефтегазоносности эти горизонты следует включать в единый продуктивный комплекс.

При формировании комплекса окислительные условия существовали в присаянской полосе. В центральных районах Ангаро-Ленской НГО обстановка была слабо окислительная. Северные районы и иркутский участок отличались нейтральными для преобразования ОВ условиями (рис. 2г). Органический потенциал описываемого комплекса ниже, чем у подстилающих отложений. Средние концентрации  $C_{орг.}$  в карбонатных отложениях от 0,13 до 0,3%. Степень метаморфизма достигает длиннопламенной стадии [Дробот, Преснова, Конторович, 1988].

Битумный коэффициент ОВ довольно высок - 14–18%. Средняя битуминозность хемогенных пород колеблется в пределах 0,2-0,4%. В большинстве случаев битумоиды восстановлены. Автономная продуктивность комплекса невелика, за исключением Непско-Ботубнинской НГО, где сказалось существенное влияние миграционных компонентов.

В целом для верхнеусольского – нижнебельского литолого-фациального комплекса преобладали лагунные условия формирования осадков. Продуктивные горизонты относятся к автономным объектам.

**Бельско-булайско-ангарсий галогенно-карбонатный комплекс** охватывает отложения от среднебельской подсвиты до кровли ангарской свиты (рис. 2д). Слагающие его карбонатные и сульфатные породы в краевых частях бассейна развиты на дневной поверхности. В виде широкой зоны они примыкают к Байкало-Патомскому нагорью и серией выходов прослеживаются в полосе Присяня. Суммарная толщина комплекса 450—600 м, в Прибайкалье – до 1000 м.

В полосе, непосредственно примыкающей к Восточному Саяну, судя по разрезу Карасайской скважины доминирующее значение в разрезе приобретают доломиты с прослоями терригенных пород. Общая вскрытая толщина комплекса около 300 м.

К внутренним частям бассейна роль терригенного материала уменьшается.

В зоне, тяготеющей к Прибайкалью (Ахины — Коркино), низы комплекса сложены доломитами и доломито-ангидритами. Органическое вещество находится на длиннопламенной . реже – газовой стадии метаморфизма. Генерационный потенциал осадков невысок. Развитие вторичных высоко восстановленных битумоидов в полостях пород и трещинах свидетельствует о миграционных процессах, являвшихся основными поставщиками УВ в возможные ловушки. Скопления нефти и газа могут быть встречены в зонах развития разуплотнения коллекторов. Региональное относительное опреснение бассейна, связанное с трансгрессиями, происходило в начале бельского, в булайское и в начале ангарского времени. Вслед за трансгрессиями почти на всей территории бассейна наступило господство мелководно-лагунного режима.

Ясно, что в формировании залежей нефти и газа принимали участие не все продуцирующие битумоиды отложения, а только те их части, которые содержат коллекторы, образовавшиеся в процессе литификации осадков.

В сульфатно-карбонатной части разреза вендских и нижнекембрийских отложений могут быть встречены как первичные, так и вторичные промышленные скопления нефти и газа. Первые будут контролироваться в основном коллекторскими свойствами. Вторые будут приурочены к тектоническим нарушениям и трещиноватым разуплотненным участкам коллекторских систем.

В целом по **НГК Иркутского НГБ** можно заключить: судя по диапазону нефтегазопроявлений и общей толщине благоприятных в этом отношении осадков, потенциальные возможности нефтегазообразования у карбонатных комплексов были не ниже, чем у терригенного [Самсонов, 1975].

Во всех изученных образцах как в терригенных с карбонатным цементом, так и в карбонатных с примесью пелитоморфного материала, четко выражена «литологическая» дифференциация битуминозных компонентов. Глинистые разности повсюду обогащены смолисто-асфальтовым темноцветным (обычно коричневым) битуминозным веществом, а карбонатная кристаллическая масса содержит относительно более легкие компоненты, обладающие оранжевым, желтым и голубым свечением. Это можно объяснить способностью глин уплотняться при литификации, что увеличивает возможность дифференциации органического вещества и отдачи им легких подвижных компонентов в полости пор и трещин.

