

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/42\\_2017](https://doi.org/10.17353/2070-5379/42_2017)

УДК 551.24:553.981/.982.2(571.56)

**Арчegov В.Б., Нефедов Ю.В.**Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия, [yurijnefedov@yandex.ru](mailto:yurijnefedov@yandex.ru)

## **ФАКТОРЫ РЕГИОНАЛЬНОГО КОНТРОЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ДРЕВНИХ КОМПЛЕКСАХ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ**

*Общей закономерностью распространения нефтегазовых месторождений Сибирской платформы является их пространственная связь с разломами фундамента, а именно: приуроченность к склонам антеклиз древнего заложения, обращенным в сторону сопряженных одновозрастных прогибов; приуроченность ряда месторождений к межблоковым системам и зонам, разделяющим разновозрастные геоструктуры; примыкание месторождений к зонам крупных поперечных грабенов, осложняющих структуры этих месторождений. Характерной чертой геологического строения всех залежей является то, что независимо к какому типу структуры они приурочены, распределение продуктивной нефтегазоносности по площади месторождения определяется литологической изменчивостью вмещающих отложений, а разломная тектоника существенно влияет на консидиментационные условия распространения коллекторов и возникновение дополнительной трещинной проницаемости. Анализ гидродинамических и термобарических процессов, протекавших в разрезах месторождений позволил сделать выводы о большой роли вертикального перераспределения углеводородов в процессе формирования залежей в современном их виде и о молодости самого процесса переформирования залежей в постплиоценовое время.*

**Ключевые слова:** геологическое строение, разломы фундамента, формирование залежей углеводородов, залежи нефти и газа, вертикальное распределение углеводородов, Сибирская платформа.

Для обширной территории Сибирской платформы число открытых месторождений крайне мало. Но и это количество позволяет сделать предварительные выводы об общих для них закономерностях – пространственной приуроченности, сходстве геологического строения и условиях формирования [Альбом месторождений..., 2000].

Наиболее крупные месторождения, как известно из мировой практики по другим нефтегазоносным регионам, на Сибирской платформе также, в основном, приурочены к склонам антеклиз древнего заложения (Непско-Ботуобинской, Байкитской), обращенным в сторону сопряженных одновозрастных прогибов. Обычно их продуктивность обусловлена наличием протяженных зон улучшенных коллекторов в терригенных и карбонатных отложениях, прослеживаемых по простираанию этих склонов.

Важную роль в формировании этих зон в консидиментационных и постседиментационных условиях играют крупные и протяженные разломы (межблоковые зоны) фундамента, по которым происходит ступенчатое погружение отдельных блоков в

осадочном комплексе в сторону сопредельных прогибов. В частности, месторождения восточного склона Непско-Ботуобинской антеклизы (Ярактинское, Дулисьминское, Верхнечонское, Среднеботуобинское, Тас-Юряхское нефтегазоконденсатные месторождения) пространственно связаны с серией межблоковых зон (разломов) фундамента субмеридионального простирания, которая обуславливает ступенчатое погружение чехла от нее в сторону Предбайкальского и Предпатомского прогибов. В чехле, в частности в подсолевом комплексе, эти дислокации фундамента сопровождаются пространственно сопряженными линейными дизъюнктивами, которые и определяют блоковый характер месторождений (рис. 1).

