

субвертикальных трапповых тел [2] к формированию специфических ловушек нефти и газа на моноклиналях и пликвативно незамкнутых поднятиях. Количество таких тектоно-магматических ситуаций в западной половине Сибирской платформы огромно, что может обеспечить значительное число дополнительных зон накопления и локальных ловушек нефти и газа.

Важным для нефтегазоносности чехла Сибирской платформы является также его неотектоническое развитие, характеризующееся, за исключением мезозойских краевых депрессий (Енисей-Хатангский региональный прогиб, Вилюйская гемисинеклиза и др.), значительными (до 1000 м и более) амплитудами восходящих движений. Вопреки обычно негативному влиянию подобной ситуации на нефтегазоносность, на Сибирской платформе в связи с относительно глубоким залеганием перспективных горизонтов и наличием надежных флюидоупоров (пластов соли, ангидритов, трапповых пластовых интрузий, туфогенно-эффузивного комплекса на севере Курейской синеклизы) вполне можно рассчитывать на существование крупных скоплений углеводородов. Особенно ярким подтверждением такого предположения является открытие Ковыктинского гигантского газового месторождения в условиях резко расчлененного рельефа и новейших воздыманий с амплитудой около 1000 м.

Завершая характеристику основных геологических условий формирования нефтегазовых скоплений на Сибирской платформе, необходимо подчеркнуть большое разнообразие сочетаний главных их параметров (типов пород-коллекторов, пород-флюидоупоров, ловушек, состава углеводородных

флюидов) и факторов, осложняющих их освоение (суровый климат, расчлененный рельеф, отсутствие инфраструктуры, включая дороги и трубопроводы). Поэтому экономические показатели освоения даже крупных скоплений нефти и газа далеко не оптимальны. В связи с этим важно иметь в виду, что Сибирская платформа, помимо углеводородного сырья, богата многими твердыми полезными ископаемыми (алмазами, золотом, медно-никелево-платиновыми и свинцово-цинковыми рудами, исландским шпатом, железом, фосфоритами и др.). Кроме того, при разработке нефтегазовых месторождений целесообразно попутно осваивать богатейшие содержания гелия в свободном газе, лития, цезия, рубидия, бора и других ценных компонентов в пластовых высокоминерализованных рассолах. Комплексное освоение всех видов минерального и энергетического сырья позволит существенно снизить суммарные затраты на создание единой инфраструктуры и тем самым значительно повысить экономические показатели промышленного использования природных богатств Сибирской платформы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука — М.: Недра, 1981. — 552 с.
2. Старосельцев В.С. Тектоника базальтовых плато и нефтегазоносность подстилающих отложений. — М.: Недра, 1989. — 258 с.

УДК 553.98:556.3 (571.5)

ОСНОВЫ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

В.И. Вожов
(СНИИГГиМС)

Оценка нефтегазоносности бассейнов сложного геологического развития на основе гидрогеологических критериев регионального и локального уровня является важной составной частью научного обоснования и выбора главных направлений нефтегазопромысловых работ в наиболее крупных добывающих районах Сибирской платформы.

На основе разработанной методики комплексного опробования скважин и оптимального комплекса аналитических определений неорганических, органи-

На основе традиционных и новых гидрогеологических критериев и выявленных гидрогеодинамических, геотермических, геокриологических и гидрогеохимических закономерностей выполнен региональный прогноз нефтегазоносности Сибирской платформы, в том числе в районах распространения криолитозоны, насыщения осадочного чехла интрузиями и засоления проницаемых горизонтов.

Regional forecast of petroleum potential of the Siberian Platform including the regions of cryolithozone occurrence, sedimentary cover saturation with intrusions and permeable horizon salting was accomplished based on conventional and new hydrogeological criteria as well as revealed hydrogeodynamic, geothermal, geocryological and hydrogeochemical regularities.

ческих компонентов, микрокомпонентов подземных вод и рассолов были созданы методические основы гидрогеологических исследований для решения задач регионального и локального прогноза и поисков нефти и газа.

Объектом регионального прогнозирования нефтегазоносности является район, который соответствует надпорядковой структуре или тектоническому элементу первого порядка в плане и

резервуару или комплексу в разрезе. Применительно к методам, используемым в нефтегазовой гидрогео-

логии, задачей регионального прогноза является изучение гидрогеологических закономерностей: гидрогеодинамической, гидрогеохимической, газовой зональности, геотермического режима и их связей с залежами УВ.

