

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

В. А. Чахмахчев, С. А. Пунанова, Т. Л. Виноградова
(РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ИИПНГ РАН)

Введение

Настоящее исследование посвящено выявлению геохимических особенностей и прогнозу нефтегазоносности мезозойских отложений севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ), а именно Надым-Тазовской нефтегазоносной области (НГО).

Комплекс используемых геохимических показателей дает возможность охарактеризовать процессы и условия нефтеобразования: фациально-генетический тип рассеянного органического вещества (РОВ), уровень его термической зрелости, градиацию катагенеза нефтегазопроизводящих толщ и их нефтегенерационный потенциал, а также физико-химические свойства, углеводородный (УВ) состав и фазовое состояние УВ систем. Такой комплексный подход к изучению проблемы позволяет проследить процесс онтогенеза, т.е. эволюцию РОВ с момента его захоронения до стадии формирования промышленных скоплений УВ.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является основным районом промышленной добычи и разведки нефтяных и газовых месторождений в России. Однако она включает и слабо разбуренные, недостаточно изученные, но по прогнозным оценкам весьма перспективные территории. По своей значимости и ресурсам Западно-Сибирский НГБ образует третий мировой полюс УВ сырья наряду с полюсами Персидского и Мексиканского заливов. В его пределах выявлено более 585 месторождений нефти и газа. Основные перспективы связаны с северной территорией Западно-Сибирского НГБ, а именно с Надым-Тазовской НГО, где открыты уникальные по запасам углеводородного сырья месторождения.

Рассмотрены геолого-геохимические особенности и дан прогноз нефтегазоносности мезозойских отложений Надым-Тазовской нефтегазоносной области Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Приводятся некоторые результаты бурения Тюменской скв. СГ-6, касающиеся детализации стратиграфии и геохимической характеристики юрских и триасовых отложений.

Показано, что наибольший интерес для поисков промышленных скоплений жидкой нефти представляют глубины до 4,50...4,75 км. Ниже, в отложениях низов юры и триаса, могут располагаться лишь газоконденсатные и газовые залежи.

Geological-geochemical features are considered and the forecast oilbearingness of Mesozoic sediments Nadym-Taz gas-oilbearing area of West-Siberian basin is given.

Some results of drilling Tumen superdeep well-6, concerning detailed stratigraphy and geochemical characteristic of Jurassic and Triassic sediments are resulted.

It is shown, that the greatest interest for searches of industrial fields of liquid petroleum is represented by depths up to 4,50...4,75 km. Below, in sediments of Jurassic and Triassic bottoms, can settle down only gas-condensate and gas deposits.

Для увеличения прироста запасов жидких и газообразных УВ на исследуемой территории вовлекаются в бурение отложения, залегающие на глубинах 4...5 км и более. Вопросы геохимических и палеогеотермических оценок перспектив продуктивности недр на этих глубинах еще слабо освещены.

В настоящее время в Западно-Сибирском НГБ пробурено более 30 поисковых и разведочных скважин, вскрывших мезозойские терригенные отложения в стратиграфическом диапазоне от верхней юры до триаса на глубине 4000 м и более. Все они располагаются в пределах северных НГО — Надым-Пурской, Пур-Тазовской и

Гыданской.

Геолого-геохимические результаты бурения скв. СГ-6

Новый этап в изучении строения и нефтегазоносности глубоких горизонтов севера Западной Сибири начался с бурения и исследования пока единственной в Западной Сибири сверхглубокой скважины — Тюменской СГ-6, достигшей глубины 7502 м. Описанию и обобщению результатов бурения Тюменской скв. СГ-6 посвящено большое количество работ [2—4]. Остановимся кратко на этих результатах.

Тюменская сверхглубокая скважина заложена в Уренгойском нефтегазоносном районе Надым-Пурской газонефтеносной области, в 60 км к востоку от Уренгойского газоконденсатного месторождения. В тектоническом отношении скважина находится в пределах Пурского мегапрогиба, расположенного между Уренгойским мегавалом на западе и Часельским на востоке (рис. 1). Проектная глубина — 8 км, проектный горизонт — девонские отложения [2, 4].