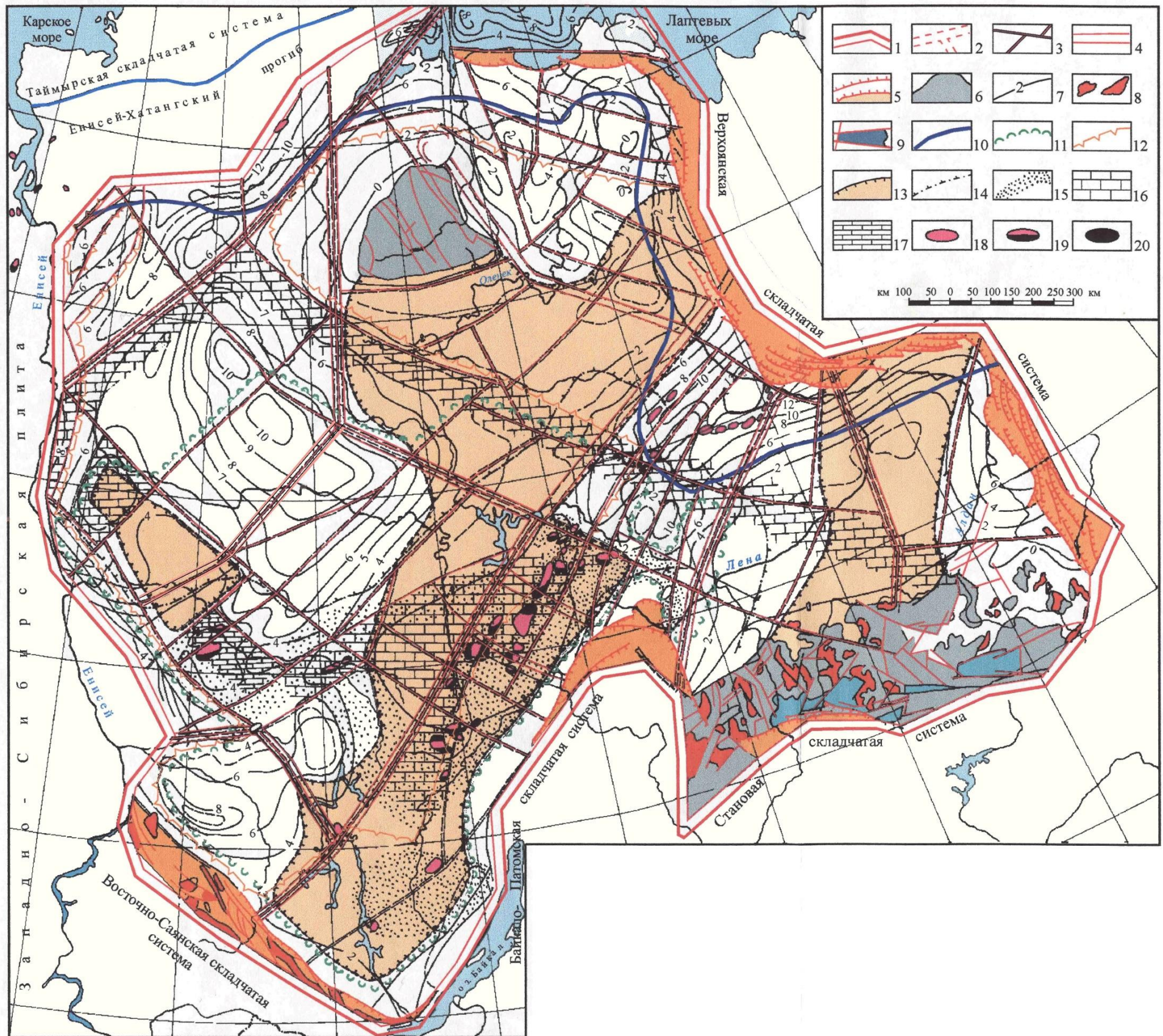
Аналогичная картина пространственной приуроченности характерна также для Юрубчено-Тохомского и Куюмбинского нефтегазоконденсатных месторождений Байкитской антеклизы. Месторождения контролируются системой разломов субширотного простирания, которая протягивается параллельно Иркинеевскому грабену от Енисейского орогена вглубь Сибирской платформы [Базанов, 1999].

Вторым типом пространственной связи месторождений Сибирской платформы с глубинными разломами фундамента является приуроченность ряда месторождений к межблоковым системам и зонам, разделяющим разновозрастные геоструктуры. Примерами подобного типа пространственного взаимоотношения являются Собинское, Пайгинское, Иктехское нефтегазоконденсатные, Верхневилучанское нефтегазовое и Ковыктинское газоконденсатное месторождения.

Собинское и Пайгинское месторождения приурочены к Катангской седловине, соединяющей Непско-Ботуобинскую и Байкитскую антеклизы. В свою очередь, Катангская седловина связана с крупной зоной глубинного разлома, разделяющего раннепалеозойскую Саяно-Енисейскую и средне-позднепалеозойскую Тунгусскую синеклизы.