В кристаллической массе карбонатных пород развитие процессов дифференциации на ранних стадиях литогенеза ограничено быстрой кристаллизацией известкового ила.

В карбонатных породах основная раскристаллизованная масса, как правило, оказывается «пропитанной» относительно легкими компонентами битуминозного вещества с оранжево-желтым, реже — голубым свечением. Наблюдаются кристаллы доломита, в центрах которых присутствуют вкрапления смолисто-асфальтовых битуминозных веществ, обрамленных ореолом рассеивания все более легких осветленных компонентов. В подобных случаях органические остатки могли послужить «затравкой» при кристаллизации карбонатного ила.

При низких значениях хлороформенных и спиртобензольных вытяжек часто отмечается довольно пестрая картина распределения битуминозных компонентов, и тогда сингенетичный характер битумоидов становится очевидным.

Сплошная люминесценция карбонатных пород свидетельствует о захвате кристаллизующейся массой органических веществ из вод седиментационного бассейна. Битумоиды, образующиеся из этих органических веществ, в зоне катагенеза остаются прочно связанными с минералами до тех пор, пока какие-либо вторичные процессы не приведут к их дальнейшей дифференциации.

Естественное фракционирование битуминозных веществ в карбонатных породах, по-видимому, начинается на ранней стадии литификации. Об этом свидетельствуют ореолы рассеивания легких битуминозных компонентов вокруг сгустков органических остатков и водородных скоплений. Эти явления нельзя рассматривать как сорбцию органическими остатками битуминозных веществ. При сорбции наблюдалось бы постепенное облегчение (осветление) сорбированных компонентов от внешней оболочки к центральным частям органогенных остатков. Рассмотренные материалы не исключают вообще возможность

проявления сорбционных процессов. Они говорят о способности органического вещества генерировать битумоиды в карбонатных отложениях.

Возобновление процессов дифференциации битумоидов, заключенных в карбонатных породах, возможно при перекристаллизации, контактном воздействии интрузий, гидротерм и при тектоническом дроблении [Самсонов, 1988].

Новообразования кальцита и ангидрита в доломитах содержат, как правило, более легкие битуминозные вещества, чем не затронутая перекристаллизацией масса. Интрузия траппов и гидротермы создавали условия для возгонки и переноса битуминозных компонентов. Кристаллы карбонатных и сульфатных пород, выполняющие микротрещины в отложениях, вмещающих траппы, оказались насыщенными легкими компонентами битуминозных веществ.

Сингенетичные, даже высоко восстановленные битумоиды, часто связаны с минеральной частью пород и в прямом смысле являются захороненными (паравтохтонными). Сюда же следует отнести и концентрированные проявления их, приуроченные к замкнутым полостям пор, каверн и трещин.

Повторная отдача подвижных компонентов литифицированным осадками в данном случае возможна при их растрескивании только с поверхностей, создаваемых трещиноватостью. Большинство же битумоидов при этом остается заключенным в плотных обломках пород. В связи с тем, что фильтрационные способности породы на участках, не затронутых вторичной трещиноватостью, весьма низкие, широкая латеральная миграция в них чрезвычайно затруднена.

Если коллекторские свойства карбонатных пород формировались на ранних стадиях диагенеза, то дифференциация захороненного органического вещества могла привести в дальнейшем к образованию первичных скоплений нефти и газа как в структурных, так и в неструктурных условиях. Последующие тектонические нарушения могут приводить к перераспределению первичных залежей и к формированию новых месторождений во вновь создаваемых ловушках.

Конкретно по Иркутскому нефтегазоносному бассейну можно заключить, что в центральных районах генерация и перераспределение битумоидов протекали более интенсивно, чем в периферийных зонах, что обусловлено особенностями развития этих районов.

Анализ литолого-фациальных и геохимических условий формирования перспективных комплексов в Иркутском нефтегазоносном бассейне позволяет сделать следующие выводы:

Распределение литофаций на территории бассейна контролируется развитием питающих провинций. Интенсивность поступления обломочного материала в различные периоды обуславливала горизонтальную зональность его распространения. В относительно спокойные периоды, характеризовавшиеся нивелировкой обрамляющих бассейн континентов, их влияние сказывалось в опреснении прибортовых участков за счет подтока пресных поверхностных вод.