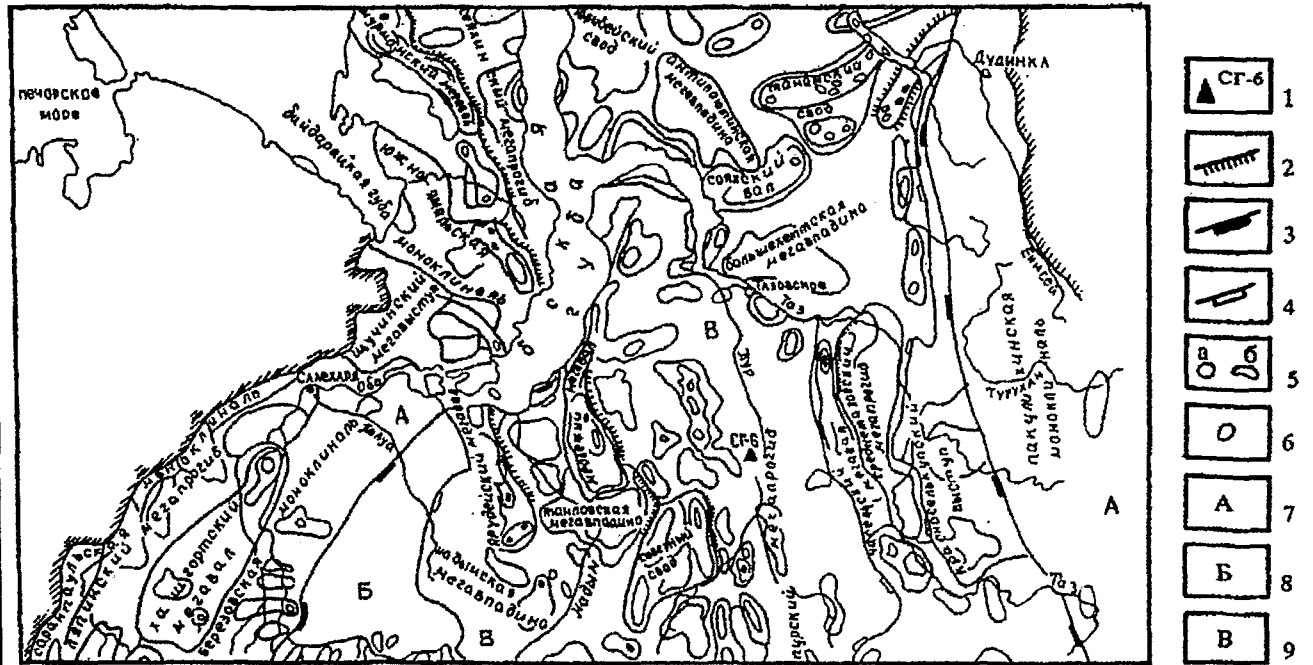


Рис. 1. Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского платформенного чехла севера Западносибирской плиты (М. Я. Рудкевич, Л. С. Озеранская и др., 1988 г.);

1 — Тюменская сверхглубокая скважина (СГ-6); 2 — границы палеозойского обрамления плиты; 3 — граница между Внешним поясом и Центральной тектонической областью; 4 — контур Северной тектонической области; 5 — контуры тектонических структур: а — замкнутых, б — незамкнутых; 6 — локальные положительные структуры; 7 — Внешний тектонический пояс плиты; 8 — Центральная тектоническая область; 9 — Северная тектоническая область

В процессе бурения были получены уникальные данные, позволяющие уточнить некоторые спорные вопросы геолого-геохимических аспектов глубокопогруженных отложений северных районов Сибирской плиты. Скважина достигла глубины 7502 м, прошла наиболее полный разрез триасовых и юрских терригенных отложений Западной Сибири и вскрыла верхнепермские габбро-долериты с прослоями аргиллитов аймальской свиты. Породы подвержены значительным вторичным изменениям, нарушены в основном взбросами и в меньшей степени сдвигами.

Граница верхней перми и триаса, по данным В.С. Бочкарева [3], установлена на глубине 7310 м. Триасовый комплекс представлен двумя сериями — красноселькупской и тампейской. Между сериями существует региональное несогласие, фиксирующееся выпадением из разреза различных горизонтов красноселькупской серии. Это подтверждается залеганием тампейской серии на девонских известняках или более древних сланцах в пределах Медвежьего вала.

Красноселькупская серия (индский ярус) вскрыта Тюменской скв. СГ-6 на глубине 6424 м и представлена выветрелыми базальтами с прослоями углистых осадочно-туфогенных пород континентального генезиса.

Тампейская серия оленек-рэтского возраста вскрыта на глубине 5588 м и представлена тремя свитами — пурской, варенгаяхинской и витютинской.

Пурская свита имеет континентальный озерно-болотный генезис и сложена алевролитами, углисты-

ми аргиллитами с подчиненными прослоями песчаников. Кровля свиты вскрыта на глубине 6011 м.

Варенгаяхинская свита представлена песчано-глинистыми породами с конгломератами в основании мелководно-морского генезиса. Кровля свиты отмечается на глубине 5731 м.

Витютинская свита содержит грубообломочные аркозово-граувакковые плохо отсортированные породы, накапливающиеся в морском бассейне.