Иктехское и Верхневилучанское месторождения расположены в пределах Вилучанской седловины, которая, также, как и Катангская седловина, осложнена глубинным разломом. По нему среднепалеозойская Ыгыаттинская впадина отделяется от рифейского раннепалеозойского Предпатомского прогиба.

Положение Ковыктинского месторождения определяется Жигаловским глубинным разломом, разделяющим блоки разновозрастного фундамента. В осадочном чехле этот разлом сопровождается системой сопутствующих тектонических нарушений, которые и контролируют данное месторождение.



**Рис. 1. Основные тектонические и литологические показатели нефтегазоносности в блоковой структуре Сибирской платформы**

1 - 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 древнюю поверхность; 7 – изогипсы поверхности фундамента, км; 8 – гранитоиды; 9 – угленосные впадины (юра-мел); 10 – границы Хатангско-Вилуйской и Лено-Тунгусской нефтегазоносных провинций; 11 – границы и площадь солеродного бассейна; 13 – границы распространения траппов; 14 – граница распространения терригенных коллекторов; 15 – зоны улучшения терригенных коллекторов в нефтегазоносных комплексах; 16 – венд-кембрийском; 17 – рифейском; 18 – газовые месторождения, 19 – газо- и нефтегазоконденсатные месторождения; 20 – нефтяные месторождения.

Третьим типом пространственной связи месторождений с разломами фундамента являются месторождения, примыкающие к зонам крупных поперечных грабенов, осложняющих структуры этих месторождений. Типичными примерами связи месторождений с грабенами выступают Талаканское и Верхнечонское нефтегазоконденсатные месторождения.

Узкий грабен, выполненный рифейскими и нижневендскими отложениями с повышенной по отношению к сопредельным территориям толщиной, проходит вдоль южного края Талаканского месторождения. Он же ограничивает с севера Верхнечонское месторождение. Поперечный грабен, но меньшей амплитуды, разделяет Нижнехамакинское газоконденсатное и Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождения. Подобные же грабены осложняют северную и южную части Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Не касаясь дискуссионных вопросов генетической связи нефтяных и газовых месторождений с зонами глубинных разломов (системами и зонами межблоковых разграничений - генерация, миграция, аккумуляция углеводородов (УВ) и проч.), ниже рассматривается лишь прикладное значение этого пространственного взаимоотношения.

Зоны крупных межблоковых дислокаций фундамента обычно сопровождаются повышенным трещинно- и разломообразованием в осадочном чехле. Это способствует возникновению дополнительной трещинной проницаемости вмещающих нефть и газ отложений. В условиях древнего комплекса пород (рифей, венд-кембрий) последняя может быть основным фактором повышения продуктивности скважин как в карбонатных, так и в терригенных коллекторах.

Характерной чертой геологического строения всех залежей является то, что независимо к какому типу структуры (антиклиналь, выступ фундамента, моноклиналь, флексура) они приурочены, распределение продуктивной нефтегазоносности по площади месторождения определяется литологической изменчивостью вмещающих отложений (распределением «коллектор-неколлектор» в пределах данного продуктивного горизонта [Альбом месторождений..., 2000]), независимо от того представлен ли горизонт карбонатными или терригенными отложениями. Отсюда в процессе бурения возникает повсеместно наблюдаемая кажущаяся мозаичность в распределении продуктивности по площади месторождения. Последующий анализ геологического строения месторождений, особенно наиболее детально разбуренных, с более плотной сеткой разведочных скважин, показал, что наблюдаемая изменчивость коллекторов не хаотична, а тесно связана с их блоковым строением. Разломная тектоника, определявшая блоковую делимость земной коры, существенно влияла как на конседиментационные условия распределения коллекторов, так и на возникновение

