

УДК 551.24:553.98(571.5)

Арчegov В.Б.Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет) им. Г.В. Плеханова, Санкт-Петербург, Россия, varchegov@spmi.ru

СТРОЕНИЕ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И ФАКТОРЫ КОНТРОЛЯ ЗОНАЛЬНЫХ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ДРЕВНИХ КОМПЛЕКСАХ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Высокая динамичность Сибирской платформы на всех этапах и стадиях ее развития определила длительность, многообразие форм и путей миграции нефтидов, специфику структурных форм, вмещающих залежи нефти и газа. На основе систематизации комплекса разнообразных параметров, отражающих строение месторождений, особенности нефтегазоносности показана уникальность многих залежей углеводородного сырья Сибирской платформы и сформулированы ее причины.

Продуктивность связана с протяженными зонами пород-коллекторов с повышенной проницаемостью. Формирование их обусловлено крупными межблоковыми разломами. Выделяются три типа пространственной связи месторождений углеводородов с такими межблоковыми зонами. Сопряженные с ними дизъюнктивы в подсолевом комплексе чехла определяют блоковое строение и самих месторождений. Нефть и газ неравномерно распределены по площади из-за изменчивой проницаемости коллекторов, как терригенных, так и карбонатных. Такая «мозаичность» не хаотична, а вызвана развитием «дополнительной» трещинной проницаемости в новейший этап тектоногенеза.

Ключевые слова: Сибирская платформа, разломы, блоковое строение, нефтегазоносность, коллектор, нефтегазовый потенциал.

Специфические особенности Сибирской платформы

Сибирская платформа – весьма своеобразный геологический объект, на формировании которого сказалось влияние крупнейших сегментов земной коры: Атлантического, Тихоокеанского, Индийского и Средиземноморского, различно проявившееся во времени и пространстве. Такой тип платформ можно назвать узловым.

Формирование современного блокового строения как Сибирской, так и других древних платформ, определяется процессом кратонизации и становлением фундамента (дискретным сплавом разных по времени образования и составу блоков земной коры в единое целое) (рис. 1).

Формирование современного блокового строения и Сибирской, и других древних платформ определяется процессом кратонизации и становления фундамента как дискретного ансамбля блоков древней коры, с разным временем образования и составом, в течение нескольких стадий: ранней авлакогенной, плитной, поздней авлакогенной и стадии общего поднятия, которые, в свою очередь, подразделяются на подстадии и фазы.