Юрские отложения перекрывают триасовые с резким стратиграфическим несогласием. В Тюменской скв. СГ-6 они залегают в интервале 3783...5588 м и представлены всеми тремя отделами. На глубине 4 км вскрыты преимущественно континентальные песчано-алевролитно-глинистые толщи ранне-среднеюрского возраста, состоящие из четырех свит: новуренгойской (геттанг-синемюрский ярус), ягельной (плинсбахский ярус), котухтинской (плинсбахтоарский ярус) и тюменской (аален-байос-батский ярус). В основании нижнеюрского разреза залегают прослои гравелитов и конгломератов.

Развитие верхнеюрских отложений на глубинах более 4 км по данным сейсморазведки фиксируется к северу от Нижнепурского мегавала — в пределах Хадусейской и Большехеттской впадин. Предполагается, что они представлены глинистыми отложениями абалакской (келловой-оксфорд-кимериджский ярус) и баженовской (волжский ярус) свит, а в северо-восточных районах — их возрастными аналогами —

песчано-глинистыми породами васюганской и глинистыми отложениями марьяновской свит.

Большая часть мезозойского разреза на глубинах более 4 км представлена слабопроницаемыми низкопористыми терригенными породами. Однако в отдельных прослоях отмечены зоны с улучшенными коллекторскими свойствами, связанными с возникновением вторичной пустотности. Повышение проницаемости пород обусловлено механической перегруппировкой обломочного материала под воздействием сил гравитационного уплотнения или за счет динамики дизъюнктивных движений.

Органическое вещество терригенных разностей алевролитов и аргиллитов нижней, средней юры и триаса имеет в основном гумусовую природу; сапропелевый тип ОВ преобладает только в баженовской свите и встречается в повышенных количествах в нижней юре и триасе [2].

Концентрация $C_{орг}$ по разрезу скважины изменяется от 0,1 до нескольких процентов (в углистых разностях). Битумоиды распределены по разрезу неравномерно: наиболее высокие концентрации отмечены для баженовской свиты, самые низкие — для магматических пород триаса. Характерно, что в осадочной части разреза средние концентрации хлороформенного битумоида не уменьшаются с глубиной, и практически по всему разрезу превышают 0,1 %. Битумоидный коэффициент до глубины 5,5 км изменяется в широких пределах, далее, по мере погружения, резко снижается. Как правило, повышенные значения битумоидного коэффициента фиксируются в песчаных прослоях по сравнению с аргиллитами и алевролитами, что свидетельствует о развитии миграционно-аккумуляционных процессов по разрезу скважины. Интенсивно эти процессы происходят в интервале 4,7...5,2 км в отложениях нижней юры.

Отражательная способность витринита в глубокопогруженных отложениях изменяется от 1,1 до 3,5 %, ее градиент до глубины 5,3...5,6 км составляет 0,05 %/100 м, далее, в триасовых осадках, он резко возрастает до 0,18 %/100 м. В интервале 4,0...4,5 км наблюдается прямая корреляция между палео- и современными температурами, в триасовых осадочных отложениях происходит резкое возрастание палеотемператур [2].

Зоны микроаккумуляций жидких УВ установлены в пределах баженовской и тюменской свит. Наиболее глубокопогруженная зона проявления миграционных процессов отмечена в интервале 5700...5800 м, где развиты песчаники и конгломераты витютинской и варенгайхинской свит. Битумоиды чаще легкие, маслянисто-смолистые и смолистые, обогащены асфальтенами по всему осадочному разрезу. Состав синбитумоидов с глубиной меняется незначительно при сохранении высокой концентрации асфальтенов практически по всему разрезу.