На отдельных этапах формирования рифейского комплекса сочетание литолого-фациальных и геохимических условий можно считать благоприятным для образования нефти и газа. Судя по составу и степени метаморфизма органического вещества, генерационные процессы в комплексе на данной стадии завершены.

Перспективы рифейско-вендского терригенного комплекса по литологическим показателям следует связывать с зонами развития псаммитовой, алевроито-пелитовой литофаций, где господствовали нейтральные для органического вещества условия, благоприятные для развития генерационных процессов. Высокая степень метаморфизма органического вещества и его состав подтверждают, что отдача подвижных компонентов в ушаковском комплексе на данной стадии уже завершена. Концентрация преимущественно газовых скоплений происходила в зоне выклинивания ушаковского комплекса. На контакте с подстилающими отложениями возможно смешанное питание комплекса углеводородами за счет внутренних ресурсов и за счет миграции снизу.

В нижнемотском комплексе из перспективных участков следует исключить пояс развития псефито-псаммитовой литофаций, где господствовали окислительные для органического вещества условия. Однако в полосе, примыкающей к Саянскому обрамлению, при наличии соответствующих ловушек прогнозируются скопления нефти и газа. Это подтверждают следы миграции на Тулунско-Карасайском участке. По литолого-геохимическим данным территории Центрального Приангарья и особенно приленским районам можно дать самую высокую оценку перспективности. Предполагается смешанное питание комплекса углеводородами.

Для средне-верхнемотско-нижнеусольского комплекса возможна дифференциация перспективной оценки. По литолого-фациальным и геохимическим признакам можно считать, что наиболее благоприятные условия для генерации нефти и газа и формирования их скоплений существовали в центральных районах Приангарья и в Приленских районах. К возможно продуктивному комплексу следует отнести верхнюю часть среднемотской подсветы, сложенную переслаивающимися терригенными и карбонатными пластами.

Перспективность ее в первую очередь связывается с Ангаро-Илимским междуречьем. Продуктивный комплекс выделяется в верхах верхнемотской подсвиты на территории северной части Ангаро-Ленского междуречья, где были установлены притоки нефти и газа

Фациально-геохимическая обстановка формирования осинского горизонта затушевана вторичными процессами, однако почти повсеместная связь с ним нефтегазопроявлений предопределяет его перспективность. Литологическая изолированность горизонта от выше- и нижележащих карбонатных слоев пластами каменной соли позволяет рассматривать его в качестве автономного продуктивного комплекса.

Значительная толщина, наличие карбонатных и терригенных коллекторов и, вероятно, широкое развитие вторичной трещиноватости пород позволяют оценить потенциальные возможности мотской части комплекса более высоко, чем осинского горизонта. В приразломных зонах допускается смешанное питание продуктивных горизонтов.

В верхнеусольско-нижнебельских отложениях выделяется балыхтинско-христофоровский продуктивный комплекс. Перспективы нефтегазоносности его по литолого-геохимическим признакам оцениваются высоко на территории внутренней части Иркутского бассейна, особенно в южных районах, где отмечены многочисленные нефтегазопроявления. Вследствие изолированности соленосными отложениями питание балыхтинского и христофоровского горизонтов углеводородами могло происходить главным образом за счет собственных ресурсов.

В бельско-булайско-ангарском комплексе наиболее благоприятные литолого-фациальные и геохимические условия характерны для среднебельской подсвиты, верхней части булайской и низов ангарской свиты, особенно в центральных районах Приангарья. Продуктивные горизонты возможны здесь в составе соответствующих продуктивных комплексов.

В крупных седиментационных ритмах выделенные в разрезе продуктивные горизонты и продуктивные комплексы приурочены к трансгрессивным частям отложений.

**Количественная оценка ресурсов УВ Сибирской платформы** производилась методом внутренних аналогий — опираясь на хорошо изученные бурением эталонные участки, где возможно достаточно надежное определение плотности запасов.

