

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/38_2019

УДК 553.98:551.763.1(571.121)

Ершов С.В.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук» (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, ErshovSV@ipgg.sbras.ru

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В БЕРРИАС-НИЖНЕАПТСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА

Рассмотрены стратиграфическая приуроченность и закономерности вертикального распределения залежей углеводородов в берриас-нижнеаптских отложениях северных районов Западной Сибири. Дан прогноз о роли ачимовского нефтегазоносного комплекса в структуре геологических запасов углеводородов берриас-нижнеаптских отложений в пределах наиболее погруженных и наименее изученных бурением районов Западно-Сибирского осадочного бассейна. В основе исследований лежат данные по 184 месторождениям нефти и газа, в пределах которых в берриас-нижнеаптских отложениях выявлено более 1500 залежей.

***Ключевые слова:** берриас-нижнеаптские отложения, ачимовский нефтегазоносный комплекс, геологические запасы углеводородов, стратиграфическая приуроченность залежей, вертикальное распределение залежей, Западно-Сибирский осадочный бассейн.*

Основные закономерности размещения залежей углеводородов в мезозойских отложениях Западной Сибири

Выявление закономерностей размещения залежей нефти и газа является важной задачей при изучении нефтегазоносных бассейнов. Ее решение позволяет более точно осуществлять прогноз перспективности как отдельных стратиграфических комплексов, так и территорий и способствует повышению эффективности проведения нефтегазопоисковых работ. Изучением закономерностей размещения залежей углеводородов (УВ) в мезозое Западной Сибири в разное время занимались В.Н. Бородкин, В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, Л.М. Бурштейн, Ф.Г. Гулари, В.П. Казаринов, Ю.Н. Карогодин, А.Э. Конторович, В.Д. Наливкин, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, А.П. Соколовский, А.А. Трофимук, Э.Э. Фотиади, В.И. Шпильман и многие другие исследователи.

В начале 1960-х гг. в работе Ф.Г. Гулари, В.П. Казаринова, И.И. Нестерова, Н.Н. Ростовцева, А.А. Трофимука в соавторстве с другими геологами [Гулари и др., 1963] сформулирована общая закономерность, определяющая размещение нефтяных и газовых месторождений в пределах Западно-Сибирской равнины, которая заключалась в том, что вся центральная часть равнины и примыкающие к ней склоны являются обширнейшей ареной нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Причем все выявленные нефтяные и газовые

залежи в основном приурочены к толще осадков обширного трансгрессивного цикла, охватывающего верхнюю юру, валанжин, готерив и баррем. Отмечалось также приуроченность нефтяных и газовых залежей к структурам раннего заложения и длительного развития. В конце 60-х гг. прошлого столетия эти закономерности уточнены и дополнены Ф.Г. Гурами, А.Э. Конторовичем и Э.Э. Фотиади [Гурами и др., 1967а, б], совместно с коллегами сформулированы для мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты с позиции теории органического происхождения нефти и газа.

Для нефтегазоносных бассейнов с «нормальным» строением ниже приведены их характеристики. Зонами нефтегазообразования являются крупные отрицательные структуры, которые испытывали длительное и устойчивое прогибание, а основная часть месторождений расположена на крупных поднятиях, примыкающих к таким депрессиям. Кроме того, зоны нефтегазообразования приурочены к зонам повышенного содержания в породах органического вещества (ОВ) и битумоидов, а внешние их контуры жестко контролируются градациями катагенеза ОВ. Зоны нефтенакпления, как правило, размещаются в центральных районах нефтегазоносных бассейнов, а зоны газонакпления - на бортах. Наблюдается также вертикальная зональность в изменении физико-химических характеристик нефтей, которая выражается в уменьшении вниз по разрезу плотности нефтей, содержания в них серы и асфальтово-смолистых веществ, и увеличения выхода светлых фракций и содержания твердых УВ. Еще одна закономерность состоит в значительном увеличении в зонах интенсивного развития дизъюнктивных нарушений этажа нефтегазонасыщения. Отмечалось также, что большое значение для формирования залежей нефти и газа имеет наличие в нефтегазоносном бассейне надежно экранирующих толщ, обладающих площадным распространением.

Анализ фактического материала, полученного в 1960-е гг. по Западно-Сибирскому нефтегазоносному бассейну, позволил сделать вывод о том, что возникновение залежей УВ и их размещение в мезозойских терригенных отложениях Западно-Сибирской провинции контролируется тремя группами факторов [Гурами и др., 1972; Конторович и др., 1972]. К первой группе относятся тип рассеянного ОВ, его количество и градация катагенеза, ко второй – литолого-фациальные условия и тектонические движения, к третьей – гидрогеологические условия и геотермический режим в осадочном бассейне.

По мере накопления фактического материала о геологическом строении Западно-Сибирского бассейна и размещении в нем месторождений и залежей УВ стали появляться результаты исследований по отдельным регионам. Анализ нефтяных месторождений Нижневартовского района, проведенный сотрудниками «Гипротюменьнефтегаз» в начале 1970-х гг. [Онищук и др., 1972], подтвердил ранее выявленные региональные закономерности о приуроченности месторождений к поднятиям, примыкающим к депрессиям. К тому времени

в Нижневартовском районе открыто 15 нефтяных месторождений, в которых насчитывалось 60 залежей в юрских и неокомских отложениях. Скопления УВ в юрских отложениях оказались приурочены к поднятиям, расположенным в непосредственной близости от Колтогорского мегапрогиба, который испытывал длительное и устойчивое погружение. В неокомских отложениях этого района зональность в размещении залежей определялась главным образом закономерностями распространения пластов-коллекторов и покрышек. Для разделения ловушек в нижнемеловых пластах Сургутского и Нижневартовского сводов на нефтеносные и пустые, Ф.К. Салманов использовал набор геохимических и структурных параметров, так как для прогноза нефтеносности важны степень преобразованности ОВ и структурное положение поднятия, с которым связана ловушка [Салманов, 1974]. Исследования показали, что для разных пластов благоприятные соотношения параметров различаются.

В 1975 г. большим коллективом авторов опубликована монография «Геология нефти и газа Западной Сибири, которая явилась обобщением комплексного изучения Западно-Сибирской плиты, в том числе закономерностей размещения в ее пределах залежей УВ» [Конторович и др., 1975]. Кроме того, авторы представили распределение в Западно-Сибирской провинции геологических ресурсов и запасов нефти по нефтегазоносным горизонтам.

Ю.Н. Карогодин и А.А. Нежданов (1988 г.) рассмотрели пространственно-временные закономерности размещения залежей нефти и газа в разрезах верхнеюрско-меловых отложений Западно-Сибирской плиты с позиции седиментационной цикличности. Проведенные исследования позволили сделать вывод, что залежи УВ в большинстве случаев связаны с регрессивными и финально-регрессивными частями циклитов, тел отвечающим седиментационным циклам.

Анализ размещения месторождений нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне, проведенный специалистами СибНАЦ [Бочкарев и др., 2007; Брехунцов и др., 2011], показал, что краевые месторождения находятся на расстоянии 100–400 км от бортов мегабассейна. На его периферии основным фактором контролирующим месторождения является промытость недр и низкий катагенез. Во внутренних районах мегабассейна в каждом из нефтегазоносных комплексов (НГК) отмечаются свои закономерности размещения залежей УВ. Например, в складчатом фундаменте выявленные залежи приурочены к зонам выклинивания юрских отложений. Залежи в нижней юре тяготеют к краевым частям распространения нижнеюрских отложений. Средне- и верхнеюрские залежи контролируются развитием пластов Ю₂–Ю₄ в средней и пластах Ю₁, СГ а также П в верхней юре. Кроме того, авторами проанализирована стратиграфическая локализация залежей УВ, а также их латеральная закономерность

размещения в каждой из нефтегазоносных областей Западной Сибири.

Ряд исследователей в распределении залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западной Сибири отводят важную роль палеогеографическому фактору [Конторович и др., 1967, 1971, 2013; Бочкарев, 1978; Бородкин и др., 1980; Казаненков и др., 2019]. От этого фактора зависит не только распределение флюидоупоров и коллекторских горизонтов, от фациального состава вмещающих пород наблюдается также зависимость фазового состояния УВ. О.М. Мкртчяном с коллегами с позиции клиноформной модели строения нижнего мела указано, что основная нефтегазоносность неокомского комплекса связана с мелководноморскими отложениями [Мкртчян и др., 1986а, б]. От периферийной к центральной части раннемелового бассейна отмечается тенденция перемещения благоприятных для нефтегазонакопления литолого-фациальных зон вверх по разрезу.

Вопросы пространственного размещения залежей УВ в юрско-меловых резервуарах северных районов Западной Сибири рассматривались в работах ряда исследователей. Анализ распределения залежей нефти и газа в юрско-меловых резервуарах Ямало-Карского региона, проведенный специалистами ИНГГ СО РАН, показал, что наиболее крупные скопления приурочены к определенным стратиграфическим уровням [Казаненков и др., 2014]. Большая часть запасов сконцентрирована в верхних пластах проницаемых комплексов аален-байосского, батского, баррем-нижнеаптского, аптского и альб-сеноманского региональных резервуаров. Согласно проведенному анализу в среднеюрских резервуарах преобладают газоконденсатные залежи, в баррем-нижнеаптском – газоконденсатные, газонефтяные и нефтяные залежи. В аптском резервуаре прогнозируется открытие как газовых и газоконденсатных залежей, так и газонефтяных, а альб-сеноманский региональный резервуар будет содержать залежи только сухого газа. О.Г. Кананыхиной и В.А. Скоробогатовым (2016 г.) установлено, что от районов Среднего Приобья в северном направлении отмечается закономерность снижения общего числа скоплений жидких УВ и величины геологических запасов нефти по месторождениям и залежам.

Закономерности вертикального и латерального размещения залежей нефти в неокомском продуктивном комплексе с позиции его клиноформного строения рассмотрены ранее автором С.В. Ершовым (2004 г.) на примере Северного Приобья Западной Сибири. Проведенные исследования подтвердили, что в меловом комплексе активно проходили процессы как вертикальной миграции жидких УВ, так и латеральной. Кроме того, показано, что латеральная миграция имела место не только вдоль пластов от зон деструкции и разломов к ловушкам в пределах нефтегазосборных зон, но также осуществлялась по каналам и каньонам заполненным песчаным материалом из ачимовских в синхронные им мелководные пласты.