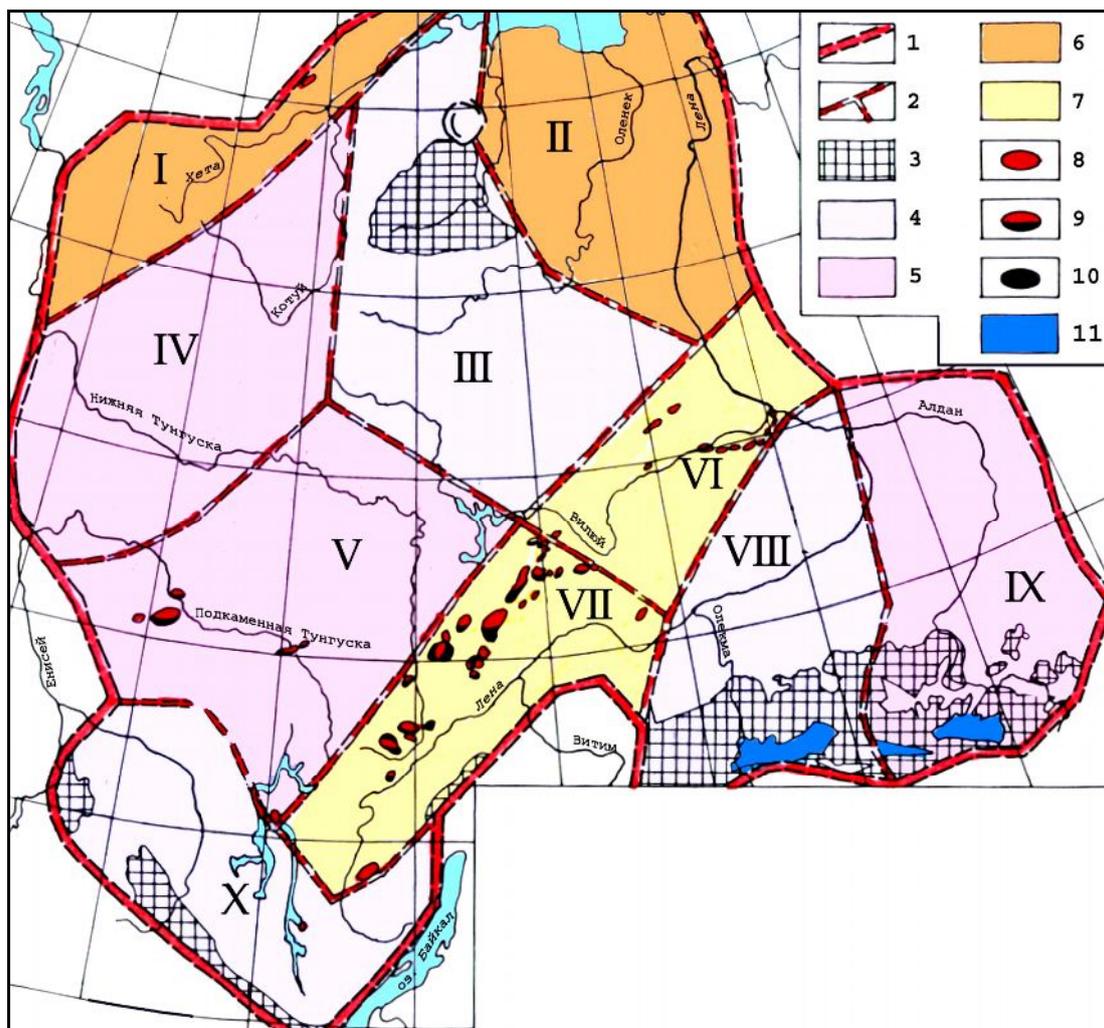


Рис. 1. Сибирская платформа. Блоки фундамента добайкальской консолидации

1-2 - Структурные швы: 1 – внешние, ограничивающие гетерогенный фундамент платформы; 2 – внутренние, разделяющие блоки разного возраста консолидации и состава; 3 – выходы пород архейско-протерозойского фундамента на дневную поверхность; 4-7 – блоки фундамента: 4 – ранние архейские – древнее 3,3 млрд. лет; 5 – поздние архейские – древнее 2,6 млрд. лет; 6 – архейско-протерозойские – 2 млрд. лет; 7 – протерозойские – древнее 1,7 млрд. лет; 8-10 – месторождения: 8 – газовые и газоконденсатные, 9 – газонефтяные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные; 10 – нефтяные; 11 – юрско-меловые угленосные бассейны. Блоки фундамента: I – Хатангский, II – Оленекский, III – Анабарский, IV – Нижнетунгусский, V – Тунгусский, VI – Вилюйский, VII – Верхнеленский, VIII – Ленский, IX – Алданский, X – Ангарский.

Формирование краевых структурных форм обрамления Сибирской платформы, определялось различными процессами, связанными с более поздними геосинклинальными и орогенными этапами (рис. 2).

Значительные структурные перестройки происходили и в протерозое, и в фанерозое; они зафиксированы резкими несогласиями в региональном разрезе - крупными перерывами в осадконакоплении. Наиболее крупными несогласиями осадочный чехол расчленен на рифейский, венд-нижнепалеозойский, среднепалеозойский, верхнепалеозой-мезозойский и кайнозойский структурно-формационные комплексы, которые развиты над поверхностью архей-нижнепротерозойского фундамента, сочетаясь в различных комбинациях в разрезе и

по площади. Формации этих комплексов образуют структурные этажи, соответствующие байкальскому, каледонскому, герцинскому и мезозойскому циклам тектогенеза, каждый из которых по-разному проявлен в разных частях Сибирской платформы.

Этап	Время проявления (индекс)	Стадии	IV III III ³ III ¹ III ² II I	Фазы поднятия погружения (индекс)	Тектоно-тип	Тектоно-тип	Стадии	Время проявления (индекс)	Этап
ПЛАТФОРМЕННЫЙ	PR ₃ -KZ	Подстадии V ОБЩЕГО ПОДНЯТИЯ	V ² заклЮчительная (заклЮчительного поднятия) (KZ)		Анабарская антеклиза Восточная часть Сибирской платформы	Ленский прогиб	ПОЗДНЯЯ горообразования	M - 0	ОРОГЕННЫЙ
			V ¹	K ₂ ² - K ₂ ¹ J ₃ ² - J ₃ ¹ J ₁ P - J ₁ T T ₂ - T ₃ T ₁ 0 P ₂			СРЕДНЯЯ пенеппенизации	P - M	
	собственно платформенные (формирования чехла)	III ПЛИТНАЯ	III ³ заклЮчительная	0 - S			РАННЯЯ складчатости	K ₂ - P	
			III ² основная	ε ₃ ε ₁ - ε ₂ V ₂			ПОЗДНЯЯ общей инверсии	J ₃ - K ₁	ГЕОСИНКЛИНАЛЬНЫЙ
			III ¹ (синеклизная)	V _I			СРЕДНЯЯ частных инверсий	C ₃ - J ₂	
PR ₃ -S ₂ ^I ?	АВЛАКОГЕННАЯ IV (поздняя)			РАННЯЯ формирования геосинклинального прогиба	C ₁ - C ₂	ПЛАТФОРМЕННЫЙ			
S ₂ ² ? - Д - C ₁ ^I ?	АВЛАКОГЕННАЯ II (ранняя)			ДЕСТРУКЦИИ подвижной платформы	PZ ₂				
PR ₃ -S ₂ ^I ?	I СТАНОВЛЕНИЯ ФУНДАМЕНТА ПЛАТФОРМЫ (кратонизации)								
PR ₃ r ₃ ^I									
AR - PR ₂									