К сожалению, у исследователей различных организаций нет полного единодушия и при вычислении плотности запасов на эталонных участках. Расхождения связаны с площадью участков, и, главным образом, с долей еще не открытых запасов в пределах этих участков: в ряде случаев она принимается соизмеримой с величиной разведанных запасов категории С1

В экспертной оценке доля неоткрытых ресурсов (Д1) на Собинском, Ярактинском, Марковском, Верхне-Чонском, Мирненском и некоторых других эталонных участках принималась не более 20% от разведанных. Следует отметить, что расхождение оценок ВНИГРИ с оценками других организаций (СНИИГГиМС, ВСНИИГГиМС и др.) обычно не выходят за пределы тех вилок, которые предписаны стандартной шкале для прогнозных карт.

Перенос вычисленных плотностей ресурсов с эталонных участков на еще неизученные примыкающие территории производился в соответствии с общепринятой процедурой определения относительных перспектив нефтегазоносности. Исчезновение или появление благоприятного или не благоприятного признака в той или иной зоне по сравнению с соседней повышает или понижает плотность ресурсов. И хотя для количественной оценки эта процедура, особенно для удаленных от эталонных участков, не вполне корректна, тем не менее, она дает достаточно сопоставимые результаты. Очень важная характеристика прогноза — соотношение жидких и газообразных УВ — определялась в изученных бурением НГО по фактическим соотношениям нефть/газ, а в малоизученных — на основе геохимического прогноза (Т.К. Баженова и др.) и других соображений (условия сохранности, влияющие, в первую очередь, на газ). На сильно приподнятых, лишенных хороших покрышек территориях и потому сильно дегазованных, предпочтение (до 80-90) отдавалось нефти, а в наиболее погруженных регионах с хорошими условиями сохранности — газу. В промежуточных случаях (средние глубины, хорошая изоляция) названное соотношение принималось равным.

В 2000 г. во ВНИГРИ была выполнена экспертиза оценки прогнозных извлекаемых ресурсов нефти и газа категории С<sub>3</sub>-Д для отдельных административных подразделений, расположенных на территории Сибирской платформы, в том числе и для Иркутской области (рис. 4). В 2008 г. авторами статьи были уточнены некоторые величины экспертной количественной оценки.

Выделены и обоснованы наиболее перспективные ЗНГН:

- Прежде всего к ним отнесена известная в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы гигантская ЗНГН в вендско-нижнекембрийском карбонатном комплексе, включающая нефтегазовый потенциал от ербогаченского до осинского горизонтов. В основу обоснования были положены исследования ФГУП Востсибнефтегеология.

- Большеокинско-Ковыктинская ЗНГН в вендском терригенном комплексе содержащем выявленные крупные поисковые объекты.