Настоящее исследование представляет собой анализ вертикального и латерального

распределений залежей не только жидких, но и газообразных УВ клиноформного комплекса нижнего мела обширной территории севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Район исследования включает разные структурно-тектонические зоны и фациальные области берриас-нижнеаптских отложений. Проанализированы данные по 184 месторождениям нефти и газа, в пределах которых выявлено более 1500 залежей УВ.

Стратиграфическая приуроченность залежей

В северных районах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в берриас-нижнеаптских отложениях сосредоточено около 43% всех выявленных геологических запасов (далее по тексту – запасы) УВ мела. Причем в периферийных районах Западно-Сибирского бассейна, где этот мегакомплекс имеет субгоризонтальное строение, и в области развития клиноформ эти величины незначительно отличаются и составляют соответственно 36 и 43%. Если рассматривать только клиноформную зону, то выяснится, что доля запасов берриас-нижнеаптских отложений существенно меняется в зависимости от региона. В южных, преимущественно нефтеносных районах ЯНАО она составляет 53% выявленных запасов УВ мела, а в северной части Надым-Тазовского междуречья понижается до 44%. В северном направлении происходит дальнейшее снижение доли запасов берриас-нижнеаптского мегакомплекса до 33% на Гыданском п-ове и 26% на п-ове Ямал. Особое место в этом ряду занимает клиноформная зона Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП). Вследствие опесчанивания альбского и туронского региональных флюидоупоров в ее пределах более 99% меловых запасов нефти, газа и конденсата сосредоточено в берриас-нижнеаптских отложениях.

Если рассматривать отдельно запасы жидких и газообразных УВ, то в берриас-нижнеаптских отложениях северных районов Западной Сибири сосредоточено немногим более 30% запасов газа и газоконденсата всего мелового комплекса. Для нефти эта величина составляет почти 70%.

Берриас-нижнеаптский нефтегазоносный мегакомплекс Западной Сибири представлен двумя комплексами. В основании мела обособляется ачимовская толща, которая выделяется в одноименный НГК. Разрез представлен линзами песчано-алевритовых тел относительно глубоководного генезиса, которые омолаживаются к центру палеобассейна. Пласты ачимовской толщи являются первыми на пути миграции УВ из нефтегазоматеринской баженовской свиты и ее аналогов в меловые резервуары. Однако часть УВ, как отмечалось ранее, из ачимовских пластов мигрирует в синхронные покровные пласты, сформировавшиеся в мелководноморских обстановках. В северных районах Западной Сибири в ачимовском НГК сосредоточено более 35% запасов УВ берриас-нижнеаптских отложений (рис. 1А).

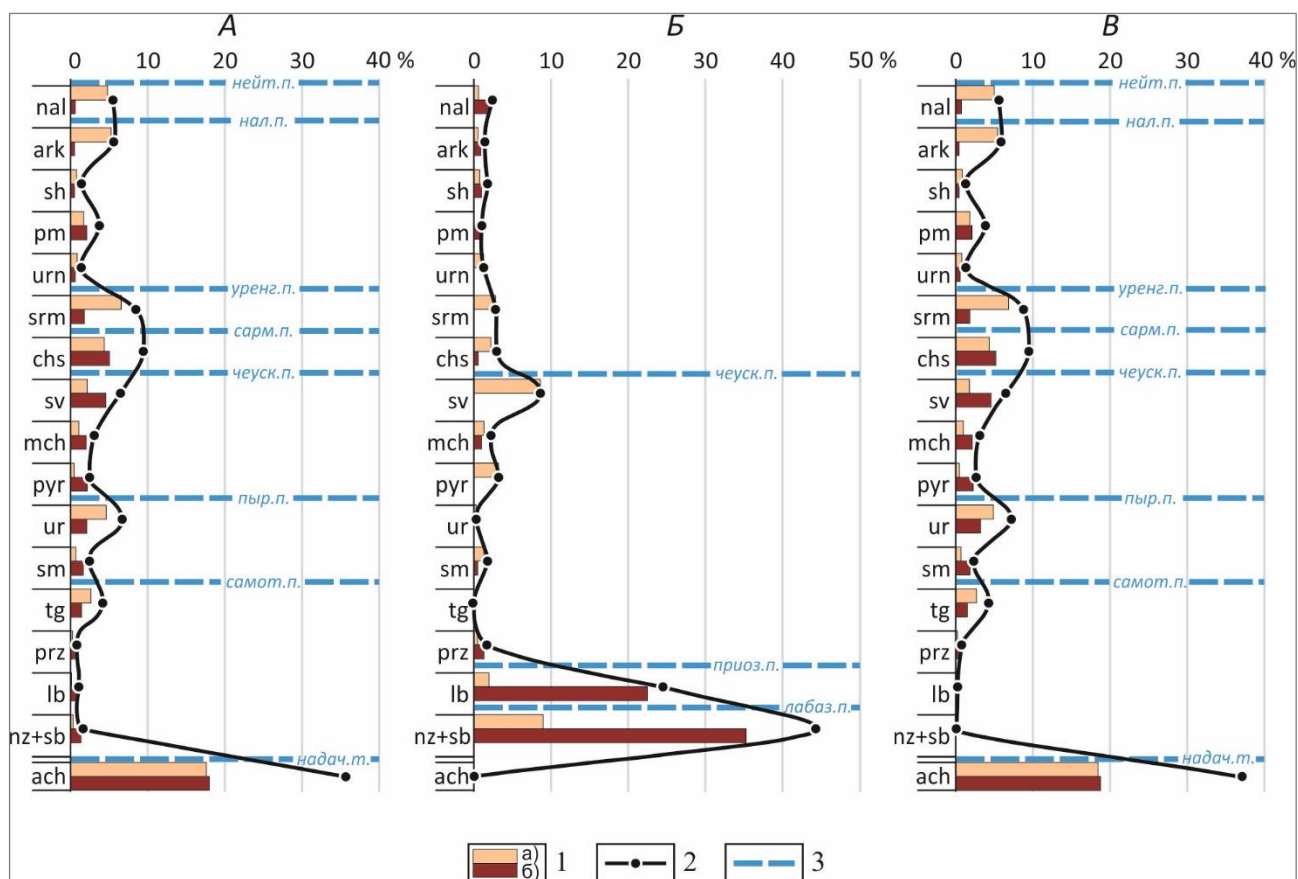


Рис. 1. Распределение геологических запасов углеводородов в берриас-нижнеаптских отложениях северных районов Западной Сибири по проницаемым интервалам разреза (ачимовская толща, проницаемые горизонты региональных клиноформ, нижнеалымский горизонт)

А - северные районы в целом, *Б* - краевые зоны бассейна с горизонтально-слоистым строением нижнемеловых отложений, *В* - зона развития клиноформ.

1-2 - доля запасов проницаемого интервала разреза от суммарных запасов *УВ* берриас-нижнеаптских отложений соответствующей территории: 1 - газа и газоконденсата (а), нефти (б); 2 - доля суммарных запасов *УВ* проницаемого интервала разреза (*ach* - ачимовская толща; клиноформы: *nz* - назинская, *sb* - сабунская, *lb* - лабазная, *prz* - приозерная, *tg* - тагринская, *sm* - самотлорская, *ur* - урьевская, *pyr* - пырейная, *mch* - моховая, *sv* - савуйская, *chs* - чеускинская, *srm* - сармановская, *urn* - уренгойская, *pm* - тимская, *sh* - сеяхинская, *ark* - арктическая; *nal* - нижнеалымский горизонт); 3 - региональные флюидоупоры (надач.т. - надачимовская толща; глинистые пачки: *арк.* - арктическая, *лабаз.* - лабазная, *мох.* - моховая, *нал.* - нижнеалымская, *нейт.* - нейтинская, *приоз.* - приозерная, *пыр.* - пырейная, *савуй.* - савуйская, *самот.* - самотлорская, *сарм.* - сармановская, *сеях.* - сеяхинская, *уренг.* - уренгойская, *урьев.* - урьевская, *чеуск.* - чеускинская).

Над ачимовским выделяется неокомский НГК. Он объединяет покровные пласты мелководно-морского, прибрежно-морского и континентального генезиса берриас-нижнеаптского возраста. В его разрезе автором выделены шестнадцать проницаемых интервалов разреза. Все они, за исключением проницаемого комплекса поднейтинского (подкошайского) резервуара в составе нижнеалымского горизонта нижнего апта, связаны с региональными клиноформами берриас-баррема. В области развития морских и прибрежно-морских фаций в разрезе неокома Западной Сибири резервуаром является проницаемый

комплекс одной клиноформы, флюидоупором для которого служит глинистая пачка, залегающая в основании вышележащей клиноформы [Брехунцов и др., 2006; Ершов и др., 2009]. Так как в направлении к границе бассейна по мере опесчанивания региональных глинистых пачек стратиграфические объемы резервуаров меняются, за счет объединения проницаемых комплексов клиноформ, последние в разрезе клиноформного комплекса и являются объектами исследований.

Анализ распределения запасов УВ в проницаемых интервалах неокомского НГК (комплексы клиноформ и нижнеалымский горизонт) показывает, что наблюдается тенденция увеличения запасов от берриаса (назинская и сабунская клиноформы) до низов готерива (сармановская клиноформа) (см. рис. 1А). Объясняется это тем, что в процессе накопления клиноформ в Западно-Сибирском бассейне происходила их проградация, в результате чего депоцентры накопления осадочного материала последовательно смещались с востока на запад. В этом же направлении увеличивается содержание ОВ в нефтегазоматеринских отложениях баженовской свиты и улучшаются условия для генерации УВ и ее интенсивность [Конторович и др., 2018]. Как отмечалось выше, именно с депоцентрами и прилегающими к ним ундаформными зонами клиноформ связана большая часть залежей УВ неокомского НГК [Ершов, 2004]. Поэтому в области клиноформ западного падения с востока на запад стратиграфический интервал максимальной концентрации скоплений УВ смещается вверх по разрезу, что согласуется с выводами О.М. Мкртчяна и его коллег [Мкртчян и др., 1986а, б].