Рис. 2. Стадии развития восточной части Сибирской платформы

Особую роль в этих процессах играли тектонические смещения отдельных блоков, имевшие прерывисто-непрерывный характер в течение весьма длительного времени; разломные разграничения блоков фундамента, возникая и оживляясь на разных стадиях тектогенеза, создали ту мозаично-блоковую структуру осадочного чехла Сибирской платформы, которая зафиксирована в его современном плане. Крупные разломы – как структурные зоны межблокового разграничения - выражены в геофизических полях и зачастую отражены в дифференциации осадочного чехла. Разломы более высоких порядков усиливают мозаично-дробную контрастность его строения.

В относительно однородных участках платформенного чехла – «ячейках» в решетке, заданной разломами разных стадий развития платформы, формировались отличные по строению разреза и морфологии структурные элементы. В современном плане они выражены как антеклизы, синеклизы, седловины, региональные прогибы и другие структурные формы. Анализ распределения литофаций в современном плане и на палеогеологических картах, в сопоставлении с зонами межблоковых разграничений, выявляет направленность в относительном перемещении блоков. Зоны разграничения контролировали, по-видимому,

распределение областей седиментогенеза, преобразования органического вещества (ОВ) и углеводородов (УВ) на протяжении всей истории развития платформы, начиная с рифея.

Слоисто-блоковое строение чехла Сибирской платформы проявляется на всех уровнях его структурной организации, с достаточно отчетливой пространственно-временной корреляцией на иерархических уровнях блоков и ограничивающих их межблоковых зон. Конфигурация блоков, создающих основу структурных элементов от надрегионального до локального классов, контролируется геометрией решетки главных и второстепенных зон межблоковых разграничений.

В целом, гетерогенность строения (дискретность развития) земной коры в пределах Сибирской платформы отражена в образовании длительно существующей, мобильной системы слоисто-блоковых форм ее осадочного чехла, определяющих перспективы его нефтегазоносности. Блоковые движения отражались в процессах аккумуляции и диагенеза осадков, содержащих ОВ, в формировании и распределении очагов нефтегазообразования, в направлениях и масштабах миграции, в параметрах зон аккумуляции, в условиях консервации и сохранности залежей УВ, в размерах и геологической позиции резервуаров, и т.д. Иными словами, блокировкой строения платформенного чехла определяются распределение нефтегазоносных комплексов (комбинации коллекторов и покрышек) в разрезе и по площади, типы ловушек и другие параметры, обусловившие, в конечном итоге, различный потенциал нефтегазоносности в регионах Сибирской платформы.

«Нормальный флюид», повсеместно наполняющий недра, - это вода, залежи нефти и газа следует рассматривать как «неоднородности» в геологической среде, имеющие морфологическое проявление и регистрируемые в геохимических и геофизических полях. Залежи УВ – аномальные физико-химические тела, и в глубинном строении недр, и в отражении на дневной поверхности. Каждая залежь УВ – уникальный природный «объект», который, из-за особых миграционных свойств нефти и газа, занимает особую позицию в геологическом пространстве. Процесс размещения скоплений УВ отражает дискретность развития земной коры, со сложным сочетанием вертикальных и горизонтальных движений, проявленным и в современном строении территорий (акваторий). Эти аспекты в полной мере проявлены у месторождений нефти и газа на Сибирской платформе.

Факторы регионального контроля в размещении нефти и газа в древних комплексах Сибирской платформы

Для обширной территории Сибирской платформы число открытых месторождений выглядит небольшим. Но и это их количество позволяет сделать предварительные выводы о некоторых общих для них закономерностях локализации, о сходстве геологического строения и, вероятно, условиях формирования [Альбом месторождений..., 2000].

Наиболее крупные месторождения, как и в других нефтегазоносных бассейнах мира, на Сибирской платформе приурочены, в основном, к склонам антеклиз древнего заложения (Непско-Ботуобинской, Байкитской), обращенным в сторону сопряженных одновозрастных прогибов. Обычно их продуктивность обусловлена наличием протяженных зон с улучшенными коллекторскими свойствами, как в терригенных, так и в карбонатных отложениях они прослеживаются по простиранию этих склонов.