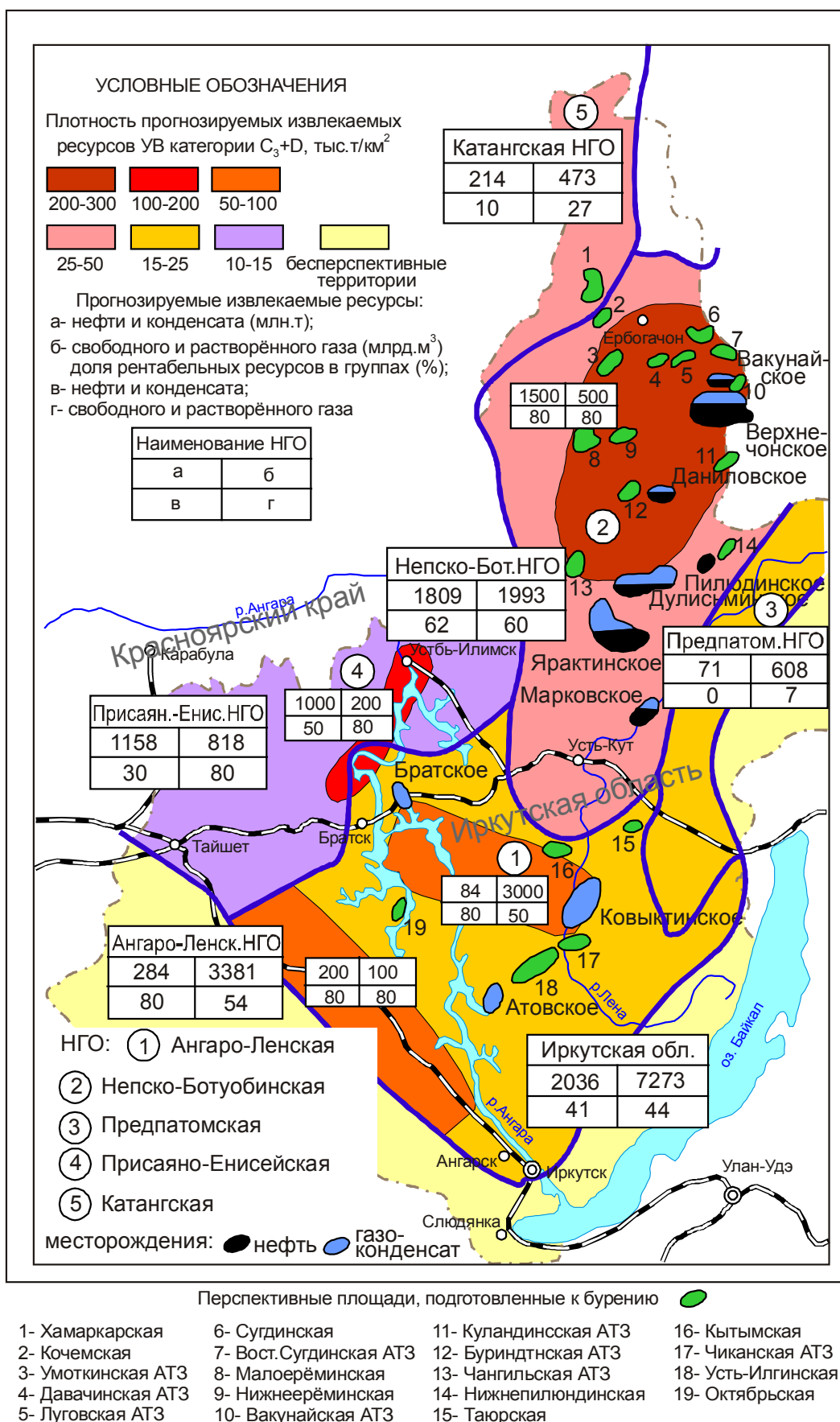


Рис. 4. Состояние сырьевой базы нефтегазовой промышленности Иркутской области

- Присяянская ЗНГН в том же комплексе, содержащем отличные коллекторы с многочисленными нефтегазопроявлениями и выявленными ловушками, экранированными системой пересекающихся разрывных нарушений Саянского и Байкальского простираний на склоне воздымающейся к горному обрамлению моноклинали.

- Братско-Усть-Илимская ЗНГН, связанная с региональной полосой выклинивания рифейских карбонатных и вендских терригенных отложений вдоль восточного борта Присяяно-Енисейской синеклизы – гигантской генерационной области [Дробот и др., 2004]. Следы миграции из неё были установлены в Присяянье [Золотов, 1969; Самсонов, 1975]. Нефтепроявления из них были получены в седановской скв. № 34.

Для всех выделенных и рекомендуемых для опосредования и освоения ЗНГН наиболее оптимальным сочетанием считаем комплекс, состоящий из региональных сейсмических профильных исследований ОГТ-ЗД, электроразведки ДМВ в сочетании с газохимическим опробованием. Весь этот комплекс успешно освоен местными геофизическими предприятиями (М.М. Мандельбаум, П.Ю. Легейдо) и кафедрой геологии и геохимии нефти и газа Иркутского Госуниверситета (В.П. Исаев).

Авторы готовы оказать консультативную поддержку в формировании федеральной программы удвоения углеводородной сырьевой базы на юге Сибирской платформы.

### Литература

*Белонин М.Д., Самсонов В.В.* Роль битумных аномалий в формировании нефтяных ресурсов Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2004. - т.45, №1. - С.127-133.