Обращает на себя внимание тот факт, что на кривой суммарных запасов УВ (см. рис. 1А) выделяются несколько максимумов. Два нижних из них приурочены к тагринской и урьевской клиноформам, а два верхних охватывают более широкий интервал разреза. В первом случае это савуйская, чеускинская и сармановская клиноформы, во втором - разрез баррема и нижнего апта, который включает в себя арктическую клиноформу и нижнеалымский горизонт. Это свидетельствует о том, что в вертикальном распределении залежей очень важную роль играют не только пространственное положение депоцентров клиноформ относительно наиболее благоприятных зон генерации жидких и газообразных УВ, а также объем резервуара, но и качество флюидоупоров. Всего в разрезе берриас-нижнеаптских отложений выделяют как минимум семнадцать региональных глинистых пачек [Ершов, 2017]. Их экранирующие свойства по площади бассейна меняются, и в каждом из регионов отмечается свой набор ярко выраженных региональных флюидоупоров (рис. 2). В северной части Западно-Сибирского бассейна наиболее яркими флюидоупорами, которые характеризуются широким площадным распространением и высокими экранирующими свойствами, являются самотлорская и пырейная пачки валанжина, уренгойская пачка нижнего готерива и нейтинская пачка нижнего апта. В проницаемых комплексах, которые они перекрывают, сосредоточена не только

повышенная доля суммарных запасов УВ, но также отмечается преобладание газа над нефтью, что лишний раз подчеркивает повышенные экранирующие свойства этих флюидоупоров на обширной территории (см. рис. 1).

В Западно-Сибирском бассейне главной нефтегазопроизводящей формацией, которая поставляла УВ в вышележащий меловой комплекс, является баженовская свита, а на северо-востоке бассейна – ее возрастные аналоги в составе яновстанской и гольчихинской свит [Конторович и др., 1975]. На севере Западной Сибири к западу от центральной части бассейна отмечается уменьшение перспектив нефтегазоносности меловых отложений, связанное как с уменьшением концентрации ОВ в породах баженовского горизонта и его катагенетической преобразованности [Конторович и др., 1967, 1971, 1975, 2018; Фомин, 2011], так и частичной глинизацией разреза готерив-барремских клиноформ. В этой связи, несмотря на наличие ряда глинистых пачек с хорошими экранирующими свойствами, доля запасов УВ в этих клиноформах незначительная (см. рис. 1А). Небольшое увеличение отмечается в пластах верхней части неокомского НГК за счет месторождений п-ова Ямал.

Распределение запасов УВ в периферийных районах бассейна, в которых нижнемеловые пласты имеют горизонтально-слоистое строение, и в зоне распространения клиноформ существенно отличается друг от друга (см. рис. 1Б, В). В окраинных районах бассейна нижнемеловые отложения характеризуются отсутствием при их формировании глубоководных обстановок, и, следовательно, ачимовского НГК. В этих районах сосредоточено менее 4% выявленных запасов УВ берриас-нижнего апта, а точнее - около 2,5% газа и конденсата и 5% нефти. Разрез на большей части территории представлен преобладанием песчаных разностей и малыми толщинами глинистых пачек с пониженными экранирующими свойствами. Исключение составляют отложения берриаса и самых низов валанжина нижнехетской свиты и их возрастных аналогов в составе юрацкой, которые представляют собой переслаивание глинистых и песчаных пластов различной толщины. В районах приграничных с клиноформной зоной аналогичный разрез имеет также и суходудинская свита. В пластах группы НХ назинской, сабунской и лабазной клиноформ находится подавляющее количество запасов нефти (около 90%) берриас-нижнего апта неклиноформной зоны (см. рис. 1Б). Следует заметить, что значительные запасы нефти этой зоны локализованы также в пластах яковлевской свиты апт-альба, но это находится выше исследуемого интервала.

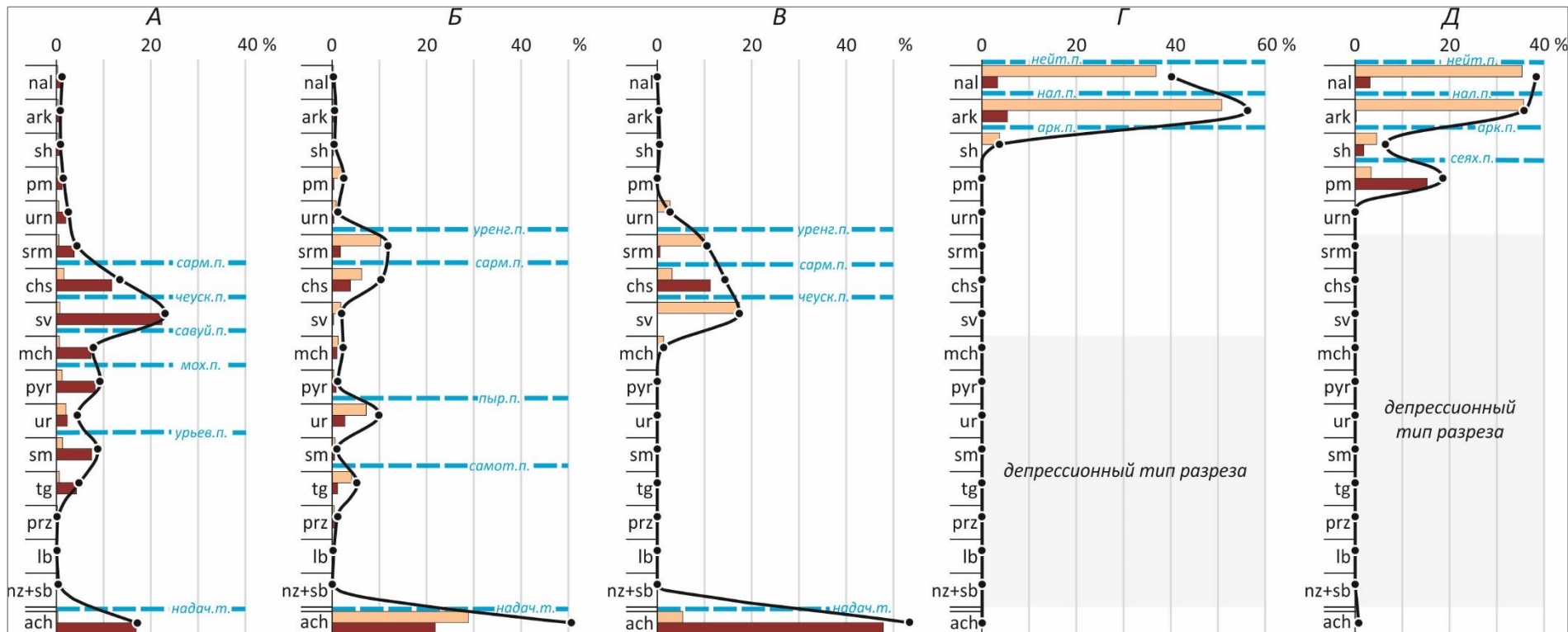


Рис. 2. Распределение геологических запасов углеводородов в берриас-нижнеаптских отложениях северных районов Западной Сибири в зоне развития клиноформ по проницаемым интервалам разреза

(ачимовская толща, проницаемые горизонты региональных клиноформ, нижнеалымский горизонт)

А - южные районы ЯНАО, Б - центральные районы ЯНАО, В - западные районы Енисей-Хатангского регионального прогиба (Красноярский край), Г - Гыданский п-ов, Д - п-ов Ямал. Остальные усл. обозначения см. на рис. 1.

Ряд валанжинских и нижнеготеривских флюидоупоров (чеускинская, сармановская, уренгойская глинистые пачки) получил распространение на территориях приграничных с клиноформной зоной ЕХРП. В отличие от нефти именно в одном из таких районов (группа Соленинских площадей) на северо-востоке Западной Сибири локализованы больше половины запасов газа и конденсата краевой зоны арктической части бассейна, в которой нижнемеловые отложения представлены неклиноформными образованиями. Таким образом, на кривой доля суммарных запасов УВ отмечается два максимума, один из которых связан большей частью с жидкими УВ, другой – с газообразными (см. рис. 2Б).

В клиноформной зоне берриас-нижнеаптских отложений на севере Западной Сибири сосредоточено более 96% всех запасов УВ этого комплекса. В этой связи графики распределения запасов в клиноформной зоне (см. рис. 1В) и в целом по северу бассейна (см. рис. 1А) схожие. Главное отличие состоит в том, что пласты неокомского НГК самых древних клиноформ (назинская, сабунская, лабазная) распространены преимущественно в периферийной зоне бассейна и глинизируются в направлении зоны развития клиноформ.

Зона распространения нижнемеловых клиноформ Западно-Сибирского бассейна занимает обширную территорию, охватывая в том числе большую часть акватории Карского моря и западную часть ЕХРП [Курчиков и др., 2011; Исаев и др., 2015]. Ее районы имеют свои особенности геологического строения берриас-нижнеаптского мегакомплекса, что не могло не отразиться на закономерностях распределения залежей УВ. Клиноформная зона условно разделена по географическому признаку на пять районов. В самостоятельные районы выделены юг и центр ЯНАО, западая часть ЕХРП (Красноярский край), п-ова Гыданский и Ямал (север ЯНАО). Первые три района отличаются от остальных тем, что в их пределах неокомский НГК представлен в разрезе всеми выделенными проницаемыми интервалами, в то время как на п-овах Гыданский и Ямал часть нижних, наиболее древних клиноформ представлена маломощным глинистым разрезом депрессионного типа, сформировавшимся в условиях относительно глубокого шельфа.

На юге арктической зоны Западно-Сибирского бассейна в разрезе берриас-нижнего апта преобладает нефть, доля запасов которой составляет 90% от запасов всех УВ этого комплекса (см. рис. 2А). В северном направлении доля нефти снижается. В центральных районах ЯНАО эта величина составляет уже 35%, а на п-ове Ямал - только 20% (см. рис. 2Б, Д). На Гыданском п-ове доля нефти составляет немногим более 8%, однако это объясняется низкой изученностью бурением и в первую очередь глубокопогруженных горизонтов, в том числе ачимовского НГК (см. рис. 2Г). Выделяется в этом ряду западная часть ЕХРП (см. рис. 2В). На месторождениях этого северо-восточного района бассейна доля запасов жидких УВ составляет около 60%. Кроме того, по мнению ряда специалистов, в этом районе в

нижнемеловых залежах могут быть пропущены нефтяные оторочки [Афанасенков и др., 2015]. Учитывая также слабую изученность бурением ачимовского НГК, в котором уже выявлены крупные залежи нефти, доля жидких УВ на западе ЕХРП может быть еще выше.

