

58
1786
IX Учен. Конференция
Ленин АСР. т. 2

**ГЕОЛОГИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ГОРЮЧИХ
ИСКОПАЕМЫХ
ЕВРОПЕЙСКОГО
СЕВЕРО-ВОСТОКА
СССР**

**СЫКТЫВКАР
1981**

ГЕОЛОГИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ ЕВРОПЕЙСКОГО СЕВЕРО-ВОСТОКА СССР

**ТРУДЫ IX ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
КОМИ АССР**

2

28

В сборнике изложены особенности геологического строения и истории развития Северо-Востока европейской части СССР в связи с нефтегазоносностью. Дан прогноз нефтегазонакопления в основных нефтегазоносных комплексах Тимано-Печорской провинции. Рассмотрены вопросы взаимосвязи органического вещества пород и нефтей. Описаны критерии прогноза качества газового сырья.

Редакционная коллегия

**Б. Я. Вассерман, И. Б. Гранович, В. А. Дедеев, А. И. Елисеев,
В. И. Есева (секретарь), В. А. Молин, М. В. Фишман (отв. редактор),
Я. Э. Юдович, Н. П. Юшкин**

Редактор тома В. А. Дедеев

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ СЕВЕРНЫХ ВПАДИН ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА И ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Б. Я. ВАССЕРМАН, В. И. БОГАЦКИЙ, Б. П. БОГДАНОВ

Ухтинское территориальное геологическое управление*, Ухта

Северные впадины Предуральского передового прогиба и разделяющие их поперечные поднятия заложились и развивались к северу от Урало-Тиманского стыка (Полюдовского поперечного поднятия) в области перикратонного опускания Тимано-Печорской эпибайкальской плиты. С юга на север в составе Тимано-Печорской части прогиба выделяются Верхне-Печорская, Больше-Сынинская и Косью-Роговская впадины, которые соответственно разграничены Средне-Печорским поперечным поднятием и южной частью горст-мегаантиклинали (гряды) Чернышева. Сложнопостроенные горстовые складки последней являются самостоятельным однопорядковым со впадинами структурным элементом прогиба. Самая северная впадина Тимано-Печорского звена — Коротанхинская принадлежит уже передовому прогибу в области торцового сочленения двух складчатых систем: Уральской и Новоземельской. От Косью-Роговской впадины она отделена Воркутским поперечным поднятием и горстовой структурой более высокого порядка — грядой Чернова. Расположенная к северо-востоку от Коротанхинской площади и выполненная пермскими молассами Карская впадина относится к внутренним отрицательным структурам Новоземельской складчатой системы. К этой же системе принадлежит Пай-Хойский антиклинорий, разграничивающий две упомянутые впадины. Общая длина северной части Предуральского прогиба составляет около 1000 км.

Характерные черты строения северных впадин определялись как структурой перикратонных опусканий, сложившейся к началу орогенного

* Переименовано в Ухтинское производственное геологическое объединение по разведке нефти и газа Ухтанефтегазгеология.

периода развития Уральской геосинклинали, так и вовлечением их на заключительном этапе варисцийского тектогенеза в интенсивное прогибание с накоплением мощных компенсационных флишеидных и моласовых толщ перми и триаса, а также напряжениями сжатия и общей их разрядки, которые проявлялись в процессе формирования Уральской складчатой системы, особенно в ее завершающую фазу.

Напряжения сжатия поздне триасово-раннеюрского времени, пришедшие на смену интенсивным погружениям эпохи формирования краевого прогиба, оказались ведущими в образовании современного структурного плана восточных и центральных зон рассматриваемых впадин и их поперечных поднятий. Однако проявились они не везде одинаково. Так, в Кортатайской впадине эти напряжения сжатия распространялись практически до ее юго-западной границы, что нашло отражение в резко выраженном надвиговом характере пограничной Вашуткино-Талотинской структуры. Тем не менее, карбонатное ложе западной и центральной частей Кортатайской впадины, дислоцированное в прерывистые пологие складки, оказалось практически не нарушенным дизъюнктивами. Последние затронули лишь орогенные формации и только в приуральских северо-восточной и юго-восточной частях распространились на компетентный карбонатный доорогенный комплекс. Южнее Воркутского поперечного поднятия морфо-генетическая зональность структурного плана рассматриваемых впадин становится более отчетливой и примерно соответствует тому трехчленному делению, которое известно для впадин Среднего и Южного Приуралья.

Более широкие внешние зоны впадин отличаются локальной складчатостью платформенного типа, нередко составляющей единые платформенные структурные элементы с доорогенным карбонатным ложем. Это особенно широко распространено в Больше-Сынинской и Косью-Роговской впадинах, где Нитчемью-Сынинская ступень и другие структуры (Кымбажьюская, Кочмесская, Берганты-Мылькская), по-видимому, доорогенного происхождения в плане составляют одно целое с Усино-Колвинским мегавалом, с Макариха-Салюкинскими дислокациями и Варандей-Адзвинской структурной зоной.

Для наиболее погруженных и приближенных к передовым складкам Урала центральных зон впадин характерны линейно вытянутые, иногда осложненные разрывами антиклинали амплитудой до 200—500 м. Нередко эти значительные по размерам локальные складки перекрыты тектоническими пластинами, складчато-чешуйчатыми и складчато-покровными дислокациями, составляющими уже структурную принадлежность третьей внутренней восточной зоны. Примерами погребенных (до 3—5 км) структур центральной зоны могут служить автохтоны Патраковской и Интинской антиклиналей, Прилемвинский вал, брахиантиклиналь Вуктыла в девонско-нижнекаменноугольных породах.