Ведущую роль в формировании этих зон, и в конседиментационных, и в постседиментационных условиях, играли крупные и протяженные разломы (межблоковые зоны) фундамента, по которым происходит ступенчатое погружение отдельных блоков в осадочном комплексе в сторону сопредельных прогибов. Месторождения восточного склона Непско-Ботуобинской антеклизы (Ярактинское, Дулисьминское, Верхнечонское, Среднеботуобинское, Тас-Юряхское) пространственно связаны с серией субмеридиональных межблоковых разломов в фундаменте, которая обуславливает ступенчатое погружение чехла в сторону Предбайкальского и Предпатомского прогибов. В подсолевом комплексе чехла эти дислокации представлены сопряженными линейными дизъюнктивами, которые и определяют блоковый характер большинства месторождений нефти и газа.

Аналогичная приуроченность характерна и для Юрубчено-Тохомского и Куюмбинского нефтегазоконденсатных месторождений в Байкитской антеклизе. Эти месторождения контролируются субширотной системой разломов, которая протягивается параллельно Иркинеевскому грабену от Енисейского кряжа на Сибирскую платформу [Базанов, 1999].

Второй тип связи месторождений с глубинными разломами фундамента платформы – их приуроченность к межблоковым системам и зонам, разделяющим разновозрастные геоструктуры. Примеры такого пространственного взаимоотношения – Собинское, Пайгинское, Иктехское нефтегазоконденсатные, Верхневилючанское нефтегазовое и Ковыктинское газоконденсатное месторождения.

Собинское и Пайгинское месторождения находятся в Катангской седловине, соединяющей Непско-Ботуобинскую и Байкитскую антеклизы. А Катангская седловина связана с крупной зоной глубинного разлома, разделяющего раннепалеозойскую Саяно-Енисейскую и средне-позднепалеозойскую Тунгусскую синеклизы.

Иктехское и Верхневилючанское месторождения расположены в Вилючанской седловине, которая, как и Катангская, осложнена глубинным разломом. По нему среднепалеозойская Ыгыатинская впадина отделяется от рифейского раннепалеозойского Предпатомского прогиба.

Положение Ковыктинского месторождения определяется Жигаловским глубинным разломом, также разделяющим разновозрастные блоки фундамента. В осадочном чехле этот разлом сопровождается сопутствующими ему нарушениями, которые и контролируют позицию уникального скопления газа.

Третий тип пространственной связи с разломами фундамента представлен месторождениями, примыкающими к крупным поперечным грабенам, осложняющим структуры этих месторождений. Типичные примеры связи месторождений с грабенами - Талаканское и Верхнечонское нефтегазоконденсатные месторождения.

Узкий грабен, выполненный рифейскими и нижневендскими отложениями, с толщиной повышенной в отношении сопредельных территорий, проходит вдоль южного края Талаканского месторождения. Он ограничивает с севера и Верхнечонское месторождение. Поперечный грабен меньшей амплитуды, разделяет Нижнехамакинское газоконденсатное и Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождения. Подобные грабены осложняют северную и южную части Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Не затрагивая связи месторождений нефти и газа с глубинными разломами (в системе: зоны межблоковых разграничений - генерация, миграция, аккумуляция УВ и т.д.), следует обратить внимание на вполне прикладной смысл этого пространственного взаимоотношения.

Крупные межблоковые дислокации фундамента обычно сопровождаются зонами повышенной трещиноватости и в осадочном чехле, что соответствует возникновению дополнительной трещинной проницаемости в отложениях, вмещающих нефть и газ. В породах древнего комплекса (рифей, венд-кембрий) трещиноватость может быть основным фактором повышения продуктивности скважин, и в карбонатных, и в терригенных горизонтах.

Характерная черта практически всех залежей, независимо от типа ловушки (антиклиналь, выступ фундамента, моноклиналь, флексура), - их продуктивность по площади месторождения определяется литологической изменчивостью - распределением свойств «коллектор» - «неколлектор», в пределах одного и того же горизонта. Причем, независимо от карбонатного или терригенными состава горизонта. Отсюда, при бурении повсеместно возникала кажущаяся «мозаичность» продуктивности по площади месторождения [Арчegov и др., 1999; Базанов, 1999; Альбом месторождений..., 2000].

Дальнейший анализ геологического строения месторождений, особенно детально разбуренных, с более плотной сетью разведочных скважин, показал, что наблюдаемая изменчивость коллекторов не хаотична, а тесно связана с элементами их блокового строения. Разломы фундамента заметно влияли и на конседиментационные условия осадконакопления будущих горизонтов-коллекторов, и, в дальнейшем, на развитие дополнительной трещинной

проницаемости в нефтегазонасыщенных горизонтах в связи с движениями блоков по тем же разломам. В равной мере это относится и к карбонатным, и к терригенным породам [Базанов, 1999].