Несмотря на то, что в первых трех районах распределение запасов УВ отличается друг от друга, тем не менее в этом распределении есть некоторые схожие моменты (см. рис. 2А, Б, В). Во-первых, в неокомском НГК максимальная концентрация выявленных запасов отмечается в интервале трех клиноформ – савуйской (нижний валанжин), чеускинской (верхний валанжин) и сармановской (нижний готерив), что отразилось на распределении запасов УВ в целом в берриас-нижнеаптских отложениях севера Западной Сибири (см. рис. 1А). Минимальная концентрация запасов УВ неокомского НГК наблюдается в самых нижних и самых верхних проницаемых интервалах разреза. Во-вторых, в этих районах выявлено много промышленных скоплений УВ в ачимовской толще. Однако доля запасов ачимовского НГК в районах неодинакова и возрастает в северном направлении с 17 до 51–53%. Наряду с общей толщиной берриас-нижнеаптских отложений одной из возможных причин является увеличение высоты клиноформы, которая зависит от палеобатиметрии бассейна, толщины и плотности осадков клиноформы и подстилающих нелитифицированных пород в момент ее накопления, от современной глубины ее залегания и некоторых других причин [Ершов, 2016]. В южных районах территории исследования высота клиноформ составляет 200–400 м. В проксимальных зонах конусов выноса высота аккумулятивного склона от песчано-алевритовых образований ачимовской толщи до нижних покровных мелководных пластов - всего 100–250 м, что способствовало перетеканию УВ по питающим конусы выноса каналам из ачимовского НГК в неокомский. В северном направлении высота клиноформ увеличивается до 350–650 м, а высота аккумулятивного склона до 250–450 м. В склоновых отложениях широко распространены текстуры смятия и оползания осадков [Нежданов и др., 2000; Курчиков и др., 2010]. Чем больше высота аккумулятивного склона, тем больше вероятность, что оползнями нарушены возможные пути латеральной миграции УВ и тем больше УВ аккумуляровалось в ачимовских отложениях.

На западе ЕХРП в клиноформной зоне основная часть залежей неокомского НГК локализована в пластах только пяти валанжин-готеривских клиноформ (см. рис. 2В). Это объясняется благоприятным сочетанием структурного и литологического факторов у подножия северного склона Мессояхской наклонной гряды, где в настоящее время выявлены газовые и газоконденсатные месторождения этого района. Депоцентры самых древних клиноформ располагаются в области наиболее крутой части склона, в которой отмечаются локальные структуры небольшого размера и бурением в настоящее время не изучены. По мере повышения изученности западных районов ЕХРП, интервал нефтегазоносности будет

увеличиваться. Следует заметить, что в периферийной зоне бассейна, прилегающей к клиноформной зоне ЕХРП, максимальная концентрация запасов УВ отмечается в этом же интервале разреза валанжин-готерива.

На Гыданском п-ове берриас и нижняя половина валанжина представлены маломощным разрезом глин в составе подачимовской толщи мела, и совместно с глинистыми верхнеюрскими свитами они являются флюидоупором для малышевского резервуара средней юры. В этом районе неокомский НГК образован покровными пластами савуйской и более молодых клиноформ, а ачимовский НГК – их глубоководными аналогами [Бардачевский и др., 2018; Ершов и др., 2018]. К неокомскому НГК, как отмечалось выше, относятся также пласты нижнеалымского горизонта нижнего апта. Покровные пласты савуйской, чеускинской и сармановской клиноформ получили развитие в Восточно-Антипаютинской мегавпадине, в наиболее погруженной части Гыданского п-ова и в настоящее время бурением практически не изучены. Пласты уренгойской и пимской клиноформ имеют большее распространение, но и в этих отложениях пока залежи не выявлены. Более 96% запасов УВ берриас-нижнеаптских отложений Гыданского п-ова локализовано в пластах группы ТП танопчинской свиты (арктическая клиноформа и нижнеалымский горизонт) (см. рис. 2Г). Ачимовская толща в этом районе вскрыта небольшим количеством скважин в основном по периферии п-ова. В центре п-ова ее вскрыла только одна скв. Гыданская-130. Несмотря на то, что в пластах ачимовского НГК этого района еще не выявлено залежей УВ, с этим комплексом на Гыданском п-ове связываются большие перспективы [Бардачевский и др., 2018]. Предполагается, что доля запасов УВ ачимовского НГК будет не меньше, чем в сопредельных к югу и востоку районах, то есть не менее 50% от общих запасов берриас-нижнеаптского комплекса.

На территории п-ова Ямал распределение запасов УВ в берриас-нижнеаптских отложениях отличается от распределения на Гыданском п-ове. Несмотря на увеличение стратиграфического интервала депрессионного типа разреза, который в этом районе включает полностью берриас и почти весь валанжин, интервал нефтегазоносности шире, чем на Гыданском п-ове за счет залежей в пластах пимской клиноформы (см. рис. 2Д). Кроме того, на кривой доли запасов отмечаются два максимума, один из них связан с жидкими УВ, другой – с газообразными. Если более 75% запасов нефти этого района сосредоточено на южных месторождениях п-ова Ямал (Новопортовское, Ростовцевское), то основные запасы газа и конденсата (более 80%) – на севере (Тамбейское, Харасавэйское, Бованенковское и другие месторождения).

Ачимовская толща на п-ове Ямал распространена в восточной и северной частях полуострова и глинизируется в западном направлении. На баланс пока поставлена небольшая газоконденсатная залежь Тамбейского месторождения, хотя промышленные притоки нефти и

газоконденсата из пластов ачимовской толщи получены также на Хамбатейской, Среднеямальской и Верхнетуйтеуской площадях [Бородкин, Курчиков, 2015].

Вертикальное распределение залежей

Рассмотрим вертикальное распределение залежей УВ в берриас-нижнеаптских отложениях Западной Сибири без привязки к конкретным стратиграфическим интервалам. Как показано автором (2004 г.) при анализе распределения нижнемеловых залежей нефти Северного Приобья, в результате вертикальной миграции жидкие УВ улавливались в первую очередь пластами нижних резервуаров, более приближенных к нефтепроизводящей баженовской свите и обладающих более качественными флюидоупорами. С этой точки зрения наиболее благоприятными для накопления УВ являются *депоцентральная* (субклиноформная) зона клиноформ, пласты которой (не считая отложений ачимовской толщи) залегают на нефтегазоматеринской баженовской свите, и прилегающая к ней *ундаформная зона* (рис. 3).

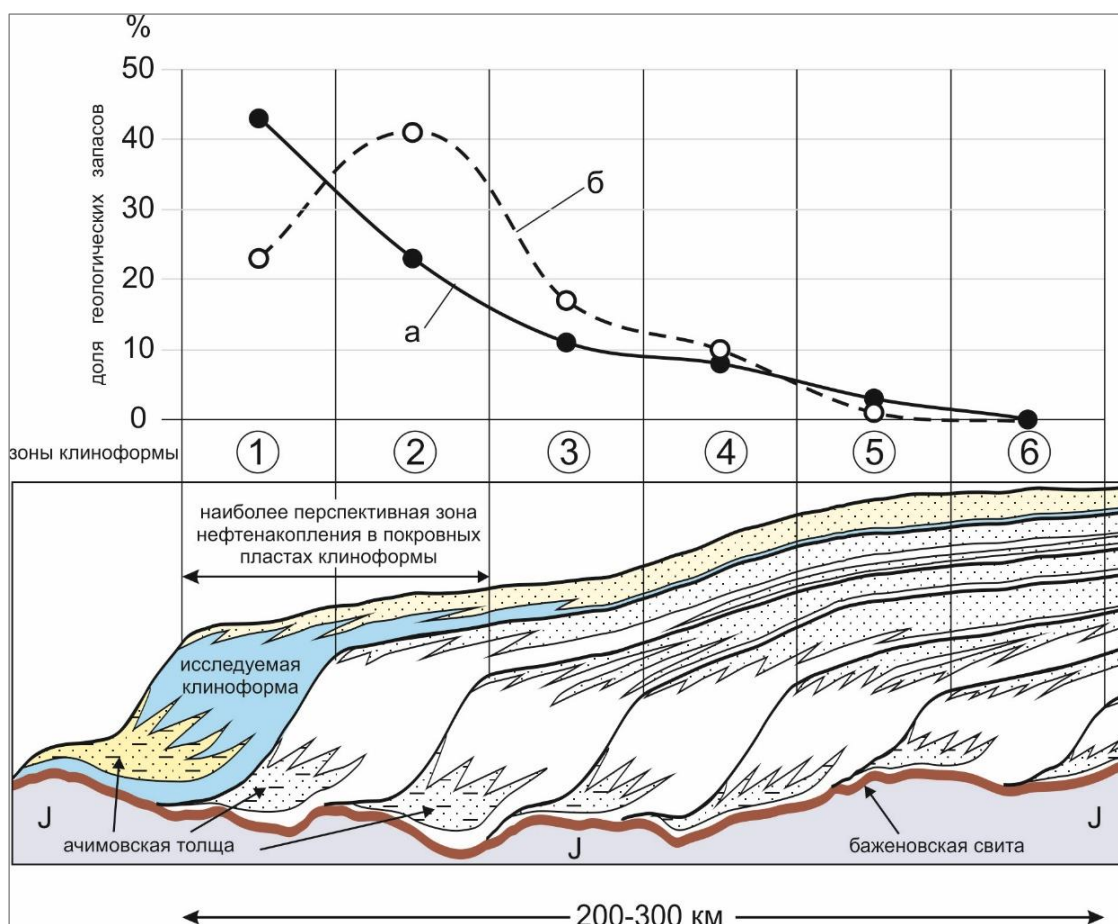


Рис. 3. Закономерности латерального размещения залежей нефти в покровных пластах неокомских клиноформ Северного Приобья [Ершов, 2004]

а – в среднем по 15 региональным клиноформам, *б* - чеускинская региональная клиноформа (пласты БС_{8,9} и их возрастные аналоги).

Вверх по разрезу количество УВ уменьшается. Низкий процент запасов нефти Северного Приобья в ачимовском НГК, который залегает между баженовской свитой и неокомским НГК, как показано выше, объясняется латеральной миграцией УВ из его пластов в пласты мелководного комплекса по каналам и каньонам, заполненным песчаным материалом. Согласно полученным расчетам в этом районе более половины нефти, поступившей первоначально в пласты ачимовской толщи, мигрировали в вышележащий комплекс.

Вертикальное распределение запасов как жидких, так и газообразных УВ берриас-нижнего апта в целом по северным районам Западно-Сибирского бассейна (рис. 4А) сходно с распределением запасов нефти Северного Приобья (см. рис. 1а) [Ершов, 2004]. Во-первых, отмечается тренд уменьшения количества УВ вверх по разрезу. Во-вторых, более 90% запасов нефти и газа, и конденсата неокомского НГК на месторождениях сосредоточены в пластах нижних пяти проницаемых комплексов региональных резервуаров (клиноформ). На юге территории исследования подавляющая часть этих залежей УВ сосредоточена в интервале примерно 300 м в основании неокомского НГК. В северном направлении этот интервал увеличивается до 400–650 м. В сводовых частях крупных контрастных структур он может достигать 900 м.