дополнительной трещинной проницаемости в нефтегазонасыщенных горизонтах при последующих движениях блоков по этим разломам. В равной степени это относится к карбонатным и терригенным породам. Но выявление малоамплитудных разломов в подсоловых отложениях обычными геолого-геофизическими методами (сейсморазведка, бурение) в процессе проведения поисково-разведочных работ весьма затруднительно, что существенно осложняет процесс освоения промышленной продуктивности месторождений более экономичными объемами геофизических и буровых работ. Выявление блокового характера геологического строения месторождений Сибирской платформы стало возможным лишь в процессе длительного, последовательного и детального их изучения, с использованием методики Э.А. Базанова [Альбом месторождений..., 2000; Базанов, 1999], комплексного анализа истории формирования залежей УВ в сочетании с изучением соотношения структуры подсолового и соленосного комплексов, а также с привлечением такого косвенного признака, как стратиграфическое положение осложняющих разрез трапповых силлов. При проведении и наращивании поисково-разведочных работ эту методику можно использовать уже в процессе их осуществления, так как прослеживание высокоамплитудной дизъюнктивной тектоники в соленосной части разреза достаточно легко осуществлять по сравнительно ограниченному объему бурения, а это, в свою очередь, позволяет сократить объем дорогостоящих работ по промышленному освоению месторождений нефти и газа в подсоловых отложениях.

Блоковая модель формирования месторождений будет более обоснованной, если появится возможность расшифровать время активизации тектонических движений по разломам, ограничивающим отдельные блоки, а также время положительных и отрицательных движений по ним. Ключом к пониманию этих вопросов могло бы служить изучение последовательной смены процессов засоления коллекторов процессами выщелачивания и карстообразования в карбонатных отложениях, поскольку данные природные явления взаимоисключают друг друга и не могут протекать одновременно. Но, к сожалению, последнее возможно лишь при наличии представительного керна по достаточно большому количеству скважин.

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 переформирования. Этот этап переформирования месторождений нефти и газа 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 в результате проявления термоупругого эффекта из-за различного теплового расширения скелета породы и флюида (коэффициент температурного расширения у флюидов выше, чем у скелета породы). Типичный пример преобразования залежей - Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение, которое в альпийское время переформировано за счет интенсивного подъема обрамляющего Байкало-Патомского орогена [Крайчик, 1999].

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.

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 преображенском горизонте Верхнечонского месторождения) или газовые (газовая залежь в осинском горизонте Среднеботуобинского месторождения и осинском горизонте Верхнечонского месторождения). В обоих случаях эти залежи приурочены к наиболее тектонически нарушенным зонам. Отсутствие газа в залежи преображенского 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, 1999б].

Куюмбинское месторождение - первое месторождение, где была доказана промышленная нефтегазоносность рифейских карбонатных отложений не только в Восточной Сибири, но и в мире. В Юрубчено-Тохомском месторождении нефтегазовые комплексы 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 они составляют до 85%, Дальневосточного экономического района – 80-82%). Нефти малосернистые (до 50% для объектов Восточно-Сибирского экономического района и около 80% для Дальневосточного экономического района), по большей части – маловязкие (< 5 Мпа·с). Доля высоковязких нефтей (> 30 Мпа·с) составляет около 0,2% от суммарных запасов региона [Арчegov, 1999а; Арчegov, 2006]. Нефти Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений – легкие (0,829 и 0,824 г/см<sup>3</sup>, соответственно) [Альбом месторождений..., 2000; Базанов, 1999].

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 [Базанов, 1999].

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 и геохимические данные по составу свободных и водорастворенных газов, жирность которых уменьшается вверх по разрезу.

В заключение следует отметить, что все выше описанные особенности формирования месторождений Сибирской платформы в венд-кембрийских и рифейских отложениях, равно как и их пространственная приуроченность к разломным зонам, не являются лишь

субъективной точкой зрения авторов, а обосновываются детальной проработкой геологического строения всех наиболее крупных месторождений Сибирской платформы, результаты которой изложены в серии работ геологов ВНИГРИ ([Альбом месторождений..., 2000; Арчegov, 1999б; Базанов, 1999] и др.).

### 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. Арчegov. - СПб.: ВНИГРИ, 2000. – 32 с.

*Арчegov 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.

*Арчegov В.Б., Смыслов А.А., Козлов А.В., Степанов В.А.* Природные битумы Сибирской платформы и перспективы их освоения // Природные битумы и тяжелые нефти: сборник материалов Международной научно-практической конференции. – СПб.: Недра, 2006. – С. 347-357.

*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: сборник докладов. - СПб.: ВНИГРИ, 1999. – С. 284-289.

Блоковая делимость литосферы и полезные ископаемые / В.Б. Арчegov, В.В. Забалуев. - СПб.: ВНИГРИ, 1999. – 106 с.