В распространении складчатости восточных зон усматривается некоторая закономерность. Так, вблизи интенсивных уральских складчатых дислокаций (например, Лемвинский и Верхне-Печорский районы),

наблюдаются серии складок, последовательно надвинутых друг на друга. Наиболее типичной является Патраковская складчато-покровная зона Верхне-Печорской впадины. Покровы здесь включают даже карбонатные доорогенные комплексы. Напротив, у Прилемвинской зоны Косью-Роговской впадины покровы выражены лишь в терригенном орогенном комплексе, но ее восточная часть перекрыта крупным шарниром лемвинских геосинклинальных формаций. По мере приближения к поперечным поднятиям (Кожимскому, Тиманскому) получают развитие складчато-чешуйчатые зоны. Они состоят из крупных пластин аллохтона, разбитых на отдельные чешуи, представляющие собой вздыбленные по надвигам антиклинальные складки. Примерами таких складок могут быть Интинская и Кожимская в Косью-Роговской впадине, а также Сарьюдинская и Кырташорская — в Верхне-Печорской. Амплитуда горизонтального смещения у структур складчато-покровной и складчато-чешуйчатой зон составляет до 10—15 км. Наконец, третьей разновидностью деформаций восточных зон являются тектонические пластины. На севере Верхне-Печорской впадины находится Вуктыльская пластина, а на юге Больше-Сынинской — Мичабичевникская и Средне-Шугорская. В плане Вуктыльская пластина примыкает к Средне-Печорскому поперечному поднятию и Тиманзу; Мичабичевникская соответственно надвинута на восточные склоны последних, а Средне-Шугорская — на Мичабичевникскую. Морфологически пластины состоят из вздыбленных по фронтальному надвигу протяженных узких антиклиналей и сопряженных с ними глубоких и широких синклиналей. Надвиги в восточном направлении с глубиной выполаживаются, а по сдвоенным разрезам увеличенной мощности, фиксируемой сейсморазведкой, прослеживаются под синклиналями на значительные расстояния. В ядре этих отрицательных структур наблюдаются пологие куполовидные складки (например, Мишпарминская у Вуктыльской пластины). Плоскости срыва у тектонических пластин, как и у складчато-чешуйчатых зон, если судить по Вуктыльской и Интинской антиклиналям, приурочены к верхнедевонско-турнейской, карбонатно-глинистой толще. Горизонтальные перемещения пластин, видимо, ограничиваются первыми километрами, амплитуда воздымания достигает 1,5—2 км. В сводах Улдор-Кыртинской и Шер-Кыртаельской складок Мичабичевникской и Средне-Шугорской пластин на дневную поверхность выведены карбонаты доорогенного комплекса.

Открытие в последние годы газовых и газоконденсатных месторождений и получение промышленных притоков нефти и газа на ряде площадей является убедительным доказательством перспективности практически всех нефтегазоносных комплексов северной части Предуралья от верхнеордовикско-нижнедевонского карбонатного (Падимейское месторождение) до триасового терригенного (Ара-нецкое месторождение).

Рассмотренные выше особенности тектоники и геологического развития северных впадин и поперечных поднятий передового прогиба

помогают наметить общие закономерности в распределении нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей. Структуры доорогенного этапа развития, например, поперечные поднятия, уже могли контролировать зоны нефтегазонакопления, поскольку для рассеянного органического вещества докаменноугольных терригенно-карбонатных формаций перикратонных опусканий имелись все необходимые термодинамические предпосылки как для преобразования его в углеводороды нефтяного и газового ряда, так и для миграции их по природным резервуарам в ловушки всевозможных типов. В последующем эти зоны были перекрыты многокилометровой орогенной формацией. При этом физические условия в них изменились, а часть зон в связи с перестройкой структурных планов подверглась расформированию.

Большие глубины погружения (более 3 км) доорогенных и части орогенных формаций способствовали преимущественной генерации в них газа. Так, газ орогенных формаций в первую очередь заполнял ловушки в ближайших терригенных резервуарах, если они, конечно, имелись. Он же участвовал в образовании газоконденсатных залежей в ловушках аллохтона, сложенного преимущественно карбонатными формациями карбона, поскольку там могли сохраниться реликты нефтяных залежей доорогенного формирования. Газ, генерируемый практически во всех доорогенных формациях, также проникал в ловушки аллохтонов, но по пути заполнял ловушки и в автохтоне, и на поперечных поднятиях, где вероятность сохранения нефтяных залежей была несравненно больше. Кроме того, газ частично мог мигрировать по восстанью глубокопогруженных пластов к западу, во внешние зоны впадин.

Таким образом, в северной части Предуральского прогиба наблюдается следующее распределение залежей по типу углеводородов. В орогенных формациях всех зон прогиба содержатся преимущественно газовые залежи. Исключения могут быть во внешних зонах за счет вертикальной миграции нефти. Для терригенно-карбонатных формаций аллохтонов центральных и восточных зон более характерны газоконденсатные или газовые залежи. Эти же формации в структурах автохтона и на поперечных поднятиях содержат смешанные нефтяные, газовые и газоконденсатные залежи. Доорогенные формации внешних зон должны рассматриваться как преимущественно нефтяные. Приведенные выше данные по геологическому строению и нефтегазонасности северных впадин Предуральского прогиба показывают, что реализация всех потенциальных углеводородных запасов этого региона требует особенно тщательного и глубокого анализа всего накопленного геолого-геофизического материала. Без этого невозможно составить научно обоснованную схему условий формирования и закономерностей размещения залежей нефти, газа и других полезных ископаемых.