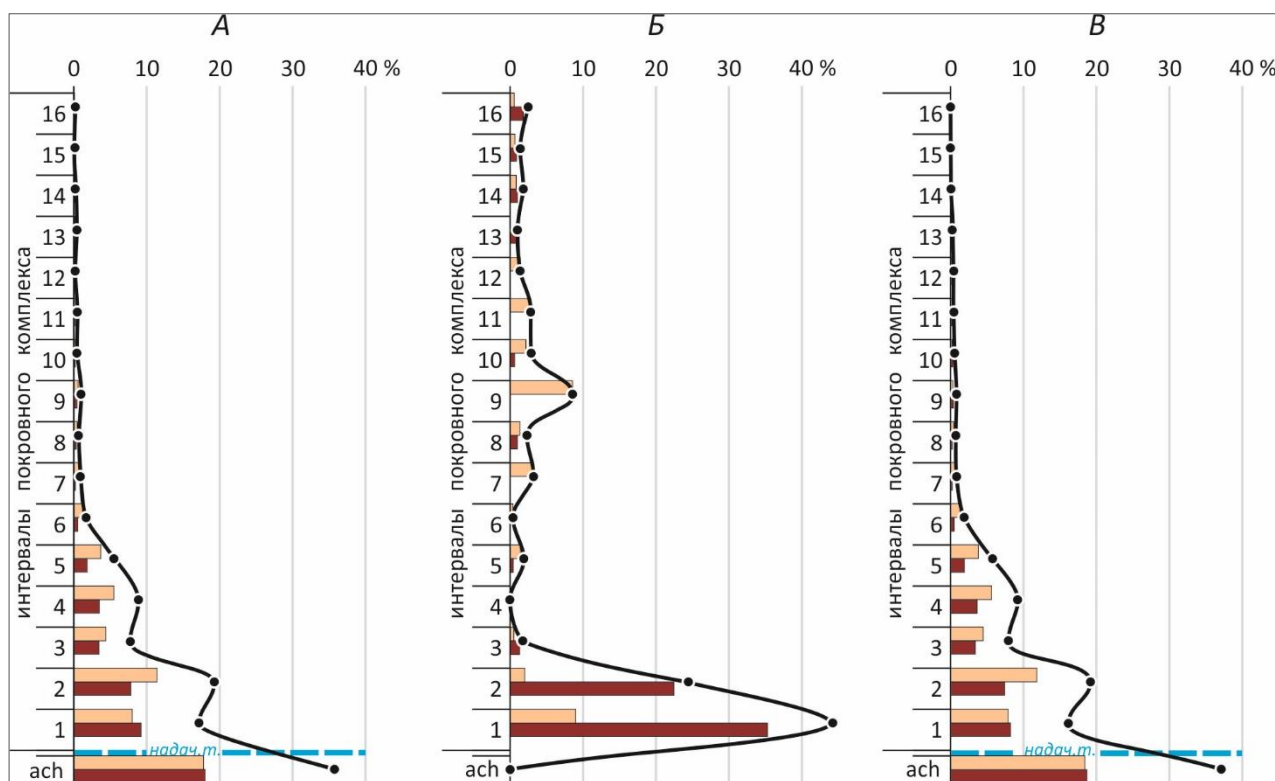


Рис. 4. Вертикальное распределение геологических запасов углеводородов в берриас-нижнеаптских отложениях северных районов Западной Сибири по принципу близости проницаемых интервалов разреза к нефтегазоматеринским отложениям баженовской свиты и ее возрастных аналогов

А - северные районы в целом, Б - краевые зоны бассейна с горизонтально-слоистым строением нижнемеловых отложений, В - зона развития клиноформ. Остальные усл. обозначения см. на рис. 1.

Основное отличие описываемого вертикального распределения запасов УВ от исследуемого ранее, состоит в значительном увеличении доли запасов УВ ачимовского НГК в берриас-нижнеаптских отложениях северных районов Западной Сибири, которое достигает 36% (33% газа и конденсата, 39% нефти). О возможных причинах такого отличия в распределении УВ сказано выше.

В периферийной зоне наблюдается полный разрез берриас-нижнеаптских отложений в котором выделяются все шестнадцать проницаемых интервалов неокомского НГК. Поэтому пласты самых древних берриасских клиноформ (назинская и сабунская) всегда будут первыми, залегающими непосредственно над нефтегазоматеринской толщей, которая в этом районе представлена яновстанской свитой, а пласты нижнеалымского горизонта являются шестнадцатым снизу вверх проницаемым интервалом разреза. Таким образом, в периферийной зоне бассейна вертикальное распределение УВ по принципу близости проницаемых интервалов к нефтегазоматеринским отложениям (рис. 4Б) полностью совпадает с распределением по проницаемым интервалам разреза берриас-нижнеаптских отложений (см. рис. 1Б).

Кривая вертикального распределения запасов УВ в клиноформной зоне нижнего мела северных районов Западной Сибири (рис. 4В) практически идентична кривой на рис. 4А, поскольку в клиноформной зоне сосредоточено более 96% всех запасов УВ этого комплекса.

Ввиду широкого развития в осадочном чехле Западной Сибири вертикальной миграции УВ следует ожидать, что в пределах разных тектонических элементов, которые характеризуются различной степенью нарушенности, вертикальное распределение запасов УВ будет отличаться. С целью анализа влияния на распределение тектонических факторов все месторождения исследуемой территории поделены на четыре группы. К первой группе отнесены месторождения, расположенные в пределах крупных надпорядковых положительных структур и структур I порядка (наклонные гряды, своды, мегавалы, мегавыступы). Ко второй группе - месторождения, приуроченные к положительным структурам II порядка (мезовалы, мезовыступы, мезомысы), которые находятся вне пределов надпорядковых структур и структур I порядка. К третьей группе - остальные месторождения за исключением тех, что расположены в пределах отрицательных структур I порядка. К четвертой группе - месторождения, выявленные в наиболее депрессивных зонах бассейна – в пределах отрицательных структур I порядка (мегапрогибы, мегавпадины, мегазаливы). Месторождения расположены так, что каждая из выделенных по тектоническому принципу групп охватывает все географические районы (см. рис. 2) исследуемой территории. Вертикальное распределение запасов УВ на месторождениях в пределах крупных положительных структур (рис. 5А) значительно отличается в остальных группах.

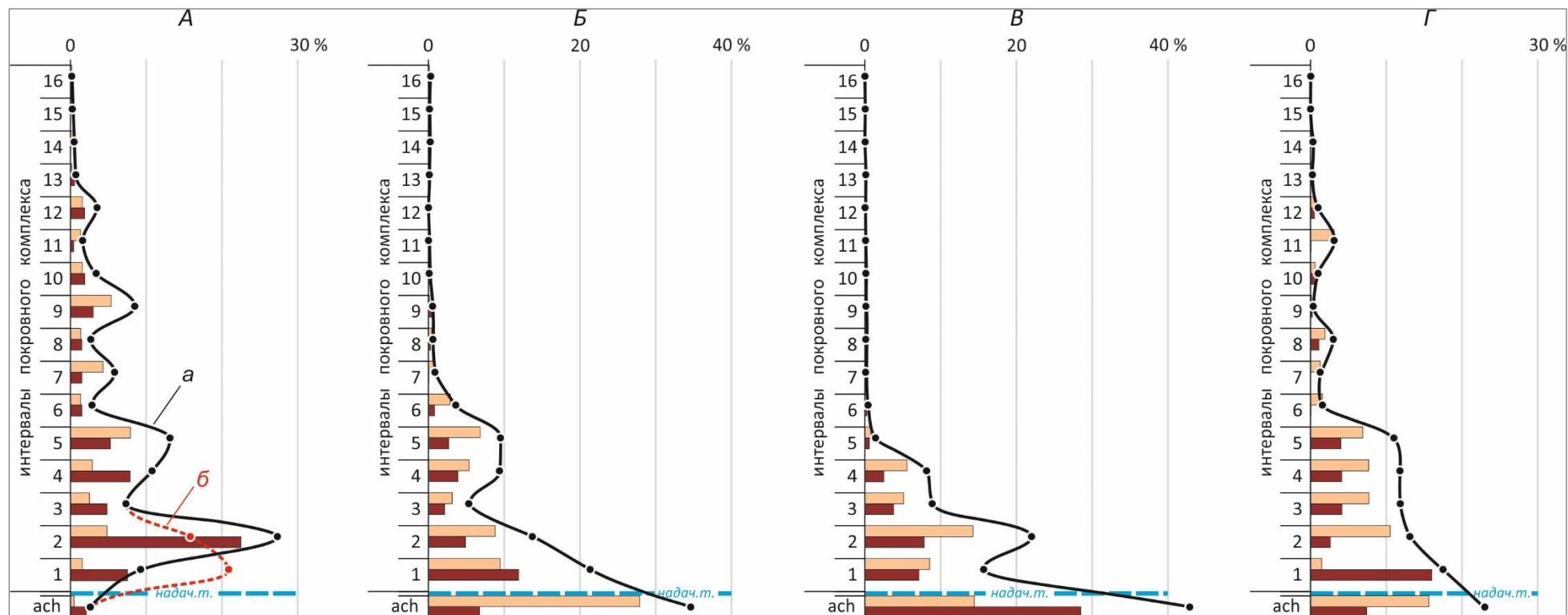


Рис. 5. Вертикальное распределение геологических запасов углеводородов в берриас-нижнеаптских отложениях северных районов Западной Сибири по принципу близости проницаемых интервалов разреза к нефтегазоматеринским отложениям баженовской свиты и ее возрастных аналогов в различных структурно-тектонических зонах

А – надпорядковые структуры и структуры I порядка (наклонные гряды, своды, мегавалы, мегавыступы); Б - структуры II порядка (мезовалы, мезовыступы, мезомысы) вне пределов надпорядковых структур и структур I порядка, В - остальная территория за исключением отрицательных структур I порядка, Г - отрицательные структуры I порядка (мегапрогибы, мегавпадины, мегазаливы). Остальные усл. обозначения см. на рис. 1.