Но выявление разломов с малой амплитудой в подсолевых отложениях осадочного чехла обычными методами поисково-разведочных работ (сейсморазведка, бурение) весьма затруднительно, что существенно осложняет процесс освоения промышленной продуктивности месторождений более экономичными объемами геофизических и буровых работ. Выявление блокового строения месторождений Сибирской платформы стало возможным лишь после длительного и детального их изучения, по методике Э.А. Базанова [Базанов, 1999; Альбом месторождений..., 2000], с комплексным анализом формирования залежей УВ, с изучением структур подсолевого и соленосного комплексов, и с привлечением такого косвенного фактора, как стратиграфическое положение осложняющих разрез трапповых силлов. В будущем, при поисково-разведочных работах, эта методика может использоваться в процессе их ведения. Прослеживание высокоамплитудной дизъюнктивной тектоники в соленосной части разреза может легко осуществляться по данным и ограниченного объема бурения. Такой анализ позволит сократить стоимость работ при освоении месторождений нефти и газа в подсолевых отложениях.

Блоковая модель месторождений будет уточняться с возможностью определения точного времени активизации движений по разломам, ограничивающим отдельные блоки, с характером относительных перемещений по ним. Ключом к таким вопросам может быть изучение последовательности процессов засоления коллекторов при выщелачивании и смены их карстообразованием в карбонатных отложениях, так как эти процессы исключают друг друга и не могут протекать одновременно.

Анализ гидродинамических и термобарических процессов, протекавших в разрезах изучаемых месторождений, а также фазового состояния флюидов (нефть, газ, конденсат, вода), выполненный во ВНИГРИ, дал возможность получить два весьма важных вывода об условиях формирования месторождений в венд-кембрийских и рифейских отложениях Сибирской платформы.

Во-первых, показана большая роль вертикального перераспределения УВ в процессе формирования залежей в современном их виде и, во-вторых, молодость самого формирования залежей. Естественно, речь идет не об абсолютном возрасте месторождений, а лишь о заключительном этапе их формирования. Заключительный этап переформирования месторождений нефти и газа был тесно связан с постплиоценовыми изменениями температурного поля в чехле, обусловленным как экзогенным снижением температуры разреза вследствие периодических климатических похолоданий, так и эндогенными

изменениями величины теплового потока. Последствием этого явилось формирование поля пониженных пластовых давлений в подсолевых отложениях региона вследствие проявления термоупругого эффекта из-за различного теплового расширения скелета породы и флюида (коэффициент температурного расширения у флюидов выше, чем у скелета породы) [Базанов, 1999]. Типичный пример преобразования залежей - Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение, которое в альпийское время было переформировано за счет интенсивного подъема обрамляющего Байкало-Патомского орогена.

Геологическим обоснованием является следующее положение. Толщина терригенных вмещающих основные залежи отложений возрастает с северо-запада на юго-восток, в направлении, противоположном современной структуре. Это дает основание предполагать, что в доальпийский период месторождение подчинялось палеоструктуре с нормальным распределением флюидов (газ-нефть-вода) с северо-запада на юго-восток, в сторону Предбайкальского прогиба. Значительная газонасыщенность нефти наблюдается не в замке современной структуры, а в средней части месторождения, что также свидетельствует о незавершенном процессе перераспределения газа в период перестройки структуры. Полосы продуктивных зон месторождения приурочены к наиболее поднятым приразломным участкам северо-восточного простирания, возле которых в период перестройки месторождения более интенсивно протекали процессы кальматации коллекторов. Отсюда газовая шапка месторождения сформировалась не в наиболее поднятой части структуры, а в ее средней части [Арчegov и др., 1999; Базанов, 1999; Альбом месторождений..., 2000].

Основные залежи крупных месторождений, как правило, сопровождаются залежами-сателлитами, сформированными выше по разрезу, что свидетельствует об активной роли разломов, межблоковых проводников флюидов вверх по разрезу, в прямом соответствии с законами гидродинамики. При этом, залежи-сателлиты бывают двух типов: чисто нефтяные (нефтяная залежь в преобразенском горизонте Верхнечонского месторождения) или газовые (газовая залежь в осинском горизонте Среднеботубинского месторождения и в осинском горизонте Верхнечонского месторождения). В обоих случаях эти залежи приурочены к наиболее тектонически нарушенным зонам. Отсутствие газа в залежи преобразенского горизонта Верхнечонского месторождения можно объяснить уже прошедшей здесь последующей дегазацией вверх по разрезу (в частности, в осинский горизонт).

Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления, контролируемая системами разломов, с северо-востока на юго-запад включает Куюмбинское и Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатные и Оморинское газоконденсатное месторождения [Арчegov и др., 1999].

Куюмбинское месторождение является первым месторождением, где была доказана промышленная нефтегазоносность рифейских карбонатных отложений не только в Восточной Сибири, но и в мире. В Юрубчено-Тохомском месторождении НГК приурочены к рифейским преимущественно карбонатным и вендским терригенным отложениям, в Оморинском месторождении газоносными являются вендские терригенные породы. Типы ловушек у первых двух - структурные, у последнего – литологический. Глубины залегания продуктивных горизонтов в месторождениях изменяются от 2120-2392 м (Куюмбинское) до 2247-2452 м (Юрубчено-Тохомское) и до 2408-2435 м (Оморинское).