*Васильев В.Г.* Перспективы нефтегазоносности Восточно-Сибирской платформы. - М.: Недра, 1968 - 180 с.

Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. - М.: Недра, 1981. - 552 с.

*Гольдберг И.С., Самсонов В.В.* Природные битумы Сибирской платформы как показатели эволюции залежей нефти // Закономерности формирования скоплений нефти и газа в платформенных НПП СССР. - Л.: ВНИГРИ, 1985. - С.5-17.

*Дробот Д.И., Золотов А.Н., Конторович А.Э.* Геохимические критерии оценки нефтегазоносности докембрийских и кембрийских отложений юга Сибирской платформы. - М.: Недра, 1974. - 156 с.

*Дробот Д.И., Пак В.А., Деятелилов Н.М., Хохлов Г.А., Карпышев А.В., Бердников И.Н.* Нефтегазоносность докембрийских отложений Сибирской платформы, перспективы подготовки и освоения их углеводородного потенциала // Геология и геофизика, 2004. - т.45, №1. - С. 110-120.

*Дробот Д.И., Конторович А.Э., Мандельбаум М.М.* Подсолевой карбонатный комплекс – объект концентрации поисковых и разведочных работ на Непско-Ботуобинской антеклизе // Вопросы оптимизации прогноза поисков и разведки месторождений нефти и газа на Сибирской платформе. - Новосибирск, 1987. - С. 55-57.

*Дробот Д.И., Преснова Р.Н., Конторович А.Э.* Геохимия нефтей, конденсатов и природных газов рифей-вендских и кембрийских отложений Сибирской платформы. - М.: Недра, 1988. - 240 с.

*Золотов А.Н.* Геологическое строение Тулунского Присяянья и история его развития в нижнепалеозойское время. // Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири. - М.: Недра, 1969. - С. 69-88.

Непско-Ботуобинская антеклизă – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / под ред. Конторович А.Э., Суркова В.С., Трофимука А.А. – Новосибирск: Наука, 1986. – 245 с.

*Одинцова Т.В., Комарова Н.И., Дробот Д.И., Самсонов В.В.* Литолого-битуминологические особенности и емкостные свойства карбонатных продуктивных горизонтов юго-западной части Непско-Ботуобинской НГО // Геология нефти и газа, 1985. - № 5 - С. 17-25.

*Самсонов В.В.* Иркутский нефтегазоносный бассейн. - Иркутск, 1975. - 196 с.

*Самсонов В.В.* О нефтяном потенциале карбонатных отложений Непского свода // Прогноз зон нефтенакпления и локальных объектов на Сибирской платформе. - Л.: ВНИГРИ, 1988. - С. 31-43.

*Самсонов В.В., Лебедев Б.А., Пирятинский Б.Г.* Зоны нефтегазонакопления – главные объекты поисков // Зоны нефтегазонакопления – главные объекты поисков - Л., 1986. - С. 5-11.

*Сахибгареев Р.С., Виноградов А.Д.* Древние водонефтяные контакты как показатели истории формирования разрушенных залежей // Докл. АН СССР, 1981. - т. 257, № 2 - С. 445-448.

*Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н., Мовшович Э.Б.* Проблемы совершенствования понятийной базы геологии нефти и газа на примере понятия «зона нефтегазонакопления» // Геология и геофизика, 1982. - № 5 - С. 5-11.

*Шемин Г.Г.* Гигантское поле нефтегазонакопления в преобразенском карбонатном горизонте венда Непско-Ботуобинской антеклизы (Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция) // Геология и геофизика, 1999. - т. 40, № 8 - С. 1170-1181.