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗАПАДНОГО СКЛОНА СЕВЕРА УРАЛА И ПРИУРАЛЬЯ

Н. И. ТИМОНИН, В. В. ЮДИН

Коми филиал АН СССР, Сыктывкар

С сокращением резервного фонда локальных структур, перспективных для обнаружения крупных залежей углеводородов в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, все больше внимания уделяется внутренней зоне Предуральского краевого прогиба и западному склону Урала. В результате проведения комплекса геолого-геофизических и буровых работ во внутренней зоне Предуральского краевого прогиба открыт ряд газовых и газоконденсатных залежей (Лемвинское, Интинское, Рассохинское, Курьинское, Пачгинское, Патраковское месторождения), доказана промышленная газоносность Югид-Вуктыльской структуры в пределах Западно-Уральской структурной зоны. Все эти данные позволили по-новому рассмотреть перспективы передовых складок Урала и внутренней части краевого прогиба. Литологические и геохимические критерии нефтегазоносности западного склона севера Урала еще ранее были оценены положительно [2]. Установлена при этом и решающая роль тектонических критериев. Среди них, на наш взгляд, в первую очередь следует учитывать палеотектонические:

— характер бассейна осадконакопления и режим тектонических движений;

— масштабы осадконакопления и литолого-формационную характеристику отложений;

— наличие структурообразующих движений, перестройку структурных планов и темпы роста структур.

В процессе реконструкции палеотектонических обстановок установлено, что в течение доорогенного этапа на территории «известняковой» (Елецкой) зоны накапливались преимущественно карбонатные

формации с характерной платформенной цикличностью. Масштабы осадконакопления в ней в 3—4 раза выше, чем во внутренних областях Печорской плиты. Эти особенности, наряду с большей полнотой разреза, позволили отнести рассматриваемую зону к перикратонному опусканию [1,3—5], восточнее которого в краевой части Уральской геосинклинали в условиях интенсивного некомпенсированного прогибания накапливались сланцевые формации. На границе этих двух структурно-формационных зон в палеозое формировались барьерные рифы или одиночные рифовые постройки. Максимальное рифообразование отмечалось в силуре — раннем девоне и в серпуховское время. В позднекаменноугольное и ассельско-сакмарское время рифовые массивы формировались на внешних уступах бортов надвигающегося на платформу краевого прогиба.

Структурообразующие движения на рассматриваемой территории проявлялись неоднократно, хотя масштабы этих движений были различными. Орогенические движения в Уральской геосинклинальной области начались в поздневизейское и продолжались в средне-позднекаменноугольное и раннепермское время. В это время сформировалось крупное сводовое поднятие на Пай-Хое и в северной части Косью-Роговской впадины, а также образовались пологие валообразные структуры на месте Печоро-Колвинского авлакогена и в Варандей-Адзвинской структурной зоне. Эти структуры проникали и в область современной Западно-Уральской структурной зоны. Особенно это характерно для Печоро-Кожвинского мегавала, что отчетливо видно при палеогеологических реконструкциях [3, 4].

Наиболее интенсивные структурообразующие движения, сформировавшие в основных чертах современный структурный план территории, произошли в позднетриасово-раннеюрское время, когда вся восточная часть перикратонного опускания была захвачена наложенной линейной складчатостью. Сформировались надразломные новообразованные структуры в Предуральском краевом прогибе, имеющие как уральскую ориентировку (гряда Чернышева), так и поперечные по отношению к Уралу (поднятие Чернова). Окончательно обособился Пай-Хойский антиклинорий, «подавленный» в период формирования краевого прогиба. Наложенная гряда Чернышева расчленила валообразные структуры северо-западного простирания, реликты которых сейчас сохранились во внешней зоне Косью-Роговской впадины (Кымбажьское, Неченское, Берганты-Мыльское, Роговское поднятия).

Палеотектонический анализ свидетельствует в целом о благоприятных условиях для генерации углеводородов на рассматриваемой территории практически в течение всей истории развития. Для поисков залежей углеводородов наиболее благоприятным, по-видимому, является визейско-раннепермский карбонатный нефтегазоносный комплекс, так как при его образовании происходило и формирование ловушек.

При оценке структурных критериев прогноза нефтегазоносности следует учитывать:

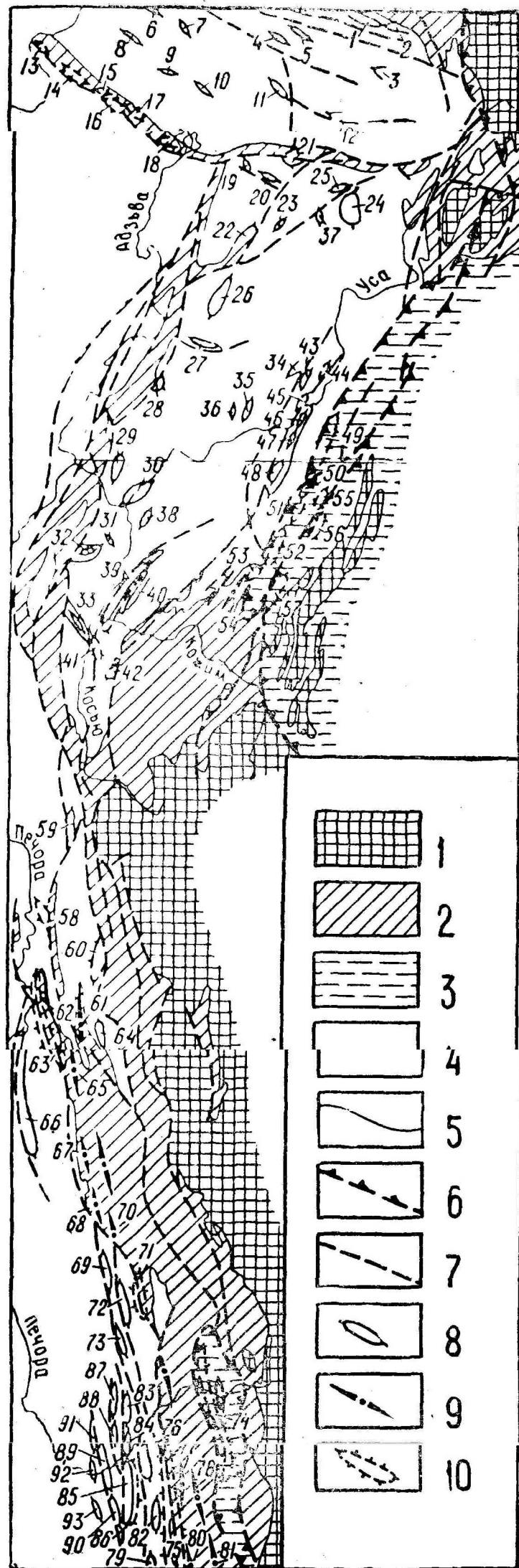


Рис. Тектоническая схема севера Урала и Приуралья.

