

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

На основе комплексного изучения геолого-геофизических материалов палеозойских разрезов определены основные критерии оценки и прогноза нефтегазоносности палеозоя. Это позволяет ранжировать территорию по степени перспективности, сделать как региональный, так и локальный прогноз углеводородных месторождений.

Ключевые слова: палеозой; углеводороды; флюидомиграция; критерии; резервуар; локальный прогноз.

Перспективы нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири подтверждаются новыми геологическими материалами и открытием многочисленных скоплений углеводородов (УВ) в дочехольном комплексе отложений, например: на Горелой, Среднеазымской, Северо-Варьеганской, Ван-Еганской, Ловинской, Яхлинской, Рогожниковской, Даниловской, Коттынской, Хохряковской, Пермьковской, Ершовой, Ханты-Мансийской, Поттымской, Каменной, Пальяновской, Восточно-Елизаровской и других площадях. Этот интерес не угасает потому, что появляются новые положительные результаты в районах и на объектах, традиционно считавшихся малоперспективными или бесперспективными. Кроме того, появляются новые геологические обобщения и концепции [1–3], объясняющие механизм генерации, флюидомиграции и образования залежей УВ в доюрских породах.

Практика поисковых работ в Западной Сибири вообще и в Ханты-Мансийском округе в частности еще раз подтверждает, что нефтегазоносность палеозойских образований связана с широким стратиграфическим диапазоном доюрского разреза. Причем петрографическая приуроченность скоплений УВ разнообразная: от гранитоидов и эффузивов до рифогенных пород и сланцев. По разным данным, в доюрском разрезе на сегодня известно более 200 месторождений и скоплений углеводородов. Некоторые из них относятся к категории высокодебитных.

Важнейшими поисковыми объектами представляются рифогенные тела или органогенные постройки с карстовым типом коллектора [3]. Примером может служить Ханты-Мансийская площадь (скв. 5 и 50) с дебитами до 1000 м³/сут. Кроме того, карбонатные и терригенно-карбонатные толщи венда – нижнего кембрия также представляют значительный поисковый интерес, и в этих образованиях уже обнаружены признаки УВ (например, по скв. Лемок-1, Тыйская-1, Вездеходная-4).

Центральные регионы Западной Сибири с доминированием эффузивно-осадочного комплекса триаса могут считаться перспективными, т.к. содержат проявления УВ различного масштаба. В скважине Северо-Рогожниковской-729 кислые эффузивы риодацитового состава дали притоки нефти до 46 м³/сут. Нефтеносными являются игнимбриты на Среднеазымском, Северо-Даниловском, Даниловском, Потанайском, Талинском месторождениях, а также эффузивы Нижневартовского свода (Хохряковская-58, Пермьковская-66), Юганской впадины и Фроловской зоны. Трешиноватые аргиллиты триаса дали приток газа в скв. Ершова-4 в Среднем Приобье. Песчаники триаса являются нефтегазоносными на Сыморьяхской, Яхлинской, Красноленинской и Когалымской площадях [3]. Учитывая то, что триас в центре ХМАО является максимально стра-

тифицированным (до 6 горизонтов) и фациально-неоднородным, а распределение УВ в триасе оказывается очень сложным, необходимость в крупномасштабных геологических построениях по триасу становится крайне насущной.

Традиционными нефтепоисковыми объектами считаются: зона контакта палеозоя и мезозоя, области развития региональной коры выветривания, измененных пород кровли палеозоя и низов чехла. Например, промышленные притоки нефти [3] установлены в Среднем Приобье (Коттынская-70), на Красноленинском своде (Поттымская-106, Каменная-60) и Шаимском мегавале (Мортымья-Тетеревское и Алясовское месторождения). Интересными объектами являются зоны дробления, сопровождающиеся вторичным метасоматическим минералообразованием. Например, нефть в Яхлинской-815 приурочена именно к такому резервуару.

На Южно-Талинской площади отмечена приуроченность высокодебитных скважин к разломам и субвертикальным зонам разуплотнения. На Красноленинском своде очагово-нефтеносными являются зоны, вскрытые скв. Восточно-Койвенской-77, Молодежной-2, Талинской-20027 и 20033 и др.

Установлена приуроченность УВ к гранодиоритам (например, скв. Убинская-317) наподобие Межовского и Сенькинского батолитов в Сильгинской и Тевризской СФЗ.

При изучении закономерности распределения УВ в доюрском комплексе пород возникла необходимость обобщить их в виде системы критериев, среди которых можно обозначить прямые и косвенные.

Прямые критерии нефтегазоносности. Эти критерии характеризуются наличием прямых признаков УВ (от повышенного газового фактора, остатков битумоидов до скопления УВ разного масштаба) в отложениях палеозоя хотя бы в одной скважине. Наличие таких признаков УВ в палеозойских толщах на всей территории Западной Сибири свидетельствует о высокой вероятности нахождения крупных скоплений углеводородов.