По имеющимся многочисленным данным нефти Сибирской платформы относятся к единому генетическому типу, для которого характерно преобладание метановых УВ. Один из важных признаков УВ состава – преобладание изоалканов над n-алканами, повышенное содержание фитана. Это – преимущественно легкие нефти (для объектов Восточно-Сибирского экономического района (ВСЭР) они составляют до 85 %, Дальневосточного экономического района (ДВЭР) – 80-82 %). Нефти малосернистые (до 50 % для объектов ВСЭР и около 80% для ДВЭР), по большей части – маловязкие (< 5 Мпа·с). Доля высоковязких нефтей (> 30 Мпа·с) составляет около 0,2 % от суммарных запасов региона. Нефти Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений легкие – 0,829 и 0,824 г/см³, соответственно [Арчegov и др., 1999; Базанов, 1999; Альбом месторождений..., 2000].

В подсолевом комплексе обычно развито инверсионное поле пластовых давлений, формирование которого обязано проявлению пьезоконвекционного эффекта при вертикальной миграции газа по трещинам генерированным активным новейшим тектоногенезом.

В целом, из соотношения пластовых давлений в продуктивной и водонасыщенной частях месторождений достаточно четко устанавливается заключительный этап их переформирования: сартанское время (50-80 тыс. лет тому назад). Факт широкого вертикального перераспределения УВ в регионе подтверждают геохимические данные по составу свободных и водорастворенных газов, жирность которых уменьшается вверх по разрезу.

Следует отметить, что все рассмотренные особенности формирования месторождений Сибирской платформы в венд-кембрийских и рифейских отложениях, их пространственная приуроченность к разломным зонам не являются лишь точкой зрения авторов. Они базируются на детальном анализе геологического строения наиболее крупных месторождений Сибирской платформы, результаты которого изложены в серии работ геологов ВНИГРИ [Арчegov и др., 1999; Базанов, 1999; Альбом месторождений..., 2000].

Прогноз открытий крупных и уникальных месторождений нефти и газа

Поскольку нефтегазоносность земель контролируется генерацией, аккумуляцией и сохранностью УВ, территорию платформы можно разделить на блоки благоприятные и неблагоприятные. Полоса благоприятных блоков, в пределах которой наблюдается наилучшее сочетание положительных тектонических, литологических, геохимических и других показателей нефтегазоносности, охватывает Непско-Ботуобинскую, Катангскую и Байкитскую нефтегазоносные области. Это наиболее богатые по нефти и газу области с доказанной нефтегазоносностью! Существенной особенностью залежей газа в месторождениях Лено-Тунгусской провинции является высокое содержание гелия (от 0,22 до 0,56 %). Этот действительно «золотой пояс нефтегазоносности» можно было бы назвать и «поясом гелиеносности России». Здесь разведано 4 млрд. м³ гелия. И этот «бумеранг» (воздастся и откликнется) Непско-Ботуобинская – Катангская – Байкитская НГО следует назвать главной *мегазоной нефтегазонакопления и нефтегазоносности* в пределах Лено-Тунгусской НГП (рис. 3).

Анализ сопоставления параметров блокового строения Сибирской платформы с оценкой ресурсов и запасов углеводородов позволил осуществить прогноз малоизученных территорий.

Перспективным методом прогноза нефтегазоносности и открытия новых месторождений нефти и газа является метод имитационного моделирования будущих открытий. В пределах главного «золотого пояса» нефтегазоносности возможно открытие 5-6 крупных месторождений нефти и газа, а в северной части Хатангско-Вилуйской НГП предполагается выявить до семи крупных месторождений УВ; рентабельных для промышленного освоения.

Перспективы дальнейшего развития теоретических основ прогноза нефтегазоносности

Развитие концепции блоковой делимости литосферы – наиболее полно отражает тектоническую неоднородность нефтегазоносных бассейнов, которая определяет фациальные обстановки, скорости накопления и мощности осадков, концентрирующих органическое вещество, термодинамические условия генерации и последующие стадии онтогенеза углеводородов. В зависимости от типов и свойств разломов, литологических параметров чехла, их соотношений в палео- и современном планах моделируется и картируется положение и границы продуктивности очагов нефтегазообразования, зоны нефтегазонакопления, резервуары, коллекторы, покрышки и ловушки в пределах систем блоков, особенности сочленения самих блоков – межблоковых систем и зон.