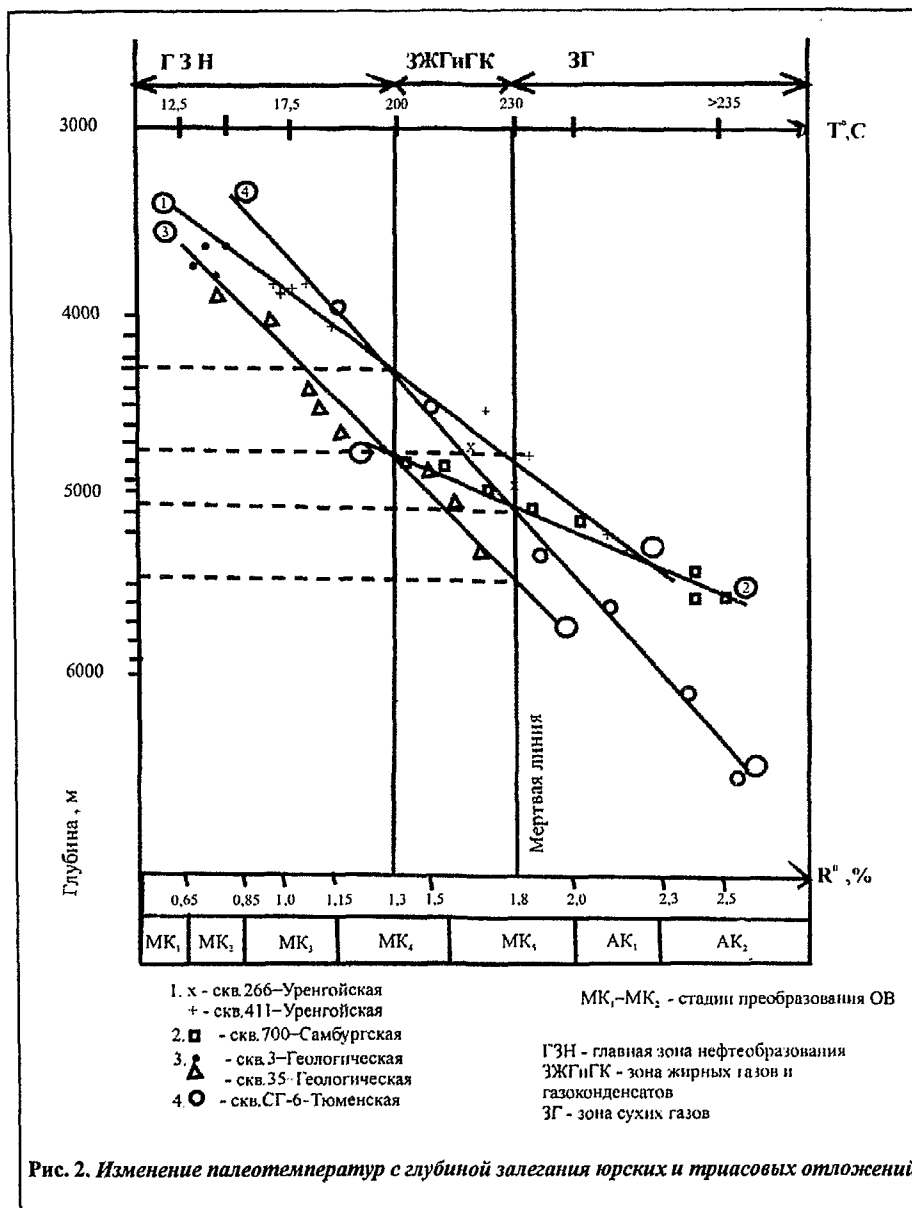
Несмотря на то, что с глубины 3,7 км явные нефтепроявления по керну не зафиксированы, за исключением обогащенных битумоидами пород баженов-

ской свиты, УВ нефтяного ряда отмечены до глубины 6,4 км. Вплоть до варенгайхинской и пурской свит они создают зону микроаккумуляций нефти. Вскрытый разрез глубокозалегающих магматических и осадочных триасовых и юрских пород в целом обогащен компонентами углеводородных газов, которые в результате вертикальных перетоков пронизывают весь глубинный разрез, вплоть до баженовской свиты. Она характеризуется крайне низким содержанием собственного углеводородного газа в закрытых порах и обогащением свободным углеводородным газом, особенно метаном. Проницаемые зоны с повышенными газопоказаниями обнаружены в осадочных породах тюменской (4106...4156, 4450...4560 м), витютинской (5562...5763 м), варенгайхинской (5812...5995, 5958...6007 м) свит и осадочно-вулканогенных породах красноселькупской серии (6598...6657, 6683...6800, 6811...6900, 6913...7025 м) [2, 4]. В составе газов всех форм (свободные, сорбированные, открытых и закрытых пор) в основном с глубиной все более доминирует метан, присутствует гелий. Метан с глубины 6,2...6,6 км отличается высоким содержанием тяжелого изотопа углерода, что характерно для газов, генерированных высокопреобразованным ОВ осадочных пород, возможно, залегающих ниже по разрезу [5,10]. Такой изотопно-тяжелый метан встречается и в газах Уренгойского месторождения.

Геолого-геохимический прогноз нефтегазоносности глубокопогруженных зон Надым-Тазовской НГО

Прогноз нефте- и/или газоносности юрских и нижежащих отложений проведен на основе комплексного изучения геохимии ОВ пород и уровней его термической зрелости. В исследованиях использованы опубликованные в открытой печати данные Н.В. Лопатина, Т.П. Емец и др. (1997, 1999), М.Г. Фрик, В.И. Горбачева и Т.В. Белоконь (1994), А.Э. Конторовича, В.П. Даниловой и др. (1998), Г.И. Борукаева, И.Д. Поляковой (1998), Г.И. Борукаева (1991), Л. Прайса, Дж. Клейтона (1981, 1982), В. А. Чахмачева, С. И. Филиной (1999) и др.