1—4 — области распространения: 1 — доуралид, 2 — доорогенных платформенных комплексов уралид, 3 — «сланцевых» формационных комплексов уралид, 4 — орогенных формаций уралид; 5 — границы формационных комплексов; 6 — тектонические покровы; 7 — разрывные нарушения; 8 — структуры, установленные сейсморазведкой; 9 — антиклинали в пределах Западно-Уральской зоны; 10 — надвиговые структуры.

Структуры: 1 — Сабриягинская, 2 — Уютная, 3 — Силоваяхинская, 4 — Пестаншорская, 5 — Халейская, 6 — Северо-Одиндоская, 7 — Северо-Сюрнейская, 8 — Нижне-Сарембойская, 9 — Леккерская, 10 — Лабогейская, 11 — Пурсамыльская, 12 — Верхне-Воркутская, 13 — Усть-Талотинская, 14 — Тамяхинская, 15 — Ледингская, 16 — Северо-Сарембойская, 17 — Талотинская, 18 — Вашуткинская, 19 — Западно-Падимейская, 20 — Падимейская, 21 — Норийшорская, 22 — Верхне-Роговская, 23 — Нямзывейская, 24 — Ярвожская, 25 — Сэрататская, 26 — Нерцетинская, 27 — Берганты-Мыльская, 28 — Мало-Роговская, 29 — Ягъельская, 30 — Кочмесская, 31 — Нижне-Неченская, 32 — Неченская, 33 — Кымбожьюская, 34 — Ольховейская, 35 — Пальникшорская, 36 — Пашшорская, 37 — Западно-Ярвожская, 38 — Средне-Кочмесская, 39 — Интинская, 40 — Кожимская, 41 — Южно-Интинская, 42 — Сывьюская, 43 — Верхне-Ольховейская, 44 — Пернашорская, 45 — Сармаюская, 46 — Северо-Лемвинская, 47 — Усть-Юньяхинская, 48 — Лемвинская, 49 — Средне-Пагинская, 50 — Усть-Кокпельская, 51 — Тар-Ягинская, 52 — Средне-Грубеюская, 53 — Рогоза-Мусюрская, 54 — Верхне-Нерцетинская, 55 — Средне-Кокпельская, 56 — Средне-Харутинская, 57 — Хайма-Грубеюская, 58 — Березовская, 59 — Лосиная, 60 — Средне-Щугорская, 61 — Подчерская, 62 — Еджид-Кыртинская, 63 — Подъезджид-Кыртинская, 64 — Оселокская, 65 — Югид-Вуктыльская, 66 — Вуктыльская, 67 — Верхне-Сочьянская, 68 — Нижне-Сочьянская, 69 — Сарьюдинская, 70 — Верхне-Сарьюская, 71 — Подъиспередская, 72 — Хырташорская, 73 — Верхне-Мортюрская, 74 — Подмало-Печорская, 75 — Кумайская, 76 — Уньинская, 77 — Сусайская, 78 — Нярызская, 79 — Поднемидская, 80 — Сыпучинская, 81 — Быркамская, 82 — Сурьинская, 83 — Восточно-Лунвожпальская, 84 — Андогская, 85 — Патраковская, 86 — Подпатраковская, 87 — Лунвожпальская, 88 — Паггинская, 89 — Курьинская, 90 — Анельская, 91 — Рассохинская, 92 — Южно-Рассохинская, 93 — Чернавская.

— характер приповерхностных складок (их морфологию, размеры, нарушенность разрывами, а также глубину эрозионного среза);

— приуроченность локальных структур к фронтальным частям надвигов;

— формирование относительно простых складок в тылу надвинутых пластин;

— формирование крупных, как правило, слабо нарушенных поднадвиговых структур в зоне передовых складок Урала и под покровами «сланцевых» зон. Здесь наряду со структурными ловушками могут быть обнаружены тектонически экранированные залежи и погребенные рифовые массивы.

Размеры и амплитуда потенциально нефтегазоносных структур увеличивается с запада на восток по мере приближения к передовым складкам Урала. Однако вместе с тем усиливается и их нарушенность разрывами. Поэтому основной задачей структурных исследований является выявление относительно ненарушенных, слабо вскрытых эрозией антиклиналей.

Следует весьма осторожно подходить к оценке перспектив нефтегазоносности приповерхностных передовых складок Урала по материалам геологических съемок. Нашими исследованиями [6] было установлено, что многие поднятия, нашедшие отражение на карте локальных структур Тимано-Печорской провинции, не могут рассматриваться как потенциально нефтегазоносные. Так, Испердская и Велдор-Кыртинская «антиклинали» представляют собой клиппы, сложенные известняками каменноугольного и пермского возраста в поле артинских терригенных отложений. Западные крылья таких структур, как Нижне-Шайтановская, Бердышская, Улдор-Кыртинская, Шер-Кыртинская, Западно-Седьюская, Малокатыльская и Еравожская до ядра сорваны надвигами.

В целом для восточной части Предуральского краевого прогиба и Западно-Уральской структурной зоны характерно широкое развитие крупных надвигов, ориентированных параллельно Уралу и протягивающихся на десятки и сотни километров (см. рисунок). Тектонические пластины, нарезанные этими надвигами, можно рассматривать как основной структурный элемент территории, определяющий размещение и стиль пликативных дислокаций.

Нам представляется возможным выделить здесь систему крупных кулисообразно расположенных Главных западноуральских надвигов. Каждая ветвь этой системы разломов начинается в Западно-Уральской складчатой зоне, а во внутренней зоне Предуральского краевого прогиба она разветвляется на ряд более мелких оперяющих надвигов. К их фронтальным частям приурочены валообразные поднятия, в ряде из которых обнаружены залежи нефти и газа.