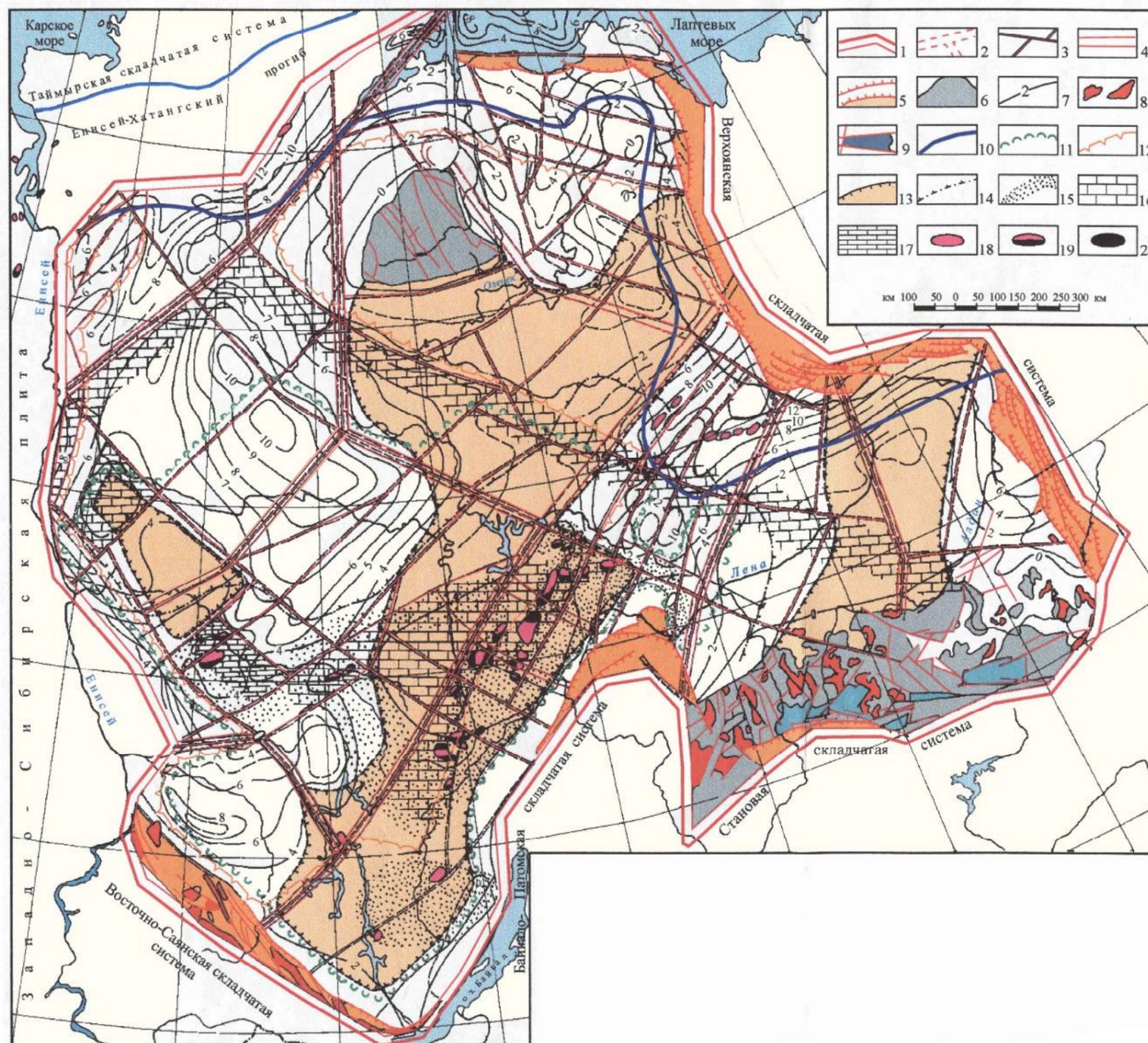


Рис. 3. Блоковый контроль показателей нефтегазоносности Сибирской платформы

Межблоковые системы и зоны: 1-2 – выполняющие роль структурных швов (1 – внешних, ограничивающих фундамент платформы; 2 – внутренних, разделяющих блоки разного возраста консолидации и состава); 3-4 – внутриблоковые (3 – субрегиональные, 4 – зональные); 5 – зона развития надвигов и покровно-надвиговых дислокаций; 6 – выходы пород архейско-протерозойского фундамента на дневную поверхность; 7 – изогипсы поверхности фундамента, км; 8 – гранитоиды; 9 – угленосные впадины (юра-мел); 10 – границы нефтегазоносных провинций – Хатангско-Вилюйской и Лено-Тунгусской; 11 – границы и площадь солеродного бассейна; 12 – границы распространения траппов; 13 – границы распространения и площади отсутствия рифейских отложений; 14 – граница распространения терригенных коллекторов; 15 – зоны улучшенных терригенных коллекторов в нефтегазоносных комплексах; 16 – венд-кембрийском; 17 – рифейском. Месторождения: 18 – газовые, газоконденсатные; 19 – нефтегазовые, газонефтяные, нефтегазоконденсатные; 20 – нефтяные.