В основу прогнозных оценок были положены геолого-геохимические данные по результатам бурения Тюменской сверхглубокой скважины (СГ-6) и глубоких скважин, пробуренных на Уренгойской, Геологической и Самбургской площадях. На рис. 2 представлен график зависимости показателя отражательной способности витринита (R^0 , %) и палеотемператур (T , °C) от глубины залегания пород, построенный по данным лабораторных исследований Т.П. Емец (1998). На графике видно, что нижняя граница ГЗН находится на глубинах от 4250 м на Уренгойской и Тюменской (скв. СГ-6) площадях до 4750 м на Самбургской и Геологической. Положение "мертвой линии", определяющей затухание процессов генерации жирных газов и газоконденсатов, соответствует величине $R^0 = 1,8$ % и характеризуется глубинами 4750...5450 м. В скв. СГ-6 эта глубина составляет



около 5000 м. Здесь вскрыта котухтинская свита нижней юры.

Более детально в геохимическом плане изучены отложения, вскрытые в скв. СГ-6. На рис. 3 представлен график зависимости нефтегазового потенциала и стадии катагенеза ОВ по витриниту [$PP = f(R^0)$], построенный по аналитическим данным Н. В. Лопатина, Т.П. Емец и др. [8, 9], а также В.А. Чахмахчева и М.С. Зонн (1999). Максимальным нефтяным (PP) и водородным (ИН) потенциалами обладают отложения баженовской и васюганской свит, находящиеся в ГЗН. Это объясняется как сапропелевым аквогенным типом исходного ОВ, так и невысокими стадиями его катагенеза — МК₁—МК₃ (см. рис. 2). При наличии коллекторов и других благоприятных геологических условий отложения баженовской и васюганской свит могли быть оценены как перспективные для поисков нефтяных скоплений.

Меньшими значениями PP и ИН обладает ОВ тюменской свиты, находящейся на завершающей стадии

нефтеобразования. Исходно низкий генерационный потенциал растительно-гумусового ОВ пород и отсутствие достаточно выдержанных коллекторов не позволяют предполагать открытие в данной свите промышленно значимых нефтяных скоплений.

Наконец, почти полным истощением нефтяного потенциала в интервале $R^0 = 1,35...1,81\%$ характеризуется ОВ аргиллитов котухтинской свиты нижней юры. По уровню термической зрелости ОВ эти отложения способны к генерации газоконденсатов и газов. Отложения свиты, содержащие растительно-гумусовое ОВ, имеют маломощные пространственно невыдержанные породы-коллекторы, что существенно снижает перспективы открытия в отложениях котухтинской свиты промышленных притоков газоконденсатов. Самые низы котухтинской свиты и нижележащие отложения, включая ягельную и береговую свиты нижней юры, а также все ярусы триаса, оцениваются практически как бесперспективные для поисков нефти и газа. Нефтегазогенерационные свойства пород в этом интервале (5000...7500 м) полностью утрачены, что отобразено на рис 3.

Результаты испытания глубоких скважин на севере бассейна показали, что на глубинах более 4,0 км пока нет объектов с промышленными притоками нефти или газоконденсатов. Получены лишь незначительные притоки и проявления нефтей и газов в интервале 3800...5016 м на Геологической, Ямбургской и Уренгойской площадях. Все эти притоки и проявления связаны с тюменской и котухтинской свитами. Характерно, что флюиды (по данным изучения 24 проб нефтей [8]) характеризуются низкой плотностью (0,76...0,82 г/см³), высоким содержанием алканов в широкой фракции и достаточно термически превращены. Все изученные пробы нефти и конденсата близки по распределению углеводородов и генетически связаны с терригенным растительным типом исходного ОВ.

Данные испытания скв. СГ-6 также свидетельствуют о низких перспективах промышленной нефтеносности больших глубин. Микропроявления жидких нефтяных и газообразных углеводородов были отме-