Сложное геологическое строение (насыщенность разреза осадочного чехла интрузивными траппами, солями в нижнем кембрии и девоне, перерывы в осадконакоплении, разрывные нарушения) и сложные гидрогеологические условия (широкое распространение высококонцентрированных рассолов, мощные толщ многолетнемерзлых пород) предопределили формирование коллекторов сложного строения и охлаждение осадочного чехла Сибирской платформы. Для решения задач прогноза традиционные гидрогеологические критерии не всегда эффективны. Были выделены и обоснованы новые критерии: зоны и очаги современной и палеоразгрузки, межгоризонтной фильтрации, геокриологические, гидрогеохимические, а также литогидрогеохимический.

Рассмотрим основные задачи и некоторые результаты комплексных региональных гидрогеологических исследований и составления мелкомасштабных гидрогеологических, гидрогеохимических, гидрогеодинамических, геотермических и геокриологических карт с целью оценки гидрогеологических условий нефтегазоносности.

Гидрогеодинамические критерии. В нефтегазо-гидрогеологических вулканогенно-осадочных бассейнах Сибирской платформы установлен ряд гидрогеодинамических закономерностей, являющихся критериями нефтегазоносности. К ним относятся поля экстремальных пластовых давлений во флюидоносных горизонтах различного состава и возраста, межгоризонтные восходящие и нисходящие перетоки рассолов, разгрузка рассолов различного состава и времени проявления.

На основе разработанного методического подхода и составленных карт распространения и высококонцентрированных рассолов, зон разгрузки и межгоризонтных перетоков рассолов выполнено районирование Сибирской платформы по типу вертикальной гидрогеодинамической зональности (рис.1). Выделено три области: Лено-Енисейская, Тунгусская и Ангара-Ленская. В Лено-Енисейской области мезозойских депрессий установлена нормальная гидрогеодинамическая зональность со ступенчатым распределением пластовых и приведенных давлений и зоной АНПД в подмерзлотной части до глубины 1600 м и АВПД в глубоких депрессиях. Для большей части Тунгусской области характерна нормальная гидрогеодинамическая зональность с переменным распределением приведенных давлений и зоной высоких давлений в межсолевых, подынтрузивных горизонтах и зонах гидротермального палеокарста.

В Ангара-Ленской области в низах соленосного кембрия, терригенного венда и рифея преобладает инверсионный тип распределения приведенных и даже пластовых давлений, а в меж- и подсолевых

карбонатных горизонтах — нормальный тип с зоной высоких и аномально высоких пластовых давлений, обладающих потенциальной энергией восходящей и нисходящей (в зоны АНПД) фильтрации флюидов. Гидродинамическая инверсия свидетельствует также о высоких экранирующих свойствах солевых флюидоупоров, обеспечивших различные гидрогеодинамические режимы и сохранность флюидов. Тип вертикальной гидрогеодинамической зональности оказывает решающее влияние на восходящую, нисходящую или переменную направленность миграции и разгрузки углеводородных и неуглеводородных флюидов, определяющих формирование, переформирование или разрушение углеводородных залежей (см. рис. 1).

Высокая степень совпадения (85 %) выявленных перетоков с признаками нефтегазоносности в Байкитской (БА), Непско-Ботуобинской (НБА) антеклизях и на Ангара-Ленской ступени (АЛС) и полное их совпадение на Камовском и Непском сводах, установленные в работе [1], могут свидетельствовать о формировании и переформировании залежей УВ в процессе не только восходящей, но и нисходящей фильтрации и, следовательно, о возможности их использования в качестве критерия нефтегазоносности.

Значительные региональные пьезоминимумы установлены в подсолевом терригенном комплексе НБА с наиболее глубокой депрессией по приведенным и пластовым давлениям в ее северо-восточной части и в рифейском терригенно-карбонатном комплексе БА [2, 3]. В областях пьезоминимумов НБА и АЛС размещены преимущественно газонефтяные и нефтегазовые залежи, тогда как газовые и газоконденсатные располагаются в основном в областях пьезомаксимумов или повышенных давлений на АЛС и в Катангской седловине, на Сурингдаконском своде, Курейско-Бакланихинском и Хапчагайском мегавалах. К локальным зонам пьезоминимумов, входящим в состав региональных зон, тяготеют основные залежи нефти и газа.