### **Samsonov V.V.**

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St.-Petersburg, Russia  
[ins@vnigri.spb.su](mailto:ins@vnigri.spb.su)

### **Larichev A.I.**

Karpinsky All Russia Research Geological Institute (VSEGEI), St.-Petersburg, Russia

## **PROSPECTIVE OIL-GAS COMPLEXES OF SOUTHERN SIBERIAN PLATFORM**

*The present ideas about the structure of major productive complexes of southern Siberian platform (Riphean, Vendian and Lower Cambrian) are considered. The major zones of oil-gas accumulation are shown. The differentiated expert estimation of forecast hydrocarbon resources is performed; the methods of their development are recommended.*

**Key words:** *Siberian platform, productive complexes, oil-gas accumulation zones, resources, methods of development.*

### **References**

*Belonin M.D., Samsonov V.V.* Role of bitumen anomalies in forming the oil resources of the Siberian platform // Geology and geophysics, 2004. – №1, v. 45. - P. 127-133.

*Vasiliev V.G. and others.* Petroleum prospects of the East-Siberian platform. – М.: Nedra, 1968. - 180 p.

Geology of oil and gas, Siberian platform / Ed. by Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A. – М.: Nedra, 1981. – 552 p.

*Goldberg I.S., Samsonov V.V.* Natural bitumens of the Siberian platform as the indices of evolution of oil pools // Regularities of forming oil and gas accumulations in the platform petroleum provinces of the USSR. – L.: VNIGRI, 1985. – P. 5-17.

*Drobot D.I., Zolotov A.N., Kontorovich A.E.* Geochemical criteria of estimating the petroleum potential of PreCambrian and Cambrian deposits, southern Siberian platform. – M.: Nedra, 1974. – 156 p.

*Drobot D.I., Pak V.A., Devyatiliv N.M. and others.* Petroleum potential of PreCambrian deposits of the Siberian platform; prospects of preparing and developing their hydrocarbon potential // Geology and geophysics, 2004. – v.45, №1. – P. 110-120.

*Drobot D.I., Kontorovich A.E., Mandelbaum M.M.* Subsalt carbonate complex – the object of exploration concentration on the Nepsko-Botuoba anteklize // Questions of optimizing the forecast of exploration for oil and gas fields on the Siberian platform. – Novosibirsk, 1987. – P. 55-57.

*Drobot D.I., Presnova R.N., Kontorovich A.E.* Geochemistry of oils, condensates and natural gases of Riphean-Vendian and Cambrian deposits, Siberian platform. – M: Nedra, 1988, - 240 p.

*Zolotov A.N.* Geological structure of the Tulunsk Prisyaniye and the history of its development in the Lower Paleozoic // Geology and petroleum potential of Eastern Siberia. – M.: Nedra, 1969. – P.69-88.

Nepsko-Botuoba anteklize – a new prospective area of oil and gas production in the USSR East / Ed. by Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A. – Novosibirsk: Nauka, 1986. –245 p.

*Odintsova T.V., Komarova N.I., Drobot D.I., Samsonov V.V.* Lithologic-bituminological peculiarities and capacity properties of carbonate productive horizons, south-western Nepsko-Botuoba oil-gas region // Geology of oil and gas, 1985. - №5 – P. 17-25.

*Samsonov V.V.* Irkutsk oil-gas basin. – Irkutsk, 1975. – 196 p.

*Samsonov V.V.* About the petroleum potential of carbonate deposits, Nepsk arch // Forecast of oil accumulation zones and local objects, Siberian platform. – L.: VNIGRI, 1988. – P. 31-43.

*Samsonov V.V., Lebedev B.A., Piryatinsky B.G. and others.* Zones of oil-gas accumulation – major objects of searches // Zones of oil-gas accumulation – major objects of searches. L., 1986. – P. 5-11.

*Sakhibgareev R.S., Vinogradov A.D.* Ancient oil-water contacts as the indices of history of forming the destructed pools // Reports of AN USSR, 1981. – v.257, №2. - P. 445-448.

*Trofimuk A.A., Karogodin Yu.N., Movshovich E.B.* Problems of perfecting the conceptual base of oil and gas geology on the example of “zone of oil-gas accumulation” conception // Geology and geophysics, 1982. - №5. – P.5-11.

*Shemin G.G.* Giant oil-gas accumulation area in the Vendian Preobrazhensky carbonate horizon, Nepsko-Botuoba anteklize (Leno-Tunguska oil-gas province) // Geology and geophysics, 1999. – v.40, №8 – P.1170-1181.