Большинство известных месторождений приурочено именно к приконтактной зоне отложений палеозоя – мезозоя, однако существенные скопления и проявления обнаружены значительно ниже контакта мезозойско-палеозойских отложений (Малоичское, Чкаловское, Еллей-Игайское и др.).

Формирование и расформирование нефтегазовых залежей происходит, как правило, в активных геофлюидодинамических зонах [4–6]. Это утверждение справедливо для всех перспективных отложений палеозоя и мезозоя Западной Сибири. Очаги флюидомиграции обусловлены наличием тектонически ослабленных и проницаемых зон, чаще субвертикальных, прослеживаемых в разрезах и в плане. Они сопровождают

ся дислокационно-метасоматическими преобразованиями пород и формированием вторичных резервуаров [7]. Лучше всего такие зоны выявляются в разрезах при их детальном петрографическом изучении. Они также трасируются на сейсмопрофилях по эффектам затухания сейсмозаписи. Тектонически ослабленные зоны, фиксируемые в разрезах по трещиноватости, брекчированию, катаклазу, милонитизации пород, иногда по зеркалам скольжения и глинке трения, почти всегда сопровождаются метасоматическими изменениями. Часто в таких зонах, сопровождаемых в разрезах субвертикальными тектоническими трещинами, отмечались прямые при-

знаки УВ по всему разрезу, как, например, в скважинах Сильгинской, Малоичской, Чкаловской, Мыльджинской, Ступенчатой площадей и др. [8].

Косвенные критерии нефтегазоносности. Наличие благоприятных геологических структур и набор литологических признаков характеризуют высокую степень вероятности формирования в их пределах скоплений УВ. Можно обозначить несколько групп косвенных критериев прогноза нефтегазоносности палеозойских отложений. Среди них особое значение имеют стратиграфические, литологические, сейсмические, флюидотектонические (таблица).

Критерии оценки и прогноза нефтегазоносности палеозоя

Прямые критерии	Косвенные критерии			
	Стратиграфические	Литологические и литолого-петрофизические	Сейсмические	Флюидотектонические и геодинамические
Наличие прямых признаков УВ: запах газа, конденсата, присутствие сажи-стых примазок, сгустков битумоидов, асфальтоподобных веществ, выпотов нефти, пропитка пород нефтью, повышенный газовый фактор вплоть до скоплений УВ любого масштаба	1. Зоны стратиграфических несогласий. 2. Литологические перерывы. 3. Контакты разных типов пород. 4. Углеродистые породы любого типа и состава	1. Вторичные коллекторы, сформировавшиеся в процессе метасоматических преобразований пород. 2. Зоны-флюидоупоры, образовавшиеся в процессе метасоматоза (в подошве чехла). 3. Древние коры выветривания в подошве чехла. 4. Развитие толщ-резервуаров. 5. Зоны выщелачивания региональной коры выветривания	1. Антиклинальные структурные формы разных порядков возраста и типа. 2. Наличие субвертикальных трещинных тектонических зон, выявляемых на сейсмопрофилях по эффектам затухания сейсмозаписи	1. Зоны вертикальной и латеральной флюидомиграции. 2. Зоны активной современной тектоники. 3. Зоны разуплотнения

Стратиграфические аспекты

Присутствие в разрезах палеозоя углеродистых пород – важная региональная предпосылка нефтегазоносности (рис. 1). В результате изучения 500 скважин, вскрывших отложения палеозоя, породы доманикоидного типа выявлены на четырех стратиграфических уровнях (S_1 , D_1^1 , D_1^{2-3} , D_3) в шести свитах: пономаревской (S_1pn), кыштовской (D_1^1kt), комбарской ($D_1^{2-3}kb$), варьганской ($D_1^{2-3}vr$), лугинецкой (D_3lg) и чагинской (D_3cg). Кроме того, подобные породы встречены в локальных участках развития ларинской (S_1lr), мирной ($D_1^{2-3}mr$), чузикской (D_2cz) и кехорегской (C_1kh) свит.

Кыштовская свита (D_1^1kt) лохковского яруса нижнего девона распространена в Нюрольской СФЗ (рис. 1). В отложениях свиты широко развиты высокоуглеродистые известняки с примесью глинистого материала. Характер распределения рассеянного органического вещества (РОВ) линзообразный. Содержание $C_{орг}$ изменяется в широких пределах, например: по скв. Южно-Урманская и Западно-Останинская – от 0,43 до 0,53%, по скв. Лосинская-1 – до 2,06% [9].

Особый интерес представляет **лугинецкая свита** (D_3lg). Отложения свиты широко развиты в Нюрольской и Сильгинской СФЗ. Они представлены светло-серыми мелкозернистыми массивными известняками с детритом (скв. Северо-Сильгинская-25) и серыми микрозернистыми известняками с примазками битумов и прослоями битуминозных аргиллитов, линзами известковых алевролитов и аргиллитов (скв. Северо-Сильгинская-2). В связи с тем, что в этой свите отмечен широкий спектр

проявлений и признаков нефтегазоносности, можно предполагать, что она является не только источником, но и хорошим резервуаром для нефтегазовых скоплений. В Нюрольской СФЗ лугинецкая свита вскрыта во многих разрезах и представлена благоприятными литофациями с содержанием ураноносного пелитового ОВ морского происхождения. По мнению И.А. Олли [9], содержание $C_{орг}$ колеблется в пределах от 0,15 до 1,0%, в отдельных случаях достигая 2,9% (скв. Арчинская-43), 4,83% (скв. Речная-282), 7,25% (скв. Калиновая-12) и 3,10% (скв. Нижне-Табаганская-12).

Чагинская свита (D_3cg) верхнего девона развита в восточной части Нюрольской СФЗ (Калиновая, Северо-Калиновая, Нижне-Табаганская структуры). Она сложена черными и темно-серыми кремнедоломитами, кремнеаргиллитами, глинистыми и кремнистыми доломитами, карбонатно-глинистыми породами с детритом тентакулитов, конодонтов и прослоями доломитовых известняков и радиоляритов. Характеризуется наличием сингенетичных битумоидов смолисто-асфальтенового и маслянисто-смолистого состава, часто ураноносных (содержание урана от 3,7 до $3,8 \times 10^{-4}\%$). Содержание ОВ до 15–25% площади шлифа. Породы свиты содержат ураноносный кероген, что позволяет рассматривать этот стратон в качестве источника УВ.

Непосредственно в палеозойских углеродистых породах залегает ряд месторождений региона, например: Калиновое месторождение – в пределах чагинской свиты, Чкаловское – в пределах варьганской свиты, Северо-Останинское – в отложениях кыштовской и варьганской свит и т.п.

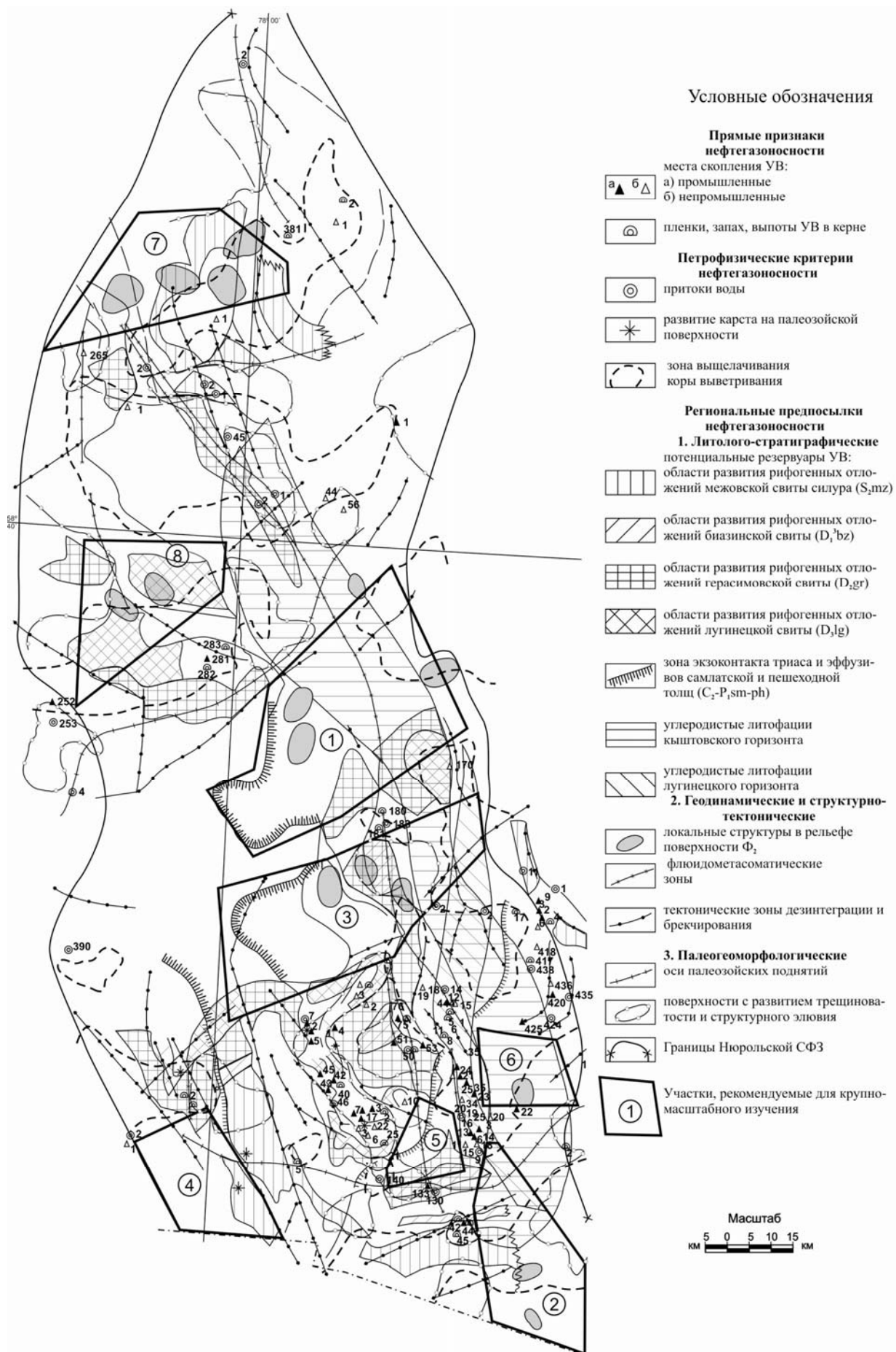


Рис. 1. Схема прогноза нефтегазоносности палеозоя Нюрольской СФЗ (Томская область)

Необходимо обратить внимание на присутствие стратиграфических перерывов. Например, на Герасимовском месторождении имеется перерыв между карбоном и девонем, причем диагностируется азимутальное несогласие. Аналогичная ситуация наблюдается и на многих других месторождениях: например, в пределах разведочных площадей Нижне-Табаганская, Речная, Останинская. Неясную роль «проводника» УВ играет перерыв между нижним и средним девонем. Например, на Верхне-Комбарском, Северо-Останинском, Северо-Юлжавском, Чкаловском и Южно-Табаганском месторождениях.

В областях развития эффузивов триаса и перми, в центральной части Сильгинской СФЗ (рис. 2), наблюдается устойчивая приуроченность скоплений УВ к контакту кислых эффузивов самлатской толщи (C_2-P_1) и основных эффузивов (базальтов, базальтовых порфиров и их туфов) триаса. Пока не ясна природа этого явления, но данный признак следует учитывать в качестве дополнительного критерия в прогнозных построениях, т.к. на юго-востоке Западно-Сибирской плиты эффузивы триаса и перми пользуются чрезвычайно широким распространением (Воскресенское, Лысогорское, Ясное, Лесное).

К этому же типу относится перерыв между палеозоем и мезозоем с развитием региональной древней коры выветривания. Причем разнообразие пород в зоне контакта палеозоя и мезозоя таково, что здесь можно выделить и резервуары, и покрышки различного генезиса и состава. Если она дезинтегрирована, то пропускает УВ из палеозоя в мезозой; если содержит перемычки-экраны и имеет области выщелачивания – содержит скопления УВ в себе; если однородного массивного строения (зона гидролиза) – может выполнять функцию флюидоупора.

Литологические аспекты

В пределах центральной части Нюрольской СФЗ установлена четкая приуроченность нефтегазовых скоплений к органогенным постройкам (рис. 1, 2). Среди них выделяются зоны барьерных рифов среднего и верхнего девона. Именно к этим рифам и зонам замещения рифогенных фаций приурочены такие скопления и проявления УВ, как Герасимовское, Северо-Калиновое, Еллей-Игайское, Южно-Тамбаевское. К рифоидам зарифового плато приурочены такие месторождения, как Урманское, Арчинское, Тамбаевское.

Зона выщелачивания палеозойской поверхности представляет наибольший интерес в качестве потенциального резервуара регионального значения. Общая пористость пород в этой зоне достигает 24–34%, составляя в среднем около 15–20%. Также диагностируются они практически во всех разрезах, вскрывающих измененные породы в зоне контакта палеозоя и мезозоя. Большинство залежей, выявленных в палеозое, концентрируется именно на таких участках. Над такими зонами часто наблюдается концентрация УВ на различных стратиграфических уровнях в мезозойском чехле (например, Казанское, Северо-Васюганское и другие месторождения).

Часто наблюдается развитие «перемычек» кремнистого, сидерит-каолинит-кремнистого состава неболь-

шой мощности, способных экранировать скопления УВ. Например, таковые имеются в пределах Калиновского, Герасимовского, Нижне-Табаганского месторождений. Перемычки карбонатного состава известны на Еллей-Игайской структуре. Они развиты в виде зон наложенной карбонизации внутри крупных карбонатных отложений девонской системы. Они способны экранировать залежи УВ на различных глубинах. Как элемент региональной коры выветривания зона гидролиза имеет широкое развитие. Например, в пределах центральной части Нюрольской СФЗ она занимает территорию порядка 220 км², а на всем юго-востоке Западно-Сибирской плиты таких участков наберется не менее 5–7.

Имея в виду, что большая часть разреза палеозоя не вскрыта скважинами, а изучены лишь самые верхние горизонты палеозойского разреза, следует прогнозировать обнаружение крупных местоскоплений УВ внутри палеозойского этажа на больших глубинах.

В качестве флюидоупоров для палеозойских месторождений могут служить непроницаемые породы большеичской свиты (D_1^{1bi}) нижнего девона, траппового осадочно-эффузивного комплекса триаса, горизонты глинисто-кремнистых отложений тартасской серии. Названные толщи крайне неоднородны, и для прослеживания непроницаемых пород в полях развития этих образований требуются не только высокоточные геолого-стратиграфические модели, но и кондиционный современный фациальный анализ.

Резервуары и коллекторы

Породы-коллекторы и резервуары формируются на разных этапах развития палеозойских бассейнов. Среди них выделяются седиментационные коллекторы калиновой линзы, отложения из продуктов разрушения кор выветривания, гипергенные образования кор выветривания, а также породы, преобразованные процессами дислокационного метаморфизма и наложенного эпигенеза на инверсионном этапе развития осадочного бассейна. Особое значение представляют метасоматические образования [10, 11].

Достаточно хорошим резервуаром считается самлатская толща (C_2-P_1sm) каменноугольно-пермского возраста, представленная фельзитами, риолитами, гранитными порфирами и их туфами. В Нюрольской СФЗ она прослежена на Чагвинской (скв. 2), Квензорской, Нюльгинской разведочных площадях, на которых установлены проявления УВ, связанные с этой толщей. Среднее содержание урана в породах свиты $15 \times 10^{-4}\%$ (по данным Ю.М. Столбова), что сопоставимо с ураноносностью баженовской свиты [11]. Природа этих аномалий пока не ясна.

Потенциальным резервуаром УВ являются отложения «калиновой линзы». Это брекчии, конгломераты, дресвяники, гравелиты и крупнопсаммитовые разновидности пород, продукты переотложенных кор выветривания. Высокая общая пористость крупнообломочных пород до 7–11% в скв. Косальская-16, наличие газовых проявлений в скв. Усть-Сильгинская-3, притоков воды в скв. Соболиная-176 свидетельствуют о перспективности пород «калиновой линзы» как резервуара скоплений УВ [11, 12].

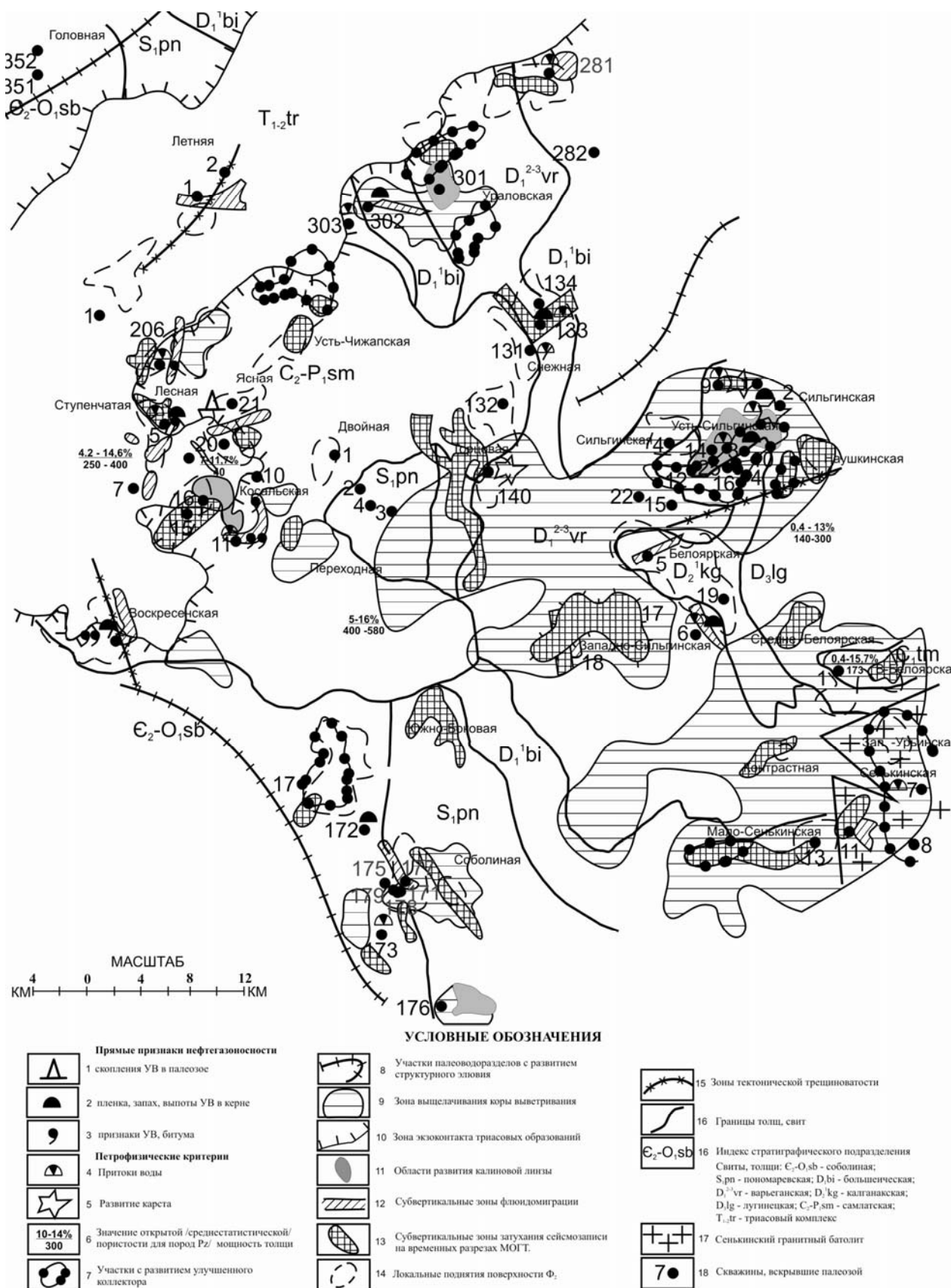


Рис. 2. Схема распространения сейсмоаномалий и зон флюидомиграции в пределах центральной части Сильгинской СФЗ (с использованием данных Б.А. Канарейкина)

Особыми резервуарами УВ являются зоны, выявленные в коре выветривания палеозойской поверхности, существенно измененной процессами наложенного эпиге-

неза. Большинство известных скоплений УВ в отложениях палеозоя (до 90%) приурочено именно к таким участкам. Например, в пределах центральной части Сильгин-

ской СФЗ (рис. 2) такие зоны распространены на территории около 300 км², а на всей юго-восточной части Западно-Сибирской плиты таких участков выделяется достаточно много. Высокая пористость кор выветривания, особенно в зоне выщелачивания, до 15–20%, позволяет рассматривать их как участки с улучшенными коллекторами.

Сейсмические данные

На огромной территории, от Угольной площади на западе до Сильгинской структуры на востоке, выявлено около 60 сейсмических аномалий, представляющих собой преимущественно субвертикальные зоны затухания сейсмозаписи, прослеживаемые как в отложениях палеозоя, так и в мезозое [12]. Совпадение таких аномалий с известными скоплениями УВ в палеозое, например на Ясной, Речной, Западно-Сильгинской площадях, позволяет предполагать их обусловленность субвертикальными зонами флюидомиграции. К ним приурочены ловушки УВ, которые представлены локальными поднятиями на границе палеозоя и плитного комплекса отложений. Такие участки являются перспективными для формирования скоплений УВ не только в пределах поверхности Φ_2 , но и в структурных ловушках мезозоя.

На сейсмопрофилях хорошо диагностируются нарушения, пересекающие поверхность Φ_2 (подошва чехла). Наиболее интересными представляются зоны сопряженных нарушений, приуроченных к локальным поднятиям, сопровождаемые прямыми признаками УВ. Морфология этих аномалий может быть различной: от

дайкообразной до конусовидной и столбообразной, проникающей глубоко внутрь палеозойского этажа. Элементы подобных аномалий характерны для Чкаловского, Герасимовского месторождений.

Флюидотектонические аспекты

Флюидодинамические критерии базируются на возможности пространственного выделения зон флюидомиграции, образование которых связано с проявлением активных современных геодинамических и тектонических процессов структурообразования, очаговых зон разуплотнения, субвертикальных и латеральных трещинных систем [13–15].

Они выявляются при структурных построениях по отдельным горизонтам чехла. Особенно важен анализ структурной поверхности Φ_2 (подошва чехла), т.к. именно здесь реализуется влияние единой системы флюидодинамики и внутриплитной тектоники. Эффект воздействия этой, часто «сквозной», системы проявляется или в образовании локальных поднятий (форма поднятий близка к морфологии тектонических процессов), или в формировании зон растяжений в плитном комплексе отложений. В пределах поднятий могут образовываться участки сверхуплотнения и разуплотнения (на склонах), консервирующие либо пропускающие палеозойские флюиды. Зоны растяжения в чехле могут служить только каналами флюидомиграции, за счет которых и сформировалось большинство месторождений мезозоя (рис. 3).

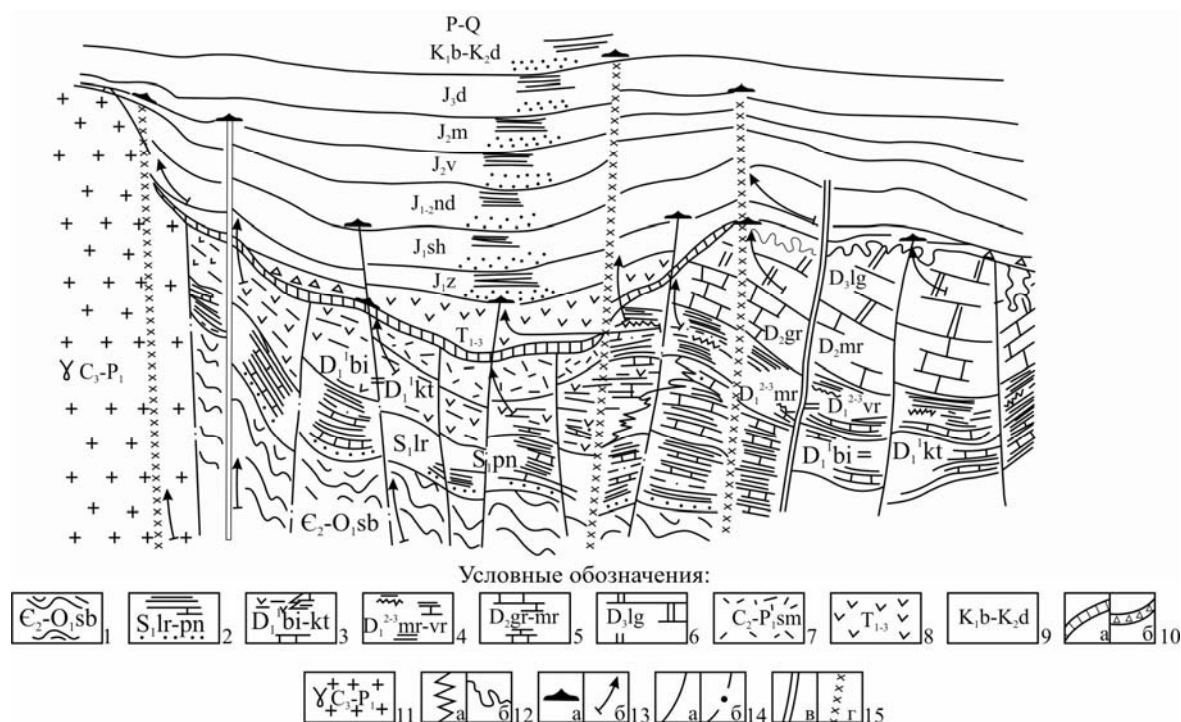


Рис. 3. Идеализированная модель флюидомиграции в области сочленения Варьеганской, Ньюрольской и Сильгинской СФЗ:

- 1 – сланцевый комплекс соболиной толщ; 2 – морские аренит-карбонатные отложения ларинской – пономаревской толщ;
- 3 – эффузивный и глинисто-карбонатный комплекс кыштовского горизонта; 4 – кремнисто-глинисто-карбонатный комплекс варьеганской, мирной свит; 5 – карбонатные отложения герасимовской – мурасовской свит; 6 – карбонатный и кремнисто-глинисто-карбонатный комплекс лугинецкого горизонта; 7 – кислые эффузивы карбона – перми; 8 – осадочно-трапповый комплекс триаса; 9 – региональные стратоны юры и мела; 10: а – кора выветривания PZ, б – калиновая линза – продукт переотложения KB; 11 – гранитный батолит; 12: а – зона фациального замещения, б – закарстованная поверхность PZ; 13: а – современные места скопления УВ, б – направление миграции флюидов;
- 14–15 – субвертикальные зоны флюидомиграции: а – позднепалеозойские, б – триас-раннеюрские, в – средне-позднеюрские, г – меловые в неогенчетвертичный этап активизации

Зоны растяжения могут диагностироваться на схеме сопоставления структурных карт и изопахитовых моделей по перепаду мощностей, приуроченных к склонам поднятий и совпадающих с дизъюнктивными нарушениями. На рис. 3 показана идеализированная модель флюидомиграции на границе трех СФЗ: Нюрольской, Варьеганской и Сильгинской, в которой сконцентрировано на одном профиле большинство геологических критериев и признаков нефтегазоносности палеозоя.

Субвертикальные и крутопадающие зоны трещиноватости [8] и листрических разрывных нарушений уверенно диагностируются 3D-сейсморазведкой и электроразведочными методами, а также с использованием высокоточной гравиметрической и повысотной аэромагнитной съемок. Поэтому использование дистанционных методов изучения палеозоя для прослеживания зон флюидомиграции и тектонических нарушений особенно необходимо.

Несколько слов о геохимических критериях. Некоторые ученые [3] приходят к выводу, что главными нефтепроизводящими породами в добаженновском продуктивном комплексе являются аргиллиты тогурской свиты. Наши исследования этой свиты в пределах Среднеасяганского поднятия показывают, что она имеет незначительную мощность (на поднятиях отсутствует) и, несмотря на хорошие геохимические показате-

ли, её генерационного потенциала не хватает для восполнения объема добываемых УВ из добаженновского комплекса. Объяснение концентрации УВ в палеозойских породах путем латеральной миграции из баженновских или тогурских аргиллитов не убеждает потому, что на флангах даже мезозойских скоплений (не говоря уже о палеозойских) мы не находим признаков ни генерации, ни латеральной миграции УВ-флюидов.

Таким образом, предложенная система критериев оценки нефтегазоносности может быть с успехом использована в прогнозных построениях как для кровельной приконтактной части палеозойских разрезов, так и для внутripалеозойских залежей углеводородов. Желательно привлечение новых современных дистанционных методов, и особенно космодешифрования с целью выявления активных зон флюидомиграции. Необходимо освободиться от синдрома «чехольного» подхода к поискам большой нефти в палеозое и в более древних комплексах Западной Сибири.

Еще раз подчеркнем авторскую концепцию:

1. Источником УВ-флюидов могут быть любые углеродистые породы от венда до триаса, с любым содержанием органического углерода.
2. Очаговая генерация УВ-флюидов и формирование залежей могут происходить на любом стратиграфическом уровне в любых породах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бембель Р.М. Геологические модели нефтегазоносных залежей Западной Сибири на основе геосолитонной концепции // Геологические модели нефтегазоконденсатных месторождений Тюменского Севера. М.: Недра, 1995. С. 350–407.
2. Дмитриевский А.Н. Фундаментальные исследования в геологии нефти и газа // Геология нефти и газа. 1997. № 7. С. 4–10.
3. Круглый стол: Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений на территории Ханты-Мансийского автономного округа. Ханты-Мансийск: Лукюйл-Западная Сибирь, 2003. 420 с.
4. Запивалов Н.П. Нефтегазовый потенциал палеозойского фундамента Западной Сибири (прогнозы и реальность) // Нефтяное хозяйство. 2004. № 7. С. 76–80.
5. Запивалов Н.П. Нефтегазоносность фундамента Западной Сибири // Горные ведомости. Тюмень, 2004. № 3. С. 2–11.
6. Запивалов Н.П. Нефтеносность палеозоя Западно-Сибирской провинции на основе флюидодинамического подхода // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа: Восьмая науч.-практ. конф. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2005. Т. 1. С. 60–68.
7. Органическая геохимия палеозойских отложений юга Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: Наука, 1984. 230 с.
8. Исаев Г.Д. Зоны флюидомиграции и некоторые закономерности распределения скоплений углеводородов в палеозое // Проблемы геологии и географии Сибири: Материалы науч. конф. Вестник Томского государственного университета. 2003. № 3(II). С. 270–273.
9. Олли И.А. Органическое вещество и битуминозность осадочных отложений Сибири. М.: Наука, 1975. 133 с.
10. Исаев Г.Д., Егорова Т.Г., Бабанская И.В. и др. Прогноз нефтегазоносности палеозоя центральной части Нюрольской впадины на основе литолого-стратиграфических данных // Томское отделение СНИИГГиМС: 30 лет на службе томской геологии: Сб. науч. тр. / Под ред. В.Е. Пешкова, Н.П. Падалко. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2002а. С. 39–42.
11. Запивалов Н.П., Исаев Г.Д., Канарейкин Б.А. и др. Критерии прогноза нефтегазоносности палеозоя юго-востока Западно-Сибирской плиты // Геологическое и горное образование. Геология нефти и газа: Материалы Междунар. науч.-практ. конф. Томск: ТГУ, 2001. С. 117–119.
12. Исаев Г.Д., Канарейкин Б.А. Палеотектонический анализ и прогноз зон флюидомиграции из палеозоя в мезозой в пределах центральной части Сильгинской структурно-фациальной зоны // Поиски и разведка месторождений полезных ископаемых: Материалы науч. конф. Томск: ТГУ, 2000. С. 57–60.
13. Запивалов Н.П. Как искать и осваивать нефтегазовые месторождения в палеозойском «фундаменте» Западной Сибири (научные основы, методика, опыт, рекомендации) // Проблемы освоения ресурсов нефти и газа Беларуси и пути их решения: Материалы Междунар. конф. Гомель, 2003. С. 198–210.
14. Запивалов Н.П. Новые данные по нефтегазоносности «фундаментного» палеозоя Западной Сибири // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа: Материалы VII междунар. конф.: Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа (Памяти Б.А. Соколова и В.В. Семеновича): К 250-летию МГУ. М.: ГЕОС, 2004. С. 186–188.
15. Запивалов Н.П. Как реализовать нефтегазовый потенциал палеозоя Томской и Новосибирской областей // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области: Материалы науч.-практ. конф. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. С. 58–60.

Статья представлена научной редакцией «Науки о Земле» 2 июня 2010 г.