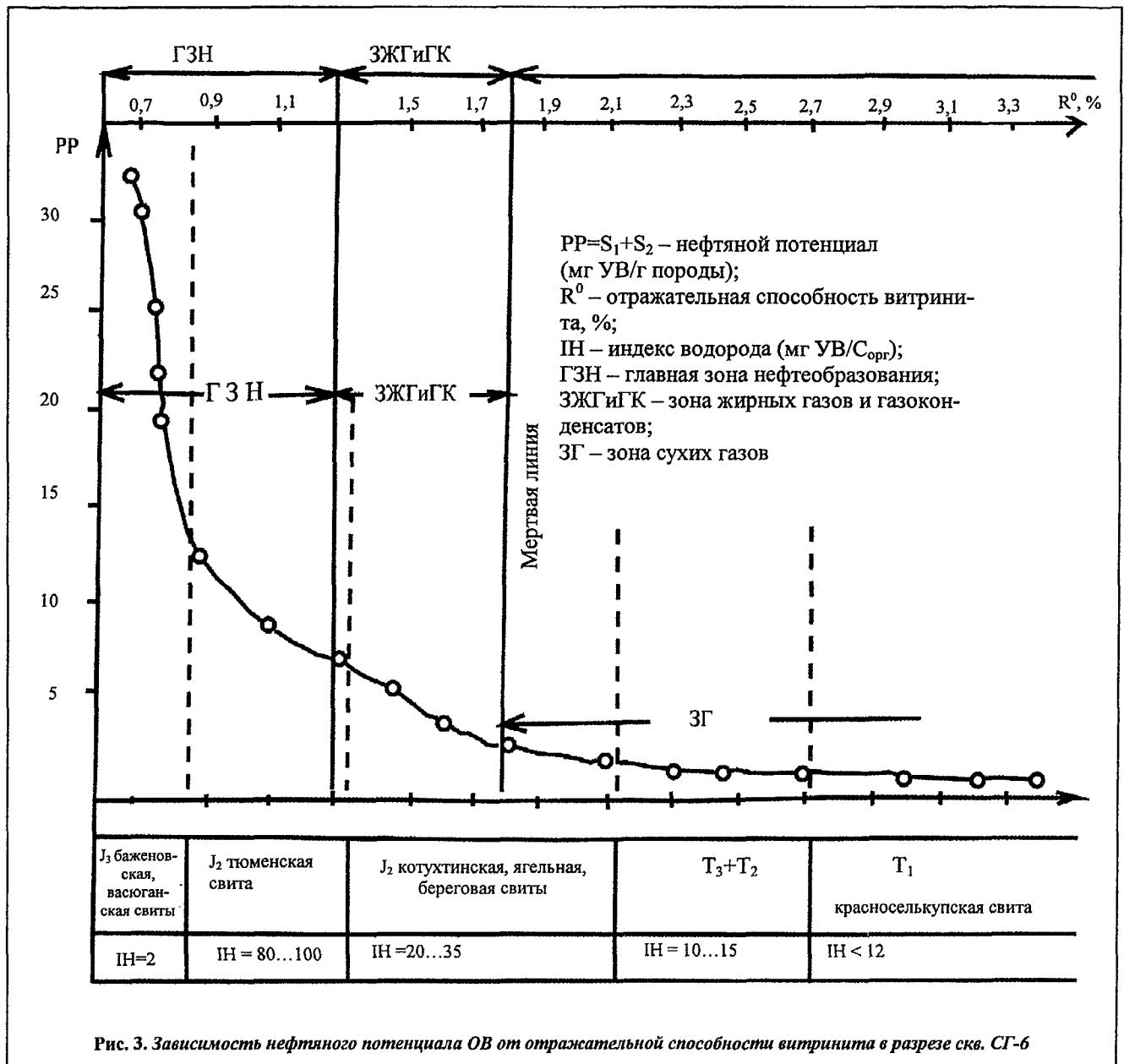


Рис. 3. Зависимость нефтяного потенциала ОВ от отражательной способности витринита в разрезе скв. СГ-6

чены в интервале от ачимовской до верхней части нижнекотухтинской свиты (5220 м). В ягельной свите (J_{1plb}) в интервале 5280...5310 м получен слабый приток метана с небольшим содержанием его гомологов, а с глубины 5500 м (новоуренгойская свита, J_1) — сухой метановый газ [5]. В объеме красноселькупской свиты (T_1) из интервала 6600...6655 м был получен приток слабоминерализованной воды с растворенным сухим метановым газом. Дебит пластовой воды — 86 м³/с, а пластовая температура на глубине 6700 м составила 185 °С.

Касаясь вопросов вертикальной зональности нефтегазообразования, А. Э. Конторович с соавторами [6, 7] определил глубины нижней границы ГЗН — 3,8 км в Надым-Пурской НГО, 3,6 км в Пур-Тазовской и 3,5 км в Гыданской. По заключению этих исследователей, все промышленные залежи нефти в северных районах провинции находятся на глубинах

до 4,0 км. К аналогичному выводу пришла другая группа исследователей [1], опустивших границу возможного размещения нефтяных скоплений в пределах Надым-Пур-Тазовского междуречья до 4,1 км. К северу эта глубина увеличена ими до 4,5 км. Ниже указанных отметок все исследователи прогнозируют, при прочих благоприятных геологических условиях, только газоконденсатные или газовые залежи.

Результаты бурения глубоких скважин на рассматриваемой территории показали, что ниже глубины 4,0 км отсутствует резкий переход "нефтяного окна" в зону генерации газоконденсатов и газов. Этот порог в интервале глубин 4,0...5,0 км определенно размыт, и ниже него возможны отдельные скопления жидкофазных и низкогоуглеродных углеводородов растянута как во времени, так и по разрезу. Согласно классическим представлениям, термическое воздействие на нафти-

ды должно приводить, с одной стороны, к обуглероживанию, графитизации молекул, а с другой — к образованию высокотемпературного метана и кислых газов. Всего этого на примере многих НГБ не происходит.