В пределах последних происходят различные тектонические смещения, наблюдаются активные процессы миграции жидких и газообразных флюидов, к ним приурочены зоны высокого конвективного выноса тепла, структурно-формационных замещений, выклинивания литологических тел и связанных с ними нефтегазоносных комплексов, изменения проницаемости пород и других характеристик земной коры и протекающих в ней процессов.

Сегодня в нефтегазоносных провинциях на территории Российской Федерации подавляющее большинство антиклинальных ловушек, особенно простых и в верхних горизонтах осадочного чехла выявлено и разведано. Наступила пора открытия и освоения новых нефтегазогеологических объектов, связанных с обнаружением сложных резервуаров, продуктивность которых определяется неоднородностью нефтегазоносного комплекса и, прежде всего, характером распределения коллектора. Появились многочисленные свидетельства того, что решающим фактором нефтегазоносности становится неоднородность распределения коллекторов, контролируемая блоковым строением территории.

Упорядочение представлений и выяснение характера соотношений, масштабов и иерархии блоковых и межблоковых форм весьма актуально в связи с тектоническим и нефтегазогеологическим районированием территории России и прогнозом новых объектов поиска углеводородов.

Литература

Альбом месторождений нефти и газа в рифейских и венд-кембрийских отложениях Восточной Сибири. Красноярский край, Эвенкийский автономный округ, Иркутская область, Республика Саха (Якутия) /Под ред. М.Д. Белонина, В.Б. Арчегова. - СПб.: ВНИГРИ, 2000. – 32 с.

Арчегов В.Б., Базанов Э.А., Забалуев В.В., Кулик Г.Д. Блоковая делимость и нефтегазоносность Сибирской платформы //Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений. Т. 1. Фундаментальные основы нефтяной геологии. – СПб.: 1999. – С. 156-162.

Базанов Э.А. Особенности геологического строения месторождений нефти и газа Западной Якутии и проблемы освоения этих месторождений //Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы Дальневосточного экономического района, углеводородных ресурсов шельфа морей Северо-Востока и Дальнего Востока России. Сб. докл. - СПб.: ВНИГРИ, 1999. – С. 284-289.

Рецензент: Григоренко Юрий Николаевич, доктор геолого-минералогических наук.

Archegov V.B.

Saint-Petersburg State Mining institute (technical university), Saint-Petersburg, Russia, varchegov@spmi.ru

STRUCTURE, PETROLEUM POTENTIAL AND CONTROL FACTORS OF HYDROCARBON ACCUMULATION ZONES IN ANCIENT COMPLEX OF SIBERIAN PLATFORM

The high mobility of Siberian platform during all stages and phases of its development provided duration, multiplicity of forms and ways of naphthides migration, specificity of structures hosting the oil-and-gas fields. The uniqueness of numerous hydrocarbon accumulations in Siberian platform with approach to their reasons have been shown on the base of systematized complex of diversified parameters (that reflects the oil-and-gas fields' structures) and peculiarities of their potential. The reasons for the uniqueness have been described.

Hydrocarbons (HC) productive is connected with the elongated reservoir rocks zones with higher permeability. Their formation was connected with large inter-block faults in the platform basement. Three types of structural links between HC fields and such fault zones may be distinguished. Associated fractures developed under Cambrian salt beds provide the block structures of oil-and-gas fields. Accumulations of oil-and-gas are distributed heterogeneously over areas due to variations in reservoir rocks permeability (terrigenous and carbonate). Their "mosaic" character is not chaotic – it is connected with the "supplementary" fractioning development in the latest phase of orogeny.

Key words: *Siberian platform, tectonic activity, block structure, petroleum potential, reservoirs, petroleum prospects.*

References

Al'bom mestoroždenij nefi i gaza v rifejskij i vend-kembrijskij otloženijah Vostočnoj Sibiri. Krasnoârskij kraj, Èvenkijskij avtonomnyj okrug, Irkutskâ oblast', Respublika Saha (Âkutiâ) /Pod red. M.D. Belonina, V.B. Arčegova. - SPb.: VNIGRI, 2000. – 32 s.

Arčegov V.B., Bazanov È.A., Zabaluev V.V., Kulik G.D. Blokovaâ delimost' i neftegazonosnost' Sibirskoj platformy //Neftegazovaâ geologiâ na rubeže vekov. Prognoz, poiski, razvedka i osvoenie mestoroždenij. T. 1. Fundamental'nye osnovy neftânoj geologii. – SPb.: 1999. – S. 156-162.

Bazanov È.A. Osobennosti geologičeskogo stroeniâ mestoroždenij nefi i gaza Zapadnoj Âkutii i problemy osvoeniâ ètih mestoroždenij //Perspektivy razvitiâ i osvoeniâ toplivno-ènergetičeskoy bazy Dal'nevostočnogo èkonomičeskogo rajona, uglevodorodnyh resursov šel'fa morej Severo-Vostoka i Dal'nego Vostoka Rossii. Sb. dokl. - SPb.: VNIGRI, 1999. – S. 284-289.