Отмечается высокий этаж нефтегазоносности, который охватывает ачимовский НГК и до двенадцати проницаемых интервалов неокомского НГК. Причем, если в нижних пластах преобладает нефть, то в верхних – газообразные УВ. Последние распределены по разрезу более равномерно, чем нефть. Еще одно важное отличие – низкая доля запасов УВ в ачимовских отложениях. Такое распределение может объясняться широким развитием на крупных антиклинальных структурах зон деструкций и, как следствие, значительными масштабами вертикальной миграции УВ. Некоторые из современных крупных положительных структур (Месоаяхская наклонная гряда, Северный свод, Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал) в раннемеловое время представляли собой палеоподнятия. В их пределах сформировались клиноформы с сокращенной толщиной и низкой высотой аккумулятивного склона, что способствовало, как отмечалось выше, латеральной миграции УВ из ачимовского НГК в неокомский. Кроме того, на некоторых палеоподнятиях осадки ачимовской толщи не отлагались. В результате этих причин доля залежей УВ ачимовского НГК на месторождениях первой группы незначительна и составляет менее 3%. Изученность меловых отложений в пределах положительных надпорядковых структур и структур I порядка - относительно высокая, и открытие на их территории в ачимовской толще больших залежей УВ, которые могли бы существенно изменить существующее распределение запасов в берриас-нижнеаптских отложениях, маловероятно.

В неокомском НГК вверх по разрезу, хотя и не столь отчетливо, отмечается тренд уменьшения доли запасов (см. рис. 5А, кривая *a*). Проведенный анализ показал, что экстремальное значение второго интервала объясняется крупными залежами нефти Муравленковского месторождения в пластах БС₁₀₋₁₁, которые выделяются в разрезе савуйской клиноформы [Ершов, 2017].

На этом месторождении первым снизу проницаемым комплексом неокомского НГК является пласт БС₁₂ моховой клиноформы, который в пределах Муравленковской площади частично заглинизирован, вследствие близости региональной линии глинизации. Таким образом, неформально проницаемый комплекс савуйской клиноформы является первым комплексом неокомского НГК залегающим над баженовской свитой, с которым связаны емкие коллекторские горизонты. При соответствующем пересчете кривая распределения запасов УВ может иметь более явный тренд к их уменьшению вверх по разрезу, начиная с первого интервала (см. рис. 5А, кривая *b*).

Наибольшие запасы УВ берриас-нижнеаптского мегакомплекса первой группы сосредоточены на Восточно-Мессояхском, Муравленковском, Комсомольском, Пеляткинском, Северо-Губкинском и Барсуковском месторождениях.

Во второй группе месторождений, которые приурочены к положительным структурам II

порядка, основной интервал нефтегазоносности в неокомском НГК сокращается до шести проницаемых комплексов (рис. 5Б). Выше сосредоточено менее 3% запасов УВ берриас-нижнеаптских отложений. Кроме того, резко (до 35%) возрастает доля запасов в ачимовском НГК. Типичными представителями этой группы являются такие крупные месторождения, как Уренгойское, Тамбейское, Северо-Уренгойское, Ванкорское, Новопортовское, Бованенковское, Вынгайхинское.

Третья группа месторождений наиболее многочисленная, к ней относится более 50% месторождений, в которых выявлены залежи в берриас-нижнеаптских отложениях. Среди них Ямбургское, Заполярное, Суторминское, Салмановское (Утреннее), Харасавэйское и другие крупные месторождения. Распределение запасов в этой группе незначительно отличается от аналогичного распределения во второй группе (рис. 5В). Сокращается основной интервал нефтегазоносности неокомского НГК до четырех проницаемых комплексов. Суммарный объем запасов УВ, выявленных в вышележающих пластах, немногим более 2%, от всех запасов берриас-нижнеаптского мегакомплекса. Доля запасов ачимовского НГК увеличивается с 35 до 43%.

Четвертая группа, в отличие от третьей, наоборот, самая малочисленная, поскольку нефтегазопоисковые работы в Западно-Сибирской провинции до настоящего времени ориентированы в первую очередь на поиск антиклинальных ловушек. Изученность депрессий глубоким бурением остается крайне низкой. Особенно это касается ачимовских отложений, кровля которых на севере Западной Сибири в наиболее погруженных частях бассейна залегает на глубине 3–4,5 км. В пределах отрицательных структур I порядка пока выявлено всего шестнадцать месторождений с залежами в пластах неокомского и ачимовского НГК. Наиболее крупными из них являются Восточно-Таркосалинское, Пякяхинское, Падинское, Береговое и Южно-Мессояхское месторождения. Несмотря на относительно слабую изученность основная часть запасов УВ неокомского НГК сосредоточена, как и в среднем по клиноформной зоне, в нижних пяти проницаемых интервалах разреза (рис. 5Г). В вышележащих пластах сосредоточено всего 12% УВ берриас-нижнего апта.

Доля запасов УВ ачимовского НГК в общей структуре запасов берриас-нижнеаптских отложений четвертой группы месторождений десять лет назад составляла всего 13%, а в настоящее время достигает уже 23%. С увеличением разведанности комплекса бурением она будет только возрастать. Учитывая тенденцию ее увеличения от крупных положительных структур в направлении депрессий, в северных районах Западно-Сибирского бассейна доля запасов УВ ачимовского НГК в мегавпадинах и мегапрогибах может составлять более 50%.

Заклучение

Проведенные исследования показали, что на распределение залежей УВ в берриас-нижнеаптских отложениях северных районов Западной Сибири влияет много факторов, в том числе качество флюидоупоров, емкостные характеристики пластов, фациальная принадлежность вмещающих пород, палеогеоморфология бассейна, приближенность продуктивных пластов к нефтегазоматеринским отложениям баженовского горизонта и их генерационный потенциал, структурный фактор, дизъюнктивная тектоника и ряд других.

В неокомском НГК северных районов Западной Сибири локализовано 64% запасов УВ берриас-нижнеаптского нефтегазоносного мегакомплекса. Наибольшее количество УВ сосредоточено в пластах проницаемых комплексов савуйской, чеускинской и сармановской региональных клиноформ, сформировавшихся в конце раннего валанжина – начале раннего готерива. Более 90% запасов неокомского НГК приурочено к пяти нижним проницаемым комплексам, наиболее приближенным к баженовскому горизонту. В пределах крупных положительных структур интервал нефтегазоносности существенно увеличивается.

В ачимовском НГК сосредоточено 36% выявленных запасов УВ берриас-нижнеаптских отложений. С одной стороны, доля запасов ачимовского НГК возрастает в северном направлении с увеличением их толщины, с другой – растет от крупных положительных структур в депрессионные области бассейна. Важными критериями при этом являются приуроченность зон нефтегазоаккумуляции к отрицательным тектоническим элементам осадочного чехла и высота клиноформ. Согласно проведенным исследованиям, в северных районах Западно-Сибирского бассейна в мегавпадинах и мегапрогибах доля геологических запасов УВ ачимовской толщи может превышать 50%. Если исходить из современной степени разведанности неокомского НГК, в ачимовской толще погруженных районов бассейна, недоразведанными остаются более 1 млрд. т УУВ. Учитывая, что в Восточно-Антипаютинской и Енисейской мегавпадинах, а также Тадебяхинском и Агапском мегапрогибах пока не выявлено ни одного месторождения, эта цифра может быть в разы выше.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0017 «Модели геологического строения, условия формирования и прогноз нефтегазоносности юрско-меловых отложений арктических регионов Сибири».

Литература

Афанасенков А.П., Пороскун В.И., Царев В.В., Евстратова И.А., Луговая О.В., Петров А.Л. О возможно пропущенных нефтяных оторочках в Гыдано-Хатангской нефтегазоперспективной зоне на примере Дерябинского месторождения // Геология нефти и газа. – 2015. – № 2. – С. 34–44.

Бардачевский В.Н., Шестакова Н.И., Ершов С.В. Сейсмогеологическая модель строения берриас-нижнеаптских отложений Гыданского полуострова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 4. – http://www.ngtp.ru/rub/2018/41_2018.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/41_2018

Бородкин В.Н., Кулахметов Н.Х., Нежданов А.А. Особенности размещения и прогноза залежей углеводородов в мезозойских отложениях северной части Надым-Пурской области // Критерии поисков неантиклинальных залежей углеводородов Западно-Сибирской провинции. – Тюмень, Труды ЗапСибНИГНИ, 1980. - Вып. 156. – С. 102–112.

Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Характеристики геологического строения и нефтегазоносности ачимовского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2015. – 300 с.

Бочкарев В.С. Некоторые палеогеографические закономерности размещения залежей нефти в нижнем мелу Среднеобской нефтегазоносной области // Палеогеографические и палеотектонические критерии размещения залежей нефти и газа в Западной Сибири. – Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1978. - Вып. 133. – С. 61–64.

Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Нестеров И.И. (мл.), Нечипорук Л.А. Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне // Горные ведомости. – 2007. – № 10. – С. 6–23.

Брехунцов А.М., Бородкин В.Н., Дещеня Н.П., Нестеров И.И. (мл.), Храмова А.В., Цимбалюк Ю.А., Корнев В.А. Геолого-геофизические предпосылки создания региональной геологической модели неокомского комплекса Западной Сибири как основы для уточнения его углеводородного потенциала // Горные ведомости. – 2006. – № 3. – С. 10–27.

Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. (мл.) Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1001–1012.

Гурари Ф.Г., Казаринов В.Л., Миронов Ю.К., Наливкин В.Д., Нестеров И.И., Осыко Т.И., Ровнин Л.И., Ростовцев Н.Н., Рудкевич М.Я., Синопенко Т.Н., Соколов В.Н., Трофимук А.А., Чочиа Н.Г., Эрвье Ю.Г. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности – новой нефтяной базы СССР. – Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1963. – 202 с.

Гурари Ф.Г., Конторович А.Э., Микуленко К.И., Миронов Ю.К., Острый Г.Б., Таруц Г.М. Некоторые закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности и Сибирской платформы // Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. – Тюмень, Труды ЗапСибНИГНИ, 1967а. – Вып. 36. - С. 22–37.

Гурари Ф.Г., Конторович А.Э., Фотиади Э.Э. Основные закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. – 1967б (1). – С. 3–12.

Гурари Ф.Г., Гурова Т.И., Конторович А.Э., Микуленко К.И., Старосельцев В.С., Трофимук А.А., Фотиади Э.Э. Главные факторы формирования и современного размещения залежей нефти и газа // Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. – Новосибирск, Труды СНИИГГиМС, 1972. - Вып. 131. – С. 279–285.

Ершов С.В. Закономерности вертикального и латерального размещения залежей нефти в неокомских клиноформах Северного Приобья Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 10. – С. 12–19.