Нафтиды (жидкие УВ и подвижные битумоиды) в любых концентрациях ведут себя в закрытых системах порового пространства вмещающих пород достаточно консервативно. Причины тому — сохранение давления в замкнутом пространстве и невозможность ухода из него продуктов деструкции (принцип Ле Шателье), ингибирующее влияние смол и асфальтенов и отсутствие активных минеральных катализаторов.

Опыт бурения сверхглубоких скважин в России и США в определенной мере подтверждает это явление. В скважинах Берта Роджерс, Ральф-Лов, Мак Нейр и других наличие подвижных битумоидов различного содержания (0,01...0,1 %), а также достаточно осязаемый водородный потенциал (ИН = 40...80 мг УВ/г $C_{орг}$) и высокий индекс продуктивности (IP = 0,5...0,7) зафиксированы на глубинах 7...9 км, где современные температуры колеблются от 225 до 252 °С при $R^0 = 3,6...5,4$ % (Л. Прайс, Дж. Клейтон, 1981). При этом отмечено (Г. И. Борукаев, И. Д. Полякова, 1998), что продолжительность и глубина по разрезу деструктивных процессов ниже ГЗН зависят от фациально-генетического типа исходного ОВ пород. Высокая степень липидности (аквагенное, сапропелевое ОВ) повышает длительность процессов генерации УВ, замедляя деструкцию битумоидов на очень высоких стадиях зрелости ОВ. При повышении доли растительно-гумусового ОВ в породах процессы истощения органической матрицы или керогена происходят, по-видимому, быстрее и на более низких стадиях катагенеза ОВ (низы МК₄ и МК₅). Эти представления подтверждены на примере юрско-триасовых отложений севера Западно-Сибирской провинции.

Учитывая литолого-фациальную характеристику средне- и нижнеюрских отложений севера провинции и преобладающий растительно-гумусовый тип исходного ОВ, глубже отметок 4,50...4,75 км прогнозируется зона преимущественно деструктивных процессов и практически полного истощения нефтегенерационного потенциала керогена ОВ. Ниже указанных глубин даже при благоприятных геологических условиях в Западной Сибири полностью исключаются скопления промышленной нефти. При этом возможны открытия газовых и газоконденсатных залежей при наличии достаточно емких, проницаемых и пространственно выдержанных коллекторов и надежных экранов. Содержание жидкофазных углеводородов в системах оценивается как крайне низкое.

Заключение

Резюмируя изложенное, можно заключить, что наибольший интерес для поисков промышленно значимых залежей углеводородов могут представлять осадочные толщи, находящиеся на глубинах не более

4,75 км. На этих глубинах залегают отложения нижнего, среднего и верхнего отделов юрской системы. Наиболее перспективными могут быть песчаные линзовидные пласты ранее-среднеюрского возраста, а также выклинивающиеся на севере песчаные пласты васюганской свиты. Здесь могут быть встречены ловушки с промышленной нефтеносностью. На территории Хадусейской и Большехеттской впадин верхнеюрские толщи представлены в основном глинами абалакской, баженовской, марьяновской свит. Определенный интерес для поисковых работ на нефть могут представлять здесь трещиноватые зоны в баженовской свите.

ЛИТЕРАТУРА

1. Башков А.Н., Карасева Т.В., Галкин В.И. Научное обоснование нефтегазоносности глубокопогруженных отложений Надым-Пур-Газовского междуречья // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-разведочных работ. — Пермь, 2000. — С. 36—38.
2. Новый этап в изучении строения и нефтегазоносности глубоких горизонтов севера Западной Сибири (по результатам бурения Тюменской сверхглубокой скважины) / Т. В. Белоконов, В. И. Горбачев, Л. А. Певзнер и др. // Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья. — М.: ЗАО "Геоинформ-марк". — 1994. — Вып. 5. — 32 с.
3. Геолого-тектонические модели севера Западной Сибири и проблема поиска залежей УВ в глубоких горизонтах / В. С. Бочкарев, А. М. Брехунцов, Н. П. Дещеня и др. // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-разведочных работ. — Пермь, 2000. — С. 201—202.
4. Тюменская сверхглубокая скважина, основные результаты исследований / В. И. Горбачев, Т. В. Карасева, Д. В. Карасев и др. // Разведка и охрана недр. — 1996. — № 7. — С. 9—11.
5. Тюменская сверхглубокая скважина как опорный разрез для изучения показателей нефтегазоносности ниже освоенных промышленностью глубин на севере Западно-Сибирского НГБ / Ю. А. Ехлаков, А. А. Диковский и др. // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-разведочных работ. — Пермь, 2000. — С. 116—118.
6. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Дочкин Д.А. Глубинная зональность катагенеза органического вещества и перспективы нефтегазоносности триас-юрских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-разведочных работ. — Пермь, 2000. — С. 20—22.
7. Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов нижней и средней юры на севере Западно-Сибирского НГБ / А. Э. Конторович, А. Н. Фомин, Л. С. Борисова и др. // Геохимия в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ. — М., 2001. — С. 20—22.
8. Геохимические предпосылки поисков нефти и газа в глубокозалегающих юрских и триасовых отложениях За-

падной Сибири / Н. В. Лопатин, Т. П. Емец, О. И. Симоненкова и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1997. — № 4. — С. 2—15.