В результате анализа и построений установлены гидрогеодинамические закономерности, состоящие в приуроченности областей распространения нормальных и высоких пластовых давлений флюидов преимущественно к синеклизам, седловинам и ступеням, тогда как области низких и сверхнизких давлений преобладают на антеклизях. В областях низкого барического режима выявлено большинство основных газонефтяных месторождений; с областями нормального и высокого пластового давления связаны главным образом газовые месторождения.

На установлении и анализе пространственной связи зон и очагов древней и современной разгрузки подземных вод и нафтидов с сериями разрывных нарушений, интрузиями и положительными структурами основан прогноз локализации в ловушках УВ, которые на путях миграции из зон нефтегазонакопления к зонам разгрузки могли образовывать скопления и залежи (см. рис. 1). Такой прогноз в пределах Непского, Камовского, Сурингдаконского сводов,

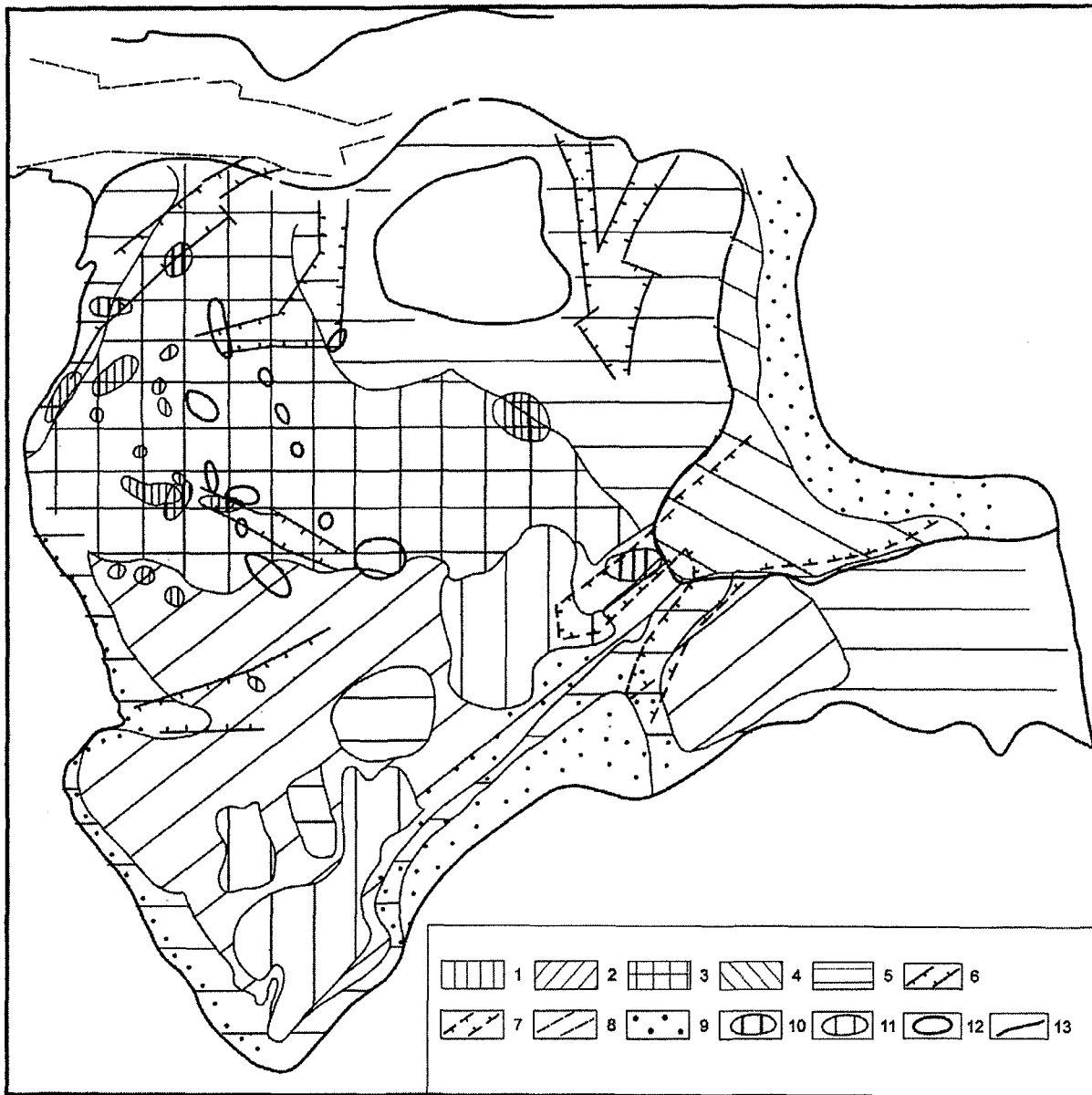


Рис. 1. Схематическая карта гидрогеодинамического районирования Сибирской платформы (геодинамическая основа по работе [4]):

типы современной вертикальной гидрогеодинамической зональности: 1 — переменная с инверсией и высокой вероятностью нисходящей фильтрации в подсолевой нижнекембрийской части разреза; 2 — переменная с инверсией в подсолевой нижнекембрийской части разреза и низкой вероятностью нисходящей фильтрации; 3 — нормальная с чередованием восходящих и нисходящих межгоризонтных перетоков; 4 — нормальная со ступенчатым распределением приведенных и пластовых давлений и высокой вероятностью восходящей фильтрации; 5 — нормальная по пластовым и приведенным давлениям и низкой вероятностью восходящей фильтрации. Типы палеообластей питания по компрессионному механизму создания давлений: в погребенных рифтах [2] рифейского (6), девонского (7), триасового (8) возраста; 9 — в зонах шарьяжно-надвиговых строений [5]. Скрытые куполообразные зоны палеоразгрузки в отложениях: 10 — среднего кембрия, 11 — ордовика, 12 — девона и верхнего палеозоя, 13 — граница нефтегазоносных провинций

Дюпкунской и Тембенчинской впадин подтвердился выявлением на большинстве этих структур залежей нефти и газа [6].

Геотермический критерий. Установлено влияние пониженного теплового потока наиболее древних раннеархейских складчатых систем кристаллического фундамента (древнее 3300±200 млн лет) на глубоко опущенную криолитозону Лено-Анабарской гео-