При оценке потенциально нефтегазоносных структур на Урале следует учитывать, что в тыловых участках региональных надвигов структуры упрощаются и имеют платформенный характер. Так, в бас-

сейне р. Уньи к востоку от устья р. Горелой до р. Кисуньи фиксируются слабо дислоцированные толщи палеозоя. Аналогичная картина наблюдается на р. Кожиме, восточнее интенсивных Интинской и Кожимской складок.

Сейсморазведочными работами, проведенными в последние годы в пределах зоны передовых складок Урала, установлено, что приповерхностные структуры в большинстве не имеют «корней» и под ними с разными смещениями располагаются пологие поднадвиговые складки в отложениях девона, карбона и перми. Такими поднадвиговыми структурами являются Подъезджид-Кыртинская, Подшайтановская, Подиспередская, Поднемыдская, Кумайская и др. Аналогичные структуры обнаружены и во внутренней зоне Предуральского краевого прогиба, под пластинами, вырезанными региональными надвигами (Подинтинская, Подвуктыльская, Подпатраковская и др.). Эти поднадвиговые складки являются наиболее перспективными для обнаружения залежей углеводородов, несмотря на значительные глубины залегания продуктивных горизонтов. Примером месторождения, расположенного под надвинутой пластиной, является Ветосское нефтяное месторождение, открытое в Пермской области.

В последние годы сейсморазведочными работами установлены пологие автохтонные структуры и под надвинутым на внутреннюю зону Коротаихинской впадины юго-западным крылом Пай-Хойского антиклинария.

Значительные по амплитуде и размерам автохтонные структуры приурочены также к зонам фронтальных надвигов Мало-Печорской и Лемвинской структурно-формационных зон. Электроразведочными работами под покровами Лемвинской структурно-формационной зоны выявлены крупные аномалийные зоны большой протяженности, по-видимому, указывающие на наличие поднадвиговых валообразных поднятий. На связь этих аномалийных зон с положительными структурами указывает тот факт, что южной части Харута-Пагинской аномалийной зоны на геологической карте соответствует цепочка локальных поднятий с выходами девонских отложений в ядрах. Можно предполагать, что к региональным надвигам и тектоническим покровам приурочены не только антиклинальные ловушки, но и тектонически экранированные. Кроме того, под надвигами могут быть обнаружены и погребенные рифовые массивы, например, Больше-Надотский риф частично перекрыт аллохтоном Лемвинской зоны.

Учитывая вышесказанное, первоочередными объектами для поисков залежей нефти и газа в пределах Западно-Уральской структурной зоны могут быть поднадвиговые структуры. Во внутренней зоне Предуральского краевого прогиба наиболее перспективными являются структуры, контролируемые надвигами, расположенными вблизи крупных валов и гряд северо-западного простирания.

ЛИТЕРАТУРА

1. Елисеев А. И. Формации зон ограничения северо-востока Европейской платформы.— Л.: Наука, 1978.— 204 с.
2. Перспективы нефтегазоносности западного склона Северного, Приполярного и Полярного Урала и севера Предуралья краевого прогиба. /А. И. Елисеев, В. Н. Пучков, Н. И. Тимонин, Я. Э. Юдович, В. В. Юдин.— Сыктывкар, 1975.— 49 с. (Сер. диссертаций сообщ. «Науч. рекомендации — нар. хоз-ву», вып. 5).
3. Пучков В. Н. Структурные связи Приполярного Урала и Русской платформы.— Л.: Наука, 1975.— 203 с.
4. Тимонин Н. И. Тектоника гряды Чернышева.— Л.: Наука, 1975.— 130 с.
5. Тимонин Н. И. Палеотектонический анализ территории северных впадин Предуралья краевого прогиба.— В кн.: Нефтегазоносность Северо-Востока европейской части СССР и севера Урала. Сыктывкар, 1977, с. 15—22. (Тр. VIII геол. конф. Коми АССР 3).
6. Юдин В. В. Перспективы нефтегазоносности юга Печорского Урала.— В кн.: Геология, разведка и разработка газовых и газоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции. Сыктывкар, 1978, с. 36—47.

ПАЛЕОПРОГИБЫ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ И ИХ СВЯЗЬ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ

Ю. Д. НИКОЛАЕВ, Г. Ф. МУРАНОВА

Коми филиал ВНИИГаза, Ухта

С точки зрения перспектив нефтегазоносности значительный интерес вызывают грабенообразные прогибы, приуроченные к системам линейно-вытянутых разломов геосинклинального заложения. Они имеют значительную протяженность, большую мощность осадочного выполнения и весьма консервативны.

На территории провинции давно выявлен Печоро-Кожвинский палеограбен древнего заложения и доказана его промышленная нефтегазоносность. Имеющиеся геолого-геофизические материалы позволяют установить основные черты строения и некоторые особенности генерации и аккумуляции углеводородов (УВ).

1. Устойчивое прогибание (ордовик, силур, девон), приведшее к образованию мощного осадочного чехла, сложенного карбонатно-терригенной и терригенно-вулканогенной формациями, строение которых отличается значительной сложностью и свидетельствует о быстром захоронении как осадков, так и органического вещества.

2. Многофазность (стадийность) формирования, устанавливаемая по последовательному перемещению участков максимального прогибания во времени с вовлечением в прогиб все новых платформенных районов.

3. Повышенный тепловой поток, подтверждаемый широким распространением диабазов в отложениях девона. Такие геотермические условия благоприятствовали активизации процессов нефтегазообразования, которые начинались раньше, чем в платформенных районах, и проходили более интенсивно.

4. Наличие разнообразных ловушек для нефти и газа. Неструктурные ловушки формировались в терригенно-вулканогенной форма-

ции за счет расщепления, выклинивания, линзовидного залегания коллекторов и покрывок, структурные же — в инверсионный этап развития.

Таким образом, в течение очень длительного периода геологической истории на территории палеопроггиба существовали весьма благоприятные условия как для генерации УВ, так и для образования залежей. В этой связи представляет большой практический интерес выявление аналогичных структур.

Накопленные за последнее время геолого-геофизические данные позволяют предположить существование Илыч-Чикшинского, Усино-Колвинского и Пай-Хойского палеопрогيبов.

Илыч-Чикшинский палеопрогиб располагался в области сочленения современных Ижма-Печорской и Верхне-Печорской впадин. Западная его граница контролировалась разрывными нарушениями, фиксируемыми Илыч-Чикшинской зоной положительных магнитных и гравиметровых аномалий. Древнее заложение разломов подтверждено В. И. Богацким и Л. И. Филипповой. Ранее, учитывая наличие мощных среднедевонских отложений на площадях Мичаю-Пашининского вала, многие исследователи предполагали здесь существование девонской впадины, простиравшейся к востоку до Урала. Результаты бурения на Вуктыльском месторождении показали, что девонский прогиб занимал гораздо меньшую площадь, был вытянут с севера на юг и, видимо, его формирование тесно связано с развитием Илыч-Чикшинской зоны дислокации. Тектоническая ее активность подтверждается и внедрением диабазов в девонских отложениях на Исаковской площади.

Усино-Колвинский палеопрогиб занимал территорию современного Колвинского мегавала. Имеющиеся геолого-геофизические данные позволяют наметить лишь возможное положение северной и южной ветвей палеограбена. В пределах южной ветви бурением вскрыты мощные (до 1000 м) нижнедевонские отложения. Такие мощности не характерны для платформенных районов, где они обычно не превышают 250—300 м. Вполне возможно, что к раннедевонскому времени палеопрогиб протягивался далее на юг, где соединялся с Печоро-Кожвинским грабеном. В северной части Колвинского мегавала сейсморазведкой установлено почти двукратное увеличение мощности додевонских отложений по сравнению с Хорейверской впадиной. Учитывая наличие разрывных нарушений, отделяющих здесь мегавал от Хорейверской и Денисовской впадин, можно сделать вывод о существовании додевонского грабена и в северной части мегавала. Прогиб, видимо, существовал и в девоне, о чем можно судить по большим мощностям (свыше 500 м) поддоманиковых отложений на Харьятинской и Ярейюской площадях.

На месте современного Пай-Хоя, видимо, также располагался в нижнем и среднем палеозое грабенообразный прогиб, характеризо-

вавшийся некомпенсированным осадконакоплением. В связи с этим здесь развита глубоководная кремнисто-терригенная формация, не имеющая аналогов на платформе. Суммарная мощность отложений ордовика, силура и девона превышает 2000 м. О развитии грабена в условиях растяжения земной коры свидетельствует и широкое развитие девонских габбро-диабазов.

Рассмотренные грабенообразные палеопрогибы характеризуются пока слабой степенью геологической изученности. Однако можно предположить наличие некоторых общих черт их строения и развития. В частности, заслуживают внимания такие вопросы, как многостадийность развития прогибов, аккумуляция больших масс осадочных пород и органического вещества, повышенный тепловой поток, существование благоприятных условий для генерации и аккумуляции УВ в течение длительного времени. Следует отметить тот факт, что на территории Тимано-Печорской провинции палеограбены или располагаются, или непосредственно примыкают к выявленным зонам нефтегазонакопления.

В то же время палеопрогибы имеют свои особенности, отличающиеся закономерностями распространения проводящих и экранирующих толщ, типом структур, гидрогеологическими и термобарическими условиями и процессами формирования скоплений углеводородов. Их изучение является важной задачей, решение которой позволит более целенаправленно вести поиски нефти и газа и повысить эффективность геологоразведочных работ.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ КОЛВИНСКОГО МЕГАВАЛА

В. С. КОВАЛЕНКО, В. П. ЕЛОХИН, Ю. А. ПАНКРАТОВ

Ухтинское территориальное геологическое управление, Ухта

Колвинский мегавал — крупная, сложно построенная, линейная, асимметричная структура, ограничивающая восточный борт Печоро-Колвинского авлакогена и протягивающаяся в северо-западном направлении от гряды Чернышева до береговой линии Печорского моря. Размеры структуры 350×30 —35 км в материковой части.

К Колвинскому мегавалу приурочена зона нефтегазоаккумуляции. По состоянию на 1.1 1974 г. суммарные извлекаемые запасы углеводородов в материковой части мегавала составляют 10% от всех извлекаемых запасов провинции.

В современном структурном плане Колвинский мегавал представляет собой систему кулисообразно расположенных крупных брахиантиклиналей северо-западного простирания (Усинская, Возейская, Харьятинская, Инзырейская, Ярейюская, Вангурейская, Хыльчюская), осложненных более мелкими куполовидными поднятиями.

Колвинскому мегавалу по фундаменту соответствует крупный линейный блок, ограниченный системами крупноамплитудных регионально выдержанных разломов. Субширотными разломами Колвинский блок фундамента разбит на ряд более мелких блоков, создавших серию поднятий и впадин с резко гипсометрически дифференцированной глубиной залегания. По фундаменту выделяются два крупных поднятия — Усинское и Возейское с разделяющим их Усино-Колвинским прогибом. Глубины залегания фундамента изменяются в широких пределах: от 3,5—4,2 км в пределах Возейского выступа до 8,5 км в Усино-Колвинском и Харьятинском прогибах.

Строение Колвинского мегавала по осадочному чехлу сложно и своеобразно. Блоковое, разновысокое положение фундамента, асинхронность движений во времени предопределили резкое несовпадение структурных планов, а в отдельных случаях и их обратные соотношения по различным маркирующим горизонтам. В результате в пределах Колвинского мегавала сформировались генетически разнородные локальные структуры: унаследованные (Возейская, Ярейюская и Хыльнуояская) и бескорневые, «навешанные» (Харьягинская, Усинская).

Месторождения Колвинского мегавала, как правило, многозалежные, характеризуются несовпадением контуров по различным стратиграфическим уровням.

Стратиграфический диапазон нефтегазоносности охватывает отклонения от силурийских до триасовых включительно. Основные промышленные запасы углеводородов (УВ) приурочены к отложениям среднего девона и к карбонатам среднего карбона — нижней перми. С карбонатами силурийско-нижнедевонского комплекса связаны структурно-стратиграфические, литологически ограниченные залежи легкой, смолистой, парафинистой нефти на Возейской площади. Нефтепроявления отмечались и в процессе разведки Усинского месторождения. Коллекторы в этих отложениях преимущественно сложного типа. Залежи приурочены к наиболее приподнятым блокам фундамента.

В пределах наиболее изученной южной части Колвинского мегавала развитие среднедевонских терригенных отложений носит зональный характер. Они полностью отсутствуют над выступами фундамента, а в прогибах происходит наращивание мощностей в основном за счет пелитового материала. Продуктивность среднедевонских отложений связана с пачками кварцевых песчаников «основной толщи» афонинского горизонта, «верхней пачки» и пачки «А» старооскольского горизонта. Старооскольские отложения размыты в большей степени, поэтому основные запасы УВ приурочены к песчаникам «основной толщи».

Залежи южной зоны (Усинская и южная часть Возейского поднятия) являются частью открытой гидродинамической системы с нормальными пластовыми давлениями. Пласты песчаников северной зоны (западное крыло и северная часть Возейской складки и Харьягинское поднятие) образуют замкнутую гидродинамическую систему с АВПД. Превышение пластовых давлений над нормальным гидростатическим составляет 60—80 кг/см².

В южной зоне нефтяные залежи структурно-стратиграфического типа. Для северной зоны, характеризующейся резкими фаціальными изменениями отложений и наращиванием мощностей глинистых пачек, наиболее характерны пластовые сводовые, структурно-стратиграфические, литологически ограниченные и тектонически-экранированные залежи с разными уровнями водо-нефтяного контакта (ВНК) и различным составом нефтей. Единственная гаоконденсатная литологически ограниченная залежь в среднем девоне выявлена на севере

Возейской складки (скв. 56). Нефти в среднем девоне в основном легкие, смолистые, парафинистые, сильно недонасыщенные газом. Дефицит между пластовым давлением и давлением насыщения составляет 250—300 кг/см². Свойства нефтей меняются как по глубине, так и по площади. В целом в направлении с юга на север возрастает газовый фактор, содержание парафина, уменьшается содержание смол, плотность и вязкость пластовой нефти. Наиболее парафинистые нефти в северной зоне. На Харьягинской площади содержание парафина в нефтях из песчаников «основной толщи» составляет 9,6%, в «верхней пачке» — 25,6%, в пачке «А» — до 45,3%.

В процессе разведочных работ на Усинском и Возейском месторождениях в разрезе среднего девона были выявлены значительные песчаные обводненные линзы, гидродинамически не связанные с продуктивными пластами и характеризующиеся повышенными значениями пластовых давлений и минерализацией воды.

В мендым-доманиковых отложениях промышленные притоки легкой (0,849 т/м³), парафинистой, малосернистой нефти получены на северной периклинали Возейской складки (скв. 64). Залежь литологически ограниченная. Коллектор сложного типа.

Принципиальное значение имеет открытие на Харьягинской площади высокодебитной залежи легкой нефти в верхнефранских рифогенных образованиях. Дебит нефти в скв. 44 достигает 1200 м³/сут.

Продуктивность фаменских карбонатов связана с маломощной проницаемой пачкой (репер Ф) в верхней части нижнего фамена. Нефтепроявления отмечены на Возейской и Усинской площадях, промышленный приток получен из скв. 52/2-Возей. Свойства нефтей изменяются по площади — от утяжеленных, смолистых, сернистых до облегченных, малосмолистых, малосернистых и, по всей вероятности, находятся в зависимости от глубины размыва вышележащих верхне-нижне-фаменских отложений и мощности глинистой пачки в подошве карбона.

В доломитах серпуховского яруса пластовая сводовая залежь легкой, парафинистой, сернистой нефти с наклонным ВНК выявлена на Усинской площади. Не исключено наличие небольших залежей, связанных с наиболее гипсометрически высокими локальными осложнениями и на других структурах Колвинского мегавала.

Нижнепермско-среднекаменноугольные отложения продуктивны на всех структурах Колвинского мегавала, кроме Харьягинской, где они обводнены. Залежи массивные, сводовые. Коллекторы поровые, порово-кавернозные. Трещинные коллекторы имеют подчиненное значение. Залежи относятся к категории крупных. Вдоль вала, с севера на юг, по восстанию продуктивных горизонтов отмечается четкая дифференциация типов флюидов по залежам. На наиболее погруженной Хыльчужской структуре выявлена газоконденсатная залежь, на Ярейской — легкой нефти с газоконденсатной шапкой. На Возейской площади нефти легкие, утяжеленные и в зоне ВНК — тяжелые. В цент-

ральной части Возейской площади, где размыты отложения от кунгурских до башкирских, нефти несколько тяжелее, чем в северной части с более полным разрезом. На Усинском месторождении, где карбонаты нижней перми занимают наиболее высокое гипсометрическое положение, нефть тяжелая ($0,9646 \text{ т/м}^3$), высоковязкая (522—766 спз), смолистая (15,1—21,7%), сернистая (1,80—2,11%), беспарафинистая (0,08—0,6%). На север от Усинского месторождения по залежам уменьшается содержание смол и увеличивается содержание парафина, составляя соответственно 2,05 и 3,81% на Ярейской площади.

Терригенные отложения нижнего триаса, верхней и нижней перми промышленно нефтегазоносны на Хыльчуйской и Херьягинской площадях. Установлено насыщение тяжелой нефтью верхнепермских песчаников на Усинской площади. Нефтегазопроявления при бурении скважин в этой части разреза выявлены на Возейском месторождении. Коллекторы представлены полимиктовыми песчаниками. Характерной их особенностью является довольно высокое значение нижнего предела пористости (встречаются образцы с пористостью до 18% при нулевой проницаемости).

Асинхронные и разноамплитудные подвижки блоков фундамента в значительной степени контролировали структурный план территории, характер осадконакопления, что, в свою очередь, привело к разновозрастности как образования и заполнения ловушек, так и перераспределения пластовых флюидов. В дальнейшем компонентный состав флюидов находился в прямой зависимости от качества и мощности покровов, площади ВНК и др.

Структурный план Колвинского мегавала, близкий к современному, сформировался к концу пермской эпохи. К этому времени единый резервуар в южной зоне развития среднедевонских отложений (юг Возейской и Усинская складки) разделился на две самостоятельные ловушки; образовались структуры в каменноугольных, нижне- и верхнепермских отложениях, за исключением Херьягинского участка, который был на 200—250 м ниже Возейского поднятия.

В настоящее время основным объектом геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах Колвинского мегавала являются пермско-каменноугольные карбонатные и среднедевонские терригенные отложения. Вместе с тем, часть залежей, связанных с силурийскими, нижне- и верхнедевонскими, нижнекаменноугольными, вернепермскими и мезозойскими отложениями, пока совершенно не оплодотворена. Выявление новых залежей вследствие несовпадения структурных планов и контуров продуктивности на различных стратиграфических уровнях вызывает определенные трудности методического и технического характера. Для эффективного ведения поисков новых залежей нефти и газа необходимы тщательный анализ всей имеющейся геолого-геофизической информации, крупномасштабные структурные и палеоструктурные построения, усиление буровых и полевых геофизических работ.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК В ПАЛЕОЗОЕ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

А. В. СОЛОМАТИН, В. И. ЕРЕМЕНКО, Г. А. ИОФФЕ

Ухтинское территориальное геологическое управление, Ухта

Проблема поисков неантиклинальных ловушек (НЛ) в силу ряда геологических и экономических причин сейчас наиболее актуальна для южных районов Коми АССР. Выявление залежей, связанных с НЛ, сопряжено со значительными трудностями и базируется на результатах палеогеографических и палеогеоморфологических исследований, в частности, на историко-геологических реконструкциях — моделях седиментации конкретных бассейнов. В качестве первоочередных объектов для поисков НЛ выбраны среднедевонские терригенные, верхнедевонские карбонатные, турнейские карбонатно-терригенные и нижнепермские карбонатные отложения.

Среднедевонские терригенные отложения представляют собой серию песчаных регрессивных пластов, наращивающих палеошельф к центру бассейна, имеющих четко выраженное строение и повсеместно замещающихся по латерали тонкозернистыми разностями пород. Для поисково-разведочных работ перспективны зоны выклинивания песчаных пластов III, II^a, I^a, I^a, а также различные формы древнего аккумулятивного рельефа, связанные с пляжами, барами, дельтами и т. д. на Войвожском, Джьерском и других месторождениях.

Региональная палеогеографическая ситуация в позднем девоне определена наличием обширной, прошедшей фазу некомпенсации, аккумуляционно-топографической впадины (АТВ), с последующим прерывистым терригенным заполнением ее с северо-запада. Характер заполнения обусловил регрессивное смещение внутрь впадины обрамляющих ее барьерных рифов и постепенное расширение окружающего

впадину зарифового лагуниного карбонатного шельфа. Угловатые семилукско-бурегские шельфы, тектонически обусловленные древними блоковыми поднятиями, разделяют АТВ на отдельные заливы, обрамленные краевым барьерным рифом того же возраста. Более молодые барьеры (сирачойский, ухтинский, верхнефаменский) контролируются склонами терригенных и терригенно-карбонатных аккумулятивных террас. В средней части АТВ выделяется цепочка мощных двускатных органогенных построек, по морфологии и взаимоотношениям с вмещающими породами напоминающих высокопродуктивные Ледюкские рифы Канады. Цепочка этих рифов делит АТВ на впадины нижнефаменского и турнейского заполнения. Изменение конфигурации АТВ и рифовых барьеров во времени прослежено на всей территории их существования в пределах Тимано-Печорской провинции.

Тимано-Печорская АТВ по морфологии резко отличается от некомпенсированных Камско-Кинельских прогибов Волго-Уральской области. Близкое к последним, сравнительно простое строение она имеет только южнее района Нижней Омры (рис. 1.) На всей остальной территории ее строение сходно со строением верхнедевонского бассейна Альберта (Канада). Полосы распространения барьерных рифов представляют собой крупные зоны нефтегазоаккумуляции. Перспективность сирачойского и ухтинского барьеров доказана открытием промышленных залежей на Тэбуке и Пашшоре.

Турнейская карбонатно-терригенная толща представляет собой серию дельтовидно причленяющихся трансгрессивно-регрессивных пачек, последовательно наращивавших палеошельф к востоку (рис. 2, 1). По составу слагающих пород среди терригенных пачек выделяются смешанные песчано-алевролитовые и преимущественно глинистые. В зонах выклинивания и наращивания мощностей в верхних частях склонов терригенных террас песчано-алевролитовые пачки наиболее грубозернисты и имеют лучшие коллекторские свойства. На склонах террас в периоды трансгрессий возможно формирование рифогенных образований, существование которых, в известной мере, подтверждается появлением мощной (более 100 м) толщи предрифовых известняков с нефтепроявлениями в скв. 1-Малиновка. Отмеченные в палеоландшафте участки профиля седиментации наиболее благоприятны для формирования НЛ. На территории юга провинции они прослежены по ряду профилей и образуют систему субмеридиональных полос. Перспективность турнейской толщи подтверждена открытием небольших залежей нефти и газа на Сев. Мылве и Джеболе и довольно