9. Лопатин Н. В., Емец Т. П. Нефтегенерационные свойства и катагенез глинистых пород мезозойско-пермских стратотипов, вскрытых Тюменской сверхглубокой скважиной СГ-6 // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1999. — № 7. — С. 9—19.

10. Прасолов Э. М., Титова Г. И., Токарев И. В. Изотопно-геохимическая схема образования и миграция газов на Западно-Сибирской плите и ее проверка по данным исследования сверхглубокой тюменской скважины // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-разведочных работ. — Пермь, 2000. — С. 129—130.

УДК 553.98.061.17(571.1)

ТИПЫ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ИХ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАЗМЕЩЕНИЯ

Т. Л. Виноградова, С. А. Пуанова
(ИПНГ РАН)

Рассмотрены геохимические закономерности пространственного размещения типов скоплений и особенности их углеводородного состава на севере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Приведены таблицы распределения углеводородных скоплений и их углеводородного состава по вертикальной шкале осадочного разреза мезозойских отложений и их связь с глубиной и палеотемпературами.

Предложена новая карта прогноза нефтяных углеводородных систем в верхнеальб-сеноманских отложениях Западно-Сибирского НГБ.

The geochemical laws of spatial placement of types of hydrocarbon systems and features of their composition in north West-Siberian oilbearing basin are considered. The tables of distribution hydrocarbon systems and their hydrocarbon composition on a vertical scale of sediment section Mesozoic sediments and their connection with depth and paleotemperatures are given.

The new map of the forecast naphthenic hydrocarbon systems in Upperalbian-senoman sediments of West-Siberian oilbearing basin is offered.

Проблеме нефтегазоносности мезозойских отложений Западной Сибири и геохимической типизации углеводородных флюидов (нефтей, конденсатов и газов) посвящены работы А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова, Ф.И. Салманова [8], А.Э. Конторовича, О.Ф. Стасовой [9], М.Я. Рудкевича, Л.С. Озеранской [18—22], И.В. Гончарова [4, 5], Л.В. Рылькова и др. [23], В.И. Ермакова, Н.Н. Немченко и др. [6, 7], Н.Н. Немченко, А.С. Ровенской и др. [13—15], И.И. Нестерова и др. [16], И.М. Соколовой и др. [24], Н.С. Воробьевой, Ал.А. Петрова и др. [3], Н.В. Лопатина и др. [12], В.С. Суркова и др. [25], Е.А. Фурсенко [26], Л.С. Борисовой и др. [1], А.М. Брехунцова и др. [2], А.Э. Конторовича и др. [10, 11].

Несмотря на большое количество работ, учитывая широкий диапазон нефтегазоносности мезозойских отложений севера Западно-Сибирского НГБ и сложность УВ состава его скоплений, было интересно уточнить границы распространения нефтяных флюидов в альб-сеноманских отложениях. Этой проблеме и посвящена данная статья.

Надым-Тазовская нефтегазоносная область (НГО) располагается в газонефтеносном суббассейне. Он занимает северную часть Западно-Сибирского НГБ и в геотектоническом отношении представляет собой совокупность глубоких синеклиз с толщиной осадочного чехла до 6...8 км [21, 22]. Данный суббассейн

выполнен мезо-кайнозойскими образованиями, залегающими на герцинском фундаменте. Нефтегазоносны отложения осадочного чехла от нижней юры до верхнего мела. Здесь установлены следующие типы углеводородных скоплений: газовые, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные, нефтяные, газонефтяные. Они отличаются разнообразными физико-химическими свойствами нефтей и конденсатов и своеобразным углеводородным составом.

Сводный осадочный чехол Надым-Тазовской НГО представлен 8 формациями [22], которые включают:

нижне-среднеюрскую, прибрежно-морскую и континентальную, песчано-алеврито-глинистую, линзовидно-слоистую, серо- и темноцветную, субугленосную;

верхнеюрскую (келловой-кимериджского возраста), мелководно-морскую, алеврито-глинистую, массивную и грубоплитчатую, сероцветную;

верхнеюрскую (волжского возраста), глубоководно-морскую, глинистую, тонкоплитчатую, темноцветную, битуминозную;

нижнемеловую (берриас-нижневаланжинскую), глубоководно-морскую, в основном песчано-алевритовую с градационной слоистостью, темноцветную и глинистую;

нижнемеловую (верхневаланжин-нижнеготеривскую), мелководно-прибрежно-морскую, песчано-