Ершов С.В. Палеобатиметрия позднеюрско-неокомского бассейна севера Западной Сибири и влияние на нее природных процессов // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – №8. – С. 1548–1570.

Ершов С.В. Проблемы выделения и корреляции стратотипических разрезов неокома Западной Сибири в связи с клиноформным строением // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 8. – С. 1206–1219.

Ершов С.В., Букреева Г.Ф., Красавчиков В.О. Компьютерное моделирование геологического строения клиноформного комплекса неокома северных и арктических районов Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 9. – С. 1035–1048.

Ершов С.В., Бардачевский В.Н., Шестакова Н.И. Особенности строения и корреляция продуктивных пластов берриас-нижнеаптских отложений Гыданского полуострова // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 11. – С. 1870–1882.

Исаев А.В., Кринин В.А., Карпухин С.М. Перспективы нефтегазоносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 3. – http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2015.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/31_2015

Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Пономарева Е.В., Попова Н.И., Шапорина М.Н. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них ресурсов углеводородов // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 27–49.

Казаненков В.А., Ян П.А., Вакуленко Л.Г., Попов А.Ю. Палеогеографический контроль нефтеносности малышевского горизонта группы Тайлаковских месторождений (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 115-126.

Кананыхина О.Г., Скоробогатов В.А. Проблемы нефтеносности Ямало-Карского ареала суши и шельфа (Западно-Сибирская мегапровинция) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 9. – С. 18–25.

Карогодин Ю.Н., Нежданов А.А. Литмологические закономерности пространственного размещения резервуаров и залежей углеводородов Западной и Восточной Сибири // Геология и геофизика. – 1988. – № 7. – С. 3–10.

Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Винокур Б.Г., Зимин Ю.Г., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Луговцов А.Д., Мельникова В.М., Парпарова Г.М., Рогозина Е.А., Стасова О.Ф., Трушков П.А., Фомичев А.С. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. - Л.: Недра, 1967. - 223 с. (Тр. СНИИГГиМСа. Сер. Нефтяная геология, вып. 50).

Конторович А.Э., Берман Е.Л., Богородская Л.И., Винокур Б.Г., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Мельникова В.М., Стасова О.Ф., Фомичев А.С. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности. - М.: Недра, 1971. - 251 с. (Тр. СНИИГГиМСа. Сер. Нефтяная геология, вып. 36).

Конторович А.Э., Микуленко К.И., Старосельцев В.С., Фотиади Э.Э. Главные факторы, контролирующие распределение скоплений нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты // Применение математических методов и ЭВМ для решения задач нефтяной геологии. – Новосибирск, Труды СНИИГГиМС, 1972. - Вып. 138. – С. 86–95.

Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.

Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.

Конторович А.Э., Пономарева Е.В., Буриштейн Л.М., Глинских В.Н., Ким Н.С., Костырева Е.А., Павлова М.А., Родченко А.П., Ян П.А. Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 3. – С. 357–371.

Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Храмцова А.В. Условия формирования и атлас текстур пород ачимовского клиноформного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2010. – 130 с.

Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Недосекин А.С., Латышев А.В., Каранкевич А.С., Мегеря В.М. Стратиграфическое расчленение разреза неокомских отложений Западной Сибири на объекты исследования, их индексация и сейсмогеологическое картирование //

Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 2. – С. 19–29.

Мкртчян О.М., Орел В.Е., Филина С.И., Пуркина Э.М. Особенности строения и нефтегазоносности неокомского комплекса Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1986а. – №11. – С. 1–7.

Мкртчян О.М., Филина С.И., Пуркина Э.М., Беденко Л.А. Особенности распределения залежей нефти в неокомских отложениях Западной Сибири в свете современной модели их строения // Зоны нефтегазонакопления – главные объекты поисков. – Л.: ВНИГРИ, 1986б. – С.58–67.

Нежданов А.А., Пономарёв В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. – М.: Изд. Академии горных наук, 2000. – С. 247.

Онищук Т.М., Чуриков Л.П., Сороко С.М., Сесин С.М., Янкевич В.П. Основные закономерности размещения залежей нефти в юрских и неокомских отложениях Нижневартовского нефтегазоносного района Западной Сибири // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1972. – № 5. – С. 22-26.

Салманов Ф.К. Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1974. – 280 с.

Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских (юра, триас) и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск, ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

Ershov S.V.

Federal State Budgetary Scientific Institution Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, ErshovSV@ipgg.sbras.ru

PREDICTABILITY OF HYDROCARBON PRODUCTIVE LEVELS DISTRIBUTION IN THE BERRIASIAN - LOWER APTIAN SEQUENCES OF THE NORTHERN AREAS OF WEST SIBERIAN SEDIMENTARY BASIN

The stratigraphic location and predictability of the vertical distribution of hydrocarbon productive levels in the Berriasian - Lower Aptian sections of the northern regions of Western Siberia are analysed. A forecast is given on the role of the Achimov petroleum bearing section in the distribution of geological hydrocarbon reserves of the Berriasian - Lower Aptian strata within the most profound and least studied by drilling areas of the West Siberian sedimentary basin.

The studies are based on data from 184 oil and gas fields, within which more than 1,500 productive levels have been discovered in the Berriasian - Lower Aptian sequences.

Keywords: *Berriasian - Lower Aptian sequences, Achimov petroleum bearing section, geological hydrocarbon resources, stratigraphic location of accumulations, vertical distribution of hydrocarbon productive level, West Siberian sedimentary basin.*

References

Afanasenkov A.P., Poroskun V.I., Tsarev V.V., Evstratova I.A., Lugovaya O.V., Petrov A.L. *O vozmozhno propushchennykh neftyanykh otorochkakh v Gydano-Khatangskoy neftegazoperspektivnoy zone na primere Deryabinskogo mestorozhdeniya* [About concerning probably skipped oil fringes in the Gydan-Khatanga petroleum bearing zone at the example of the Deryabin field]. *Geologiya nefi i gaza*, 2015, no. 2, pp. 34–44.

Bardachevskiy V.N., Shestakova N.I., Ershov S.V. *Seysmogeologicheskaya model' stroeniya berrias-nizhneaptskikh otlozheniy Gydanskogo poluostrova* [Seismogeological model of the Berrisian-Lower Aptian section of the Gydan Peninsula]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2018, vol. 13, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2018/41_2018.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/41_2018

Borodkin V.N., Kulakhmetov N.Kh., Nezhdanov A.A. *Osobennosti razmeshcheniya i prognoza zalezhey uglevodorodov v mezozoyskikh otlozheniyakh severnoy chasti Nadym-Purskoy oblasti. Kriterii poiskov neantiklinal'nykh zalezhey uglevodorodov Zapadno-Sibirskoy provintsii* [Features of the location and forecast of hydrocarbon accumulations in the Mesozoic sections of the northern part of the Nadym-Pur region]. Tyumen': *Trudy ZapSibNIGNI*, vyp. 156, 1980, pp. 102–112.

Borodkin V.N., Kurchikov A.R. *Kharakteristiki geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnosti achimovskogo neftegazonosnogo kompleksa Zapadnoy Sibiri* [Characteristics of the geological structure and oil and gas potential of the Achimov oil and gas structure in Western Siberia]. Novosibirsk: *Izd-vo SO RAN*, 2015, 300 p.

Bochkarev V.S. *Nekotorye paleogeograficheskie zakonomernosti razmeshcheniya zalezhey nefi v nizhnem melu Sredneobskoy neftegazonosnoy oblasti* [Some predicting paleogeographic features of the oil accumulations location in the Lower Cretaceous of the Middle-Ob petroleum area]. *Paleogeograficheskie i paleotektonicheskie kriterii razmeshcheniya zalezhey nefi i gaza v Zapadnoy Sibiri*. Tyumen': *ZapSibNIGNI*, vyp. 133, 1978, pp. 61–64.

Bochkarev B.C., Brekhuntsov A.M., Nesterov I.I. (ml.), Nechiporuk L.A. *Zakonomernosti razmeshcheniya zalezhey nefi i gaza v Zapadno-Sibirskom megabasseyne* [Predicting data of oil and gas accumulations distribution in the West Siberian megabasin]. *Gornye vedomosti*, 2007, no. 10, pp. 6–23.

Brekhuntsov A.M., Borodkin V.N., Deshchenya N.P., Nesterov I.I. (ml), Khramtsova A.V., Tsimbalyuk Yu.A., Kornev V.A. *Geologo-geofizicheskie predposylki sozdaniya regional'noy geologicheskoy modeli neokomskogo kompleksa Zapadnoy Sibiri kak osnovy dlya utochneniya ego*

uglevodorodnogo potentsiala [Geological and geophysical prerequisites for the creation of a regional geological model of the Neocomian section of Western Siberia as the basis for refining its hydrocarbon potential]. *Gornye vedomosti*, 2006, no. 3, pp. 10–27.

Brekhuntsov A.M., Monastyrev B.V., Nesterov I.I. (ml.) *Zakonomernosti razmeshcheniya zalezhey nefti i gaza Zapadnoy Sibiri* [Distribution patterns of oil and gas accumulations in Western Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 2011, vol. 52, no. 8, pp. 1001–1012.

Gurari F.G., Kazarinov V.L., Mironov Yu.K., Nalivkin V.D., Nesterov I.I., Osyko T.I., Rovnin L.I., Rostovtsev N.N., Rudkevich M.Ya., Sinonenko T.N., Sokolov V.N., Trofimuk A.A., Chochia N.G., Erv'e Yu.G. *Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskoy nizmennosti – novoy neftyanyoy bazy SSSR* [Geology and oil and gas potential of the Western Siberian lowland - the new oil resource base of the USSR]. Novosibirsk: Izd-vo SO AN SSSR, 1963, 202 p.

Gurari F.G., Kontorovich A.E., Mikulenko K.I., Mironov Yu.K., Ostryy G.B., Taruts G.M. *Nekotorye zakonomernosti razmeshcheniya i usloviya formirovaniya zalezhey nefti i gaza v mezozoyskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy nizmennosti i Sibirskoy platform* [Some patterns of distribution and formation conditions for the and gas accumulations in the Mesozoic sections of the Western Siberian lowland and the Siberian platform]. *Zakonomernosti razmeshcheniya i usloviya formirovaniya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy v Zapadno-Sibirskoy nizmennosti*. Tyumen': Trudy ZapSibNIGNI, vyp. 36, 1967a, pp. 22–37.