*Крайчик М.С.* О влиянии геолого-структурных условий Сибирской платформы на поле пластовых давлений // Блоковое строение земной коры и нефтегазоносность: сборник докладов. – СПб.: ВНИГРИ, 1999. – С. 57-58.



**Archegov V.B., Nefedov Y.V.**

Saint-Petersburg mining University, Saint-Petersburg, Russia, yurijnefedov@yandex.ru

## REGIONAL CONTROL FACTORS OF FORMATION AND DEPOSITION OF PETROLEUM ACCUMULATION IN ANCIENT SEQUENCES OF THE SIBERIAN PLATFORM

*The general picture of Siberian Platform petroleum accumulation distribution is their spatial connection with the basement faults, namely: the confinement to the ancient basement anteklise slopes, facing the conjugate one-age bends; number of accumulations confinement with interblock systems and zones that separate geological structures of different ages; the adjoining of sequences to the zones of large transverse grabens, which complicate the structures of these sections. A geological structure characteristic feature of all the accumulations is that the distribution of productive oil and gas potential over the area of the accumulation is determined by the lithological variability of the enclosing sediments regardless of what structural type they would not be confined, and fault tectonics significantly affects the conditions of collectors distribution of and the occurrence of additional fracture permeability. Analysis of hydrodynamic and thermobaric processes occurring in the accumulations sections makes it possible to draw conclusions about the great role of vertical redistribution of hydrocarbons in the process of reservoir formation in their state of the art and the youth of the accumulations reformation process in the Post-Pliocene period.*

**Keywords:** geological structure, basement faults, formation of accumulation, petroleum accumulation, vertical distribution of hydrocarbons, Siberian Platform.

### References

Album of oil and gas accumulation in the Riphean and Vendian-Cambrian sequences of Eastern Siberia. Krasnoyarsk Territory, Evenki Autonomous Area, Irkutsk Region, Republic of Sakha (Yakutia) / Pod red. M.D. Belonina, V.B. Archegova. St. Petersburg, VNIGRI, 2000, 32 p.

Archegov V.B., Bazanov E.A., Zabaluev V.V., Kulik G.D. *Blokovaya delimost' i neftegazonosnost' Sibirskoy platformy* [Tectonic blocks divisibility and oil and gas potential of the Siberian Platform]. Neftegazovaya geologiya na rubezhe vekov. Prognoz, poiski, razvedka i osvoenie mestorozhdeniy. T. 1. Fundamental'nye osnovy neftyanoy geologii. St. Petersburg, 1999, p. 156-162.

Archegov V.B., Smyslov A.A., Kozlov A.V., Stepanov V.A. *Prirodnye bitumy Sibirskoy platformy i perspektivy ikh osvoeniya* [Bitumens of the Siberian Platform and prospects for their development]. Prirodnye bitumy i tyazhelye nefti: sbornik materialov Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. St. Petersburg, Nedra, 2006, p. 347-357.

Bazanov E.A. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya mestorozhdeniy nefti i gaza Zapadnoy Yakutii i problemy osvoeniya etikh mestorozhdeniy* [Features of the geological structure of oil and gas fields in Western Yakutia and the problems of development of these accumulation]. Perspektivy razvitiya i osvoeniya toplivno-energeticheskoy bazy Dal'nevostochnogo ekonomicheskogo rayona, uglevodorodnykh resursov shel'fa morey Severo-Vostoka i Dal'nego Vostoka Rossii: sbornik dokladov. St. Petersburg, VNIGRI, 1999, p. 284-289.

*Blokovaya delimost' litosfery i poleznye iskopaemye* [Tectonic blocks divisibility of the lithosphere and minerals] / V.B. Archegov, V.V. Zabaluev. St. Petersburg, VNIGRI, 1999, 106 p.

Kraychik M.S. *O vliyaniy geologo-strukturnykh usloviy Sibirskoy platformy na pole plastovoykh davleniy* [On the influence of the geological-structural conditions of the Siberian Platform on the petroleum field of reservoir pressures]. Blokovoe stroenie zemnoy kory i neftegazonosnost': sbornik dokladov. . St. Petersburg, VNIGRI, 1999, p. 57-58.

© **Арчегов В.Б.**, Нефедов Ю.В., 2017