криологической провинции и повышенного теплового потока, поступающего из позднеархейских (древнее 2600±100 млн лет) и ранне-среднепротерозойских (древнее 1700±100 млн лет) складчатых систем на высоко поднятую криолитозону Путорано-Енисейской провинции. Эта связь положена в основу выделения геокриологических провинций [3].

На основе установленного различного по глубине охлаждающего воздействия криолитозоны на тепловое состояние осадочного чехла составлен комплект геотермических карт по нефтегазоносным горизонтам и экранирующим их комплексам Лено-Тунгусской провинции в масштабе 1:2500000: по поверхности кристаллического фундамента, подошве вендского, верхневендско-нижнекембрийского, кембрийского, силурийско-девонского, в каменноугольно-нижнетриасового комплекса, по кровле кембрийского комплекса, а также коллекторов ордовикского.

На основе геотермических построений и установленной связи физических свойств нефтей с геокриологическим фактором и геотермической зональностью выполнен региональный прогноз плотности и вязкости нефтей в основных рифей-палеозойских флюидоносных комплексах и выявлены районы распространения высоковязких и деструктивных нефтей.

Геокриологический критерий. На основе обобщения и анализа геофизических наземных и скважинных материалов и результатов бурения на территории Сибирской платформы составлены карты в масштабе 1:2500000: распространения и мощности криолитозоны, зоны отрицательных температур, структурная карта по нижней поверхности многолетнемерзлых пород [4].

В результате геокриологических построений и обобщений оценены охлаждающее воздействие криолитозоны и влияние возраста пород кристаллического фундамента на тепловое поле, флюидоупорные свойства криогенного экрана и распространение криопэгов, что позволило предложить для поисков углеводородов новый уровень — криогенные ловушки в подмерзлотном водоносном горизонте. Выявлен ряд крупных криогенных структур, в большинстве своем пространственно связанных с надпорядковыми структурами и структурами первого порядка. Значительная амплитуда (до 200 м), крупные размеры и связь с нефтегазовыми структурами позволяют прогнозировать в криогенных структурах углеводородные скопления и рекомендовать их изучение в процессе поисковых работ. Наиболее контрастные криогенные структуры располагаются в Северо-Тунгусской и южной части Анабарской НГО [3].

Гидрогеохимические критерии. Разработаны принципы использования региональных гидрогеохимических закономерностей для оценки перспектив нефтегазоносности. Региональный прогноз нефтегазоносности состоит в выявлении в гидрогеохимическом разрезе и на территории распространения водоносного комплекса зон, различающихся составом, степенью метаморфизации и минерализацией подземных вод, позволяющими определить генетический тип, выявить связь с нефтегазоносностью и оценить влияние подземных вод в этих зонах на залежи углеводородов.

Задача оценки перспектив нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции на основе гидрогеохимической зональности была решена тремя методиче-

скими подходами, различающимися полнотой и детальностью исследований. Это — гидрогеохимическое районирование на основе вертикальной гидрогеохимической зональности, выделение и картирование глубины залегания поверхности концентрированных рассолов и латеральная гидрогеохимическая зональность.

По особенностям вертикальной гидрогеохимической зональности установлены три гидрогеохимические области и семь гидрогеохимических районов. Последние дифференцированы по степени насыщения метаморфизованными рассолами проницаемых горизонтов в разрезе рифея, венда и палеозоя. Установление парагенетической и пространственной связей основных месторождений нефти и газа с зоной метаморфизованных рассолов позволило прогнозировать в разрезах осадочного чехла этажи нефтегазоносности.

На периферии провинции, в северных и восточных районах распространения бессолевого кембрия, располагается область с нормальным типом вертикальной гидрогеохимической зональности; где проницаемые терригенные и карбонатные горизонты не подвержены засолению. В центральных и южных районах распространения солей в разрезе нижнего кембрия нормальная зональность в верхах разреза сменяется инверсией минерализации в нижней части. В этой области терригенные и карбонатные коллекторы в разной степени засолены (рис. 2).

Картирование кровли концентрированных и метаморфизованных рассолов, являющейся границей, выше которой распространены рассолы выщелачивания, позволило выделить нефтегазоперспективные и неперспективные участки разреза в Лено-Тунгусской провинции. Выпуклая поверхность в южной и центральной частях провинции совмещается с положительными структурами, а в северной — со структурами различного знака.

На основе составленных в масштабе 1:2500000 гидрогеохимических карт рифейского, вендского терригенного, венд-нижнекембрийского и осинского карбонатного, ордовикского, верхнепалеозойского водоносных комплексов и горизонтов выявлены и обоснованы зоны, различающиеся условиями формирования состава и минерализации подземных рассолов и пространственной связью с залежами УВ. В результате выделены зоны хлоридных метаморфизованных рассолов, являющиеся наиболее перспективными для поисков углеводородов. Например, в рифейском гидрогеологическом этаже перспективными районами на нефть и газ являются склоны Камовского свода, западный и северный борты Катангской седловины, а также Присянская и Алдано-Майская впадины. В вендском терригенном комплексе с зоной хлоридных кальциево-натриевых рассолов связаны перспективы в восточной части Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботуобинской антеклизы (см. рис. 2).

Оценка нефтегазоносности в районах различного насыщения разреза интрузиями основана на выявле-

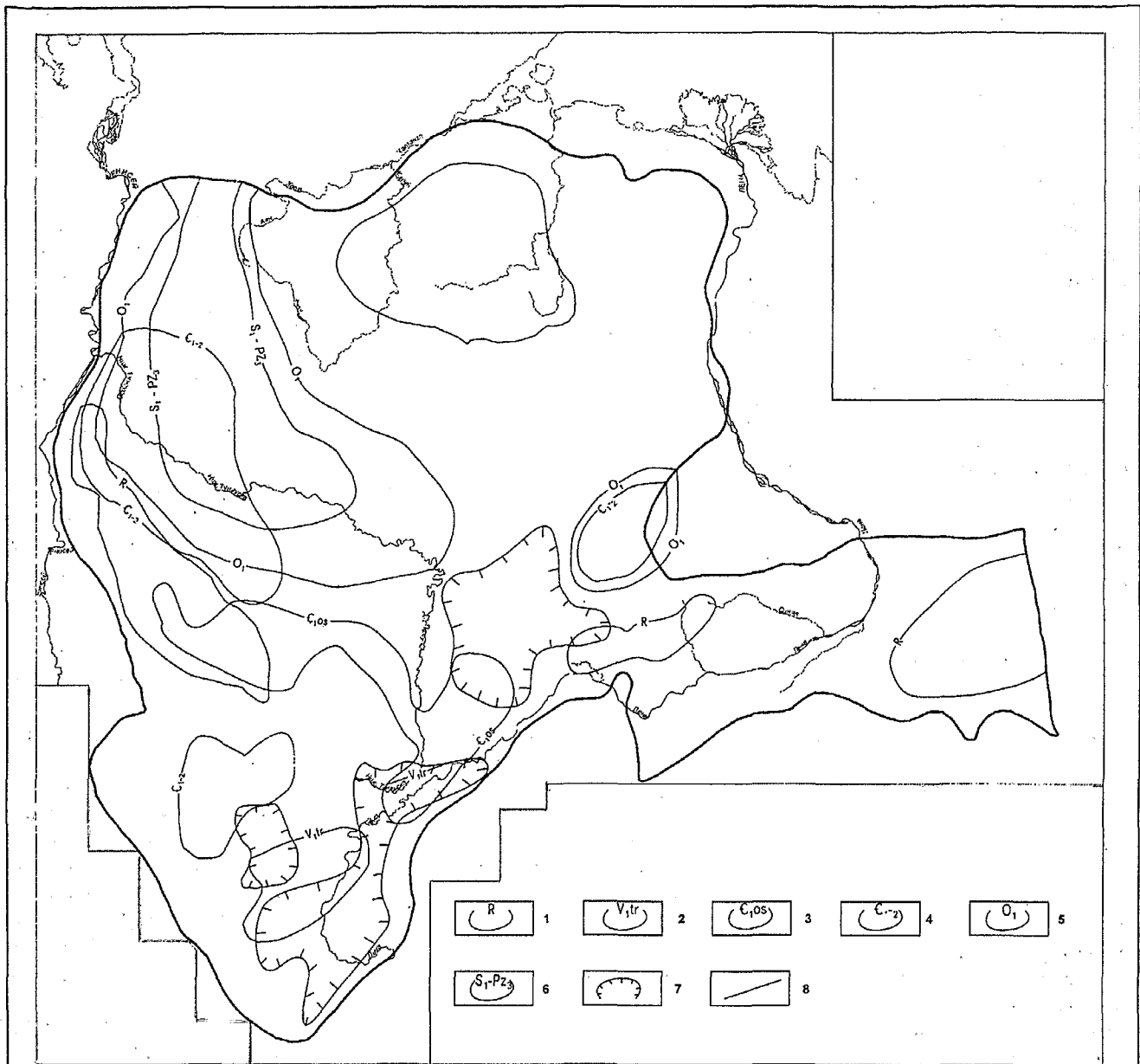


Рис. 2. Схематическая карта гидрогеохимического прогноза нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции: районы, перспективные на нефть и газ по гидрогеохимическим критериям в отложениях: 1 — рифея, 2 — тирского комплекса венда, 3 — осинского горизонта, 4 — нижнего и среднего кембрия, 5 — нижнего ордовика, 6 — нижнего силура и верхнего палеозоя, 7 — зоны засоления проницаемых горизонтов венда и нижнего кембрия, 8 — граница Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

нии гидрогеохимических зон хлоридных натриевых и хлоридных кальциево-натриевых рассолов с пониженными значениями кальций-магниевого отношения, не подвергавшихся воздействию аномально высоких температур. Такие зоны, например, в ордовикском и верхнепалеозойском комплексах западной части Северо-Тунгусской НГО оцениваются высокой категорией перспектив (см. рис. 2).

Региональное насыщение рассолоносных горизонтов кембрия диоксидом углерода, сероводородом и формирование залежей, обогащенных этими газами, связаны с термальным метаморфизмом известняково-доломитовых сульфатоносных пород, температурным воздействием интрузий и в меньшей степени с мигра-

цией глубинной углекислоты и биогенной сульфатредукцией. Следствием термального метаморфизма является также аномально высокая «сухость» углеводородных газов ($3 < C_1/C_{2-5} < 320$), не зависящая от их состава. Значение C_1/C_{2-5} сверху вниз по разрезу составляет: 29 в летнинском, 3...163 в таначинском и дельтулинском комплексах, 11 в сухотунгусском, 4...314 в кочумдекском, 71 в нижнетунгусском, не обнаруживая закономерности его распределения.

Показателем, учитывающим влияние магматического тепла на преобразование углеводородной составляющей в газах, является также утяжеление изотопного состава углерода метана и этана в зависимости от расстояния до верхних интрузий.

Исключение малоперспективных зон распространения кислотных и «сухих» газов в районах насыщения осадочного чехла траппами позволит значительно сократить перспективные территории. Оставшаяся часть территории может быть дифференцирована на высокоперспективные и перспективные земли по показателю газонасыщенности и коэффициенту «метанизации». На основе этих показателей в проницаемых горизонтах кембрия западной части Южно-Тунгусской НГО прогнозируется перспективный на нефть и газ район (см. рис. 2).

Литогадрогеохимический критерий. В нефтегазоперспективных районах Сибирской платформы литогадрогеохимический метод исследований используется для прогноза зон высокочемических коллекторов в сложнопостроенных терригенных и карбонатных отложениях венд-раннекембрийского возраста. Теоретической основой метода является исследование единой литогадрогеохимической истории взаимодействия рассолов с породами и минералами. Метод базируется на изучении парагенетических и пространственных связей между составом хемогенных цементов, минералов и идентичными солями и компонентами, содержащимися в пластовых рассолах, — показателями, интенсивности и направленности гидрогеохимических процессов вторичного преобразования пород и рассолов. Физико-химическим моделированием с помощью ПЭВМ контролируются результаты, полученные при анализе пространственных и парагенетических связей, и на количественной основе оцениваются гидрогеохимические процессы, протекающие в системе рассол — порода: преобладающее растворение и динамическое равновесие [7].

Литогадрогеохимический метод позволяет при прогнозной оценке сложнопостроенных коллекторов терригенных отложений венда и трещинно-каверновых коллекторов карбонатных пород венда и нижнего кембрия исследовать условия осадконакопления, вторичное минералообразование и преобразование пород и рассолов, обусловившие значительную дифференциацию емкостно-фильтрационных свойств коллекторов. Благодаря его использованию удается более обоснованно прогнозировать зоны высокочемических коллекторов в сложнопостроенных венд-

нижнекембрийских отложениях. На основе методики составлены карты распространения вторичных минеральных цементов нижненепского терригенного комплекса и диа- и катагенетической доломитизации и перекристаллизации карбонатов осинского горизонта, которые легли в основу построения карт прогноза высокочемических коллекторов в центральных и южных районах Сибирской платформы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Межпластовые перетоки флюидов как показатель нефтегазоносности / А.А. Карцев, Л.Н. Илюхин, Н.В. Попова и др. // *Инф. обзор. Сер. «Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений»*. — М.: ВНИИЭгазпром, 1990. — 37 с.
2. Анциферов А.С. *Гидрогеология древнейших нефтегазоносных толщ Сибирской платформы*. — М.: Недра, 1989. — 176 с.
3. Вожов В.И. *Гидрогеологические условия месторождений нефти и газа Сибирской платформы*. — М.: Недра, 1987. — 204 с.
4. Буш В.А., Натанов Л.М. *Геодинамическая карта России / Ред. Н.В. Межеловский, А.И. Бурдэ*. — Л.: ВСЕГЕИ, 1995.
5. Мизурский А.В., Старосельцев В.С. *Особенности строения зоны сочленения Сибирской платформы с Байкало-Патомской складчатой областью // Результаты региональных геолого-геофизических исследований Сибири*. — Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. — С. 49—56.
6. Вожов В.И., Кащенко С.А. *Зоны разгрузки флюидов в Тунгусском бассейне // Геология нефтегазоносных районов Сибири / Под ред. Ф.Г. Гурари*. — Новосибирск, 1971. — (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 137). — С. 137—141.
7. Вожов В.И., Чернова Л.С. *Литогадрогеохимический метод исследования вторичного минералообразования и эпигенетических преобразований пород и рассолов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Материалы региональной конф. геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России*. — Томск, 2000. — Т. 1. — С. 401—402.