Gurari F.G., Kontorovich A.E., Fotiadi E.E. *Osnovnye zakonomernosti formirovaniya i razmeshcheniya zalezhey nefti i gaza v mezozoyskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy plity* [The main predicting data about of the formation and distribution of oil and gas accumulations in the Mesozoic sections of the Western Siberian Plate]. *Geologiya i geofizika*, 1967b (1), pp. 3–12.

Gurari F.G., Gurova T.I., Kontorovich A.E., Mikulenko K.I., Starosel'tsev V.S., Trofimuk A.A., Fotiadi E.E. *Glavnye faktory formirovaniya i sovremennogo razmeshcheniya zalezhey nefti i gaza* [The main factors in the formation and actual distribution of oil and gas accumulations]. *Zakonomernosti razmeshcheniya i usloviya formirovaniya zalezhey nefti i gaza v mezozoyskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy nizmennosti*. Novosibirsk: Trudy SNIIGGiMS, vyp. 131, 1972, pp. 279–285.

Ershov S.V. *Zakonomernosti vertikal'nogo i lateral'nogo razmeshcheniya zalezhey nefti v neokomskikh klinoformakh Severnogo Priob'ya Zapadnoy Sibiri* [Predicting data of vertical and lateral distribution of oil accumulations in Neocomian clinofolds of the Northern Ob' region of Western Siberia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2004, no. 10, pp. 12–19.

Ershov S.V. *Paleobatimetriya pozdneyursko-neokomskogo basseyna severa Zapadnoy Sibiri i vliyanie na nee prirodnykh protsessov* [Paleobathymetry of the Late Jurassic-Neocomian basin in northern West Siberia and the impact of natural processes]. *Geologiya i geofizika*, 2016, vol. 57, no. 8, pp. 1548–1570.

Ershov S.V. *Problemy vydeleniya i korrelyatsii stratotipicheskikh razrezov neokoma Zapadnoy Sibiri v svyazi s klinofornym stroeniem* [Problems of selection and correlation of stratotype sections of the Neocomian in Western Siberia in the context of clinofold structure]. *Geologiya i geofizika*, 2017, vol. 58, no. 8, pp. 1206–1219.

Ershov S.V., Bukreeva G.F., Krasavchikov V.O. *Komp'yuternoe modelirovanie geologicheskogo stroeniya klinofornogo kompleksa neokoma severnykh i arkticheskikh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Computer simulation of Neocomian clinofold reservoirs in northern and arctic Western Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 2009, vol. 50, no. 9, pp. 1035–1048.

Ershov S.V., Bardachevskiy V.N., Shestakova N.I. *Osobennosti stroeniya i korrelyatsiya produktivnykh plastov berrias-nizhneaptskikh otlozheniy Gydanskogo poluostrova* [Geologic structure and correlation of the Berriasian - Lower Aptian productive levels of the Gydan peninsula (Russian Arctic)]. *Geologiya i geofizika*, 2018, vol. 59, no. 11, pp. 1870–1882.

Isaev A.V., Krinin V.A., Karpukhin S.M. *Perspektivy neftegazonosnosti klinofornogo kompleksa Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba* [Oil and gas perspectives of clinofold complex of Yenisey-Khatanga regional trough]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2015,

vol. 10, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2015.pdf.
DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/31_2015

Kazanenkov V.A., Ershov S.V., Ryzhkova S.V., Borisov E.V., Ponomareva E.V., Popova N.I., Shaporina M.N. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' regional'nykh rezervuarov yury i mela v Karsko-Yamal'skom regione i prognoz raspredeleniya v nikh resursov uglevodorodov* [Geological structure and oil and gas potential of Jurassic and Cretaceous regional reservoirs in Kara-Yamal region and prognosis of hydrocarbon distribution]. *Geologiya nefti i gaza*, 2014, no. 1, pp. 27–49.

Kazanenkov V.A., Yan P.A., Vakulenko L.G., Popov A.Yu. *Paleogeograficheskiy kontrol' neftenosnosti malyshevskogo gorizonta gruppy Taylakovskikh mestorozhdeniy (Zapadnaya Sibir')* [Paleogeographic control of oil-bearing capacity in the Malyshev productive level of the Tailakov group of fields (Western Siberia)]. *Geologiya nefti i gaza*, 2019, no. 3, pp. 115–126.

Kananykhina O.G., Skorobogatov V.A. *Problemy neftenosnosti Yamalo-Karskogo areala sushi i shel'fa (Zapadno-Sibirskaya megaprovintsiya)* [Problems of Yamal-Kara area oil-bearing onshore and offshore (Western Siberian megaprovince)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2016, no. 9, pp. 18–25.

Karogodin Yu.N., Nezhdanov A.A. *Litmologicheskie zakonomernosti prostranstvennogo razmeshcheniya rezervuarov i zalezhey uglevodorodov Zapadnoy i Vostochnoy Sibiri* [Litmological patterns of spatial distribution of reservoirs and hydrocarbon accumulations in Western and Eastern Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 1988, no. 7, pp. 3–10.

Kontorovich A.E., Babina N.M., Bogorodskaya L.I., Vinokur B.G., Zimin Yu.G., Kolganova M.M., Lipnitskaya L.F., Lugovtsov A.D., Mel'nikova V.M., Parparova G.M., Rogozina E.A., Stasova O.F., Trushkov P.A., Fomichev A.S. *Nefteproizvodyashchie tolshchi i usloviya obrazovaniya nefti v mezozoyskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy nizmennosti* [Oil-producing strata and oil formation conditions in the Mesozoic sections of the Western Siberian lowland]. Leningrad: Nedra, 1967, 223 p. (Tr. SNIIGGiMSa. Ser. Neftyanaya geologiya, vyp. 50).

Kontorovich A.E., Berman E.L., Bogorodskaya L.I., Vinokur B.G., Kolganova M.M., Lipnitskaya L.F., Mel'nikova V.M., Stasova O.F., Fomichev A.S. *Geokhimiya yurskikh i nizhnemelovykh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy nizmennosti* [Geochemistry of Jurassic and Lower Cretaceous sections of the Western Siberian Lowland]. Moscow: Nedra, 1971, 251 p. (Tr. SNIIGGiMSa. Ser. Neftyanaya geologiya, vyp. 36).

Kontorovich A.E., Mikulenko K.I., Starosel'tsev V.S., Fotiadi E.E. *Glavnye faktory, kontroliruyushchie raspredelenie skopleniy nefti i gaza v mezozoyskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy plity* [The main factors controlling the distribution of oil and gas accumulations in the Mesozoic sections of the Western Siberian Plate]. *Primenenie matematicheskikh metodov i EVM dlya resheniya zadach neftyanoy geologii*. Novosibirsk: Trudy SNIIGGiMS, vyp. 138, 1972, pp. 86–95.

Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Erv'e Yu.G. *Geologiya nefti i gaza Zapadnoy Sibiri* [The geology of oil and gas in Western Siberia]. Moscow: Nedra, 1975, 680 p.

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaydeburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. *Paleogeografiya Zapadno-Sibirskogo osadochnogo basseyna v yurskom periode* [Jurassic paleogeography of the Western Siberian sedimentary basin]. *Geologiya i geofizika*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 972–1012.

Kontorovich A.E., Ponomareva E.V., Burshteyn L.M., Glinskikh V.N., Kim N.S., Kostyreva E.A., Pavlova M.A., Rodchenko A.P., Yan P.A. *Raspredelenie organicheskogo veshchestva v porodakh bazhenovskogo gorizonta (Zapadnaya Sibir')* [Distribution of organic matter in rocks of the Bazhenov Formation (Western Siberia)]. *Geologiya i geofizika*, 2018, vol. 59, no. 3, pp. 357–371.

Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Khramtsova A.V. *Usloviya formirovaniya i atlas tekstur porod achimovskogo klinofornogo kompleksa Zapadnoy Sibiri* [Formation conditions and texture atlas of rocks of the Achimov clinoforn structure of Western Siberia]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN,

2010, 130 p.

Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Nedosekin A.S., Latyshev A.V., Karankevich A.S., Megerya V.M. *Stratigraficheskoe raschlenenie razreza neokomskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri na ob"ekty issledovaniya, ikh indeksatsiya i seysmogeologicheskoe kartirovanie* [Stratigraphic subdivision of section of Neocomian stage of Western Siberia into study objects, their indexing and seismic-geological mapping]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2011, no. 2, pp. 19–29.

Mkrtychyan O.M., Orel V.E., Filina S.I., Purkina E.M. *Osobennosti stroeniya i neftegazonosnosti neokomskogo kompleksa Zapadnoy Sibiri* [Features of the structure and oil and gas potential of the Neocomian complex of Western Siberia]. *Geologiya nefti i gaza*, 1986a, no. 11, pp. 1–7.

Mkrtychyan O.M., Filina S.I., Purkina E.M., Bedenko L.A. *Osobennosti raspredeleniya zalezhey nefti v neokomskikh otlozheniyakh Zapadnoy Sibiri v svete sovremennoy modeli ikh stroeniya* [Features of the distribution of oil accumulations in the Neocomian section of Western Siberia in the light of the modern model of their structure]. *Zony neftegazonakopleniya – glavnye ob"ekty poiskov*. Leningrad: VNIGRI, 1986b, pp. 58–67.

Nezhdanov A.A., Ponomaryov V.A., Turenkov N.A., Gorbunov S.A. *Geologiya i neftegazonosnost' achimovskoy tolshchi Zapadnoy Sibiri* [Geology and oil and gas content of the Achimov strata of Western Siberia]. Moscow: Izd. Akademii gornykh nauk, 2000, 247 p.

Onishchuk T.M., Churikov L.P., Soroko S.M., Sesin S.M., Yankevich V.P. *Osnovnye zakonomernosti razmeshcheniya zalezhey nefti v yurskikh i neokomskikh otlozheniyakh Nizhneartovskogo neftegazonosnogo rayona Zapadnoy Sibiri* [The main patterns of the distribution of oil accumulations in the Jurassic and Neocomian sections of the Nizhneartovsk oil and gas region of Western Siberia]. *Neftegazovaya geologiya i geofizika*, 1972, no. 5, pp. 22–26.

Salmanov F.K. *Zakonomernosti raspredeleniya i usloviya formirovaniya zalezhey nefti i gaza* [Predictability of distribution and formation conditions of oil and gas accumulations]. Moscow: Nedra, 1974, 280 p.

Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozoyskikh (yura, trias) i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Catagenesis of organic matter and oil and gas potential of the Mesozoic (Jurassic, Triassic) and Paleozoic sections of the Western Siberian megabasin]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2011, 331 p.

© Ершов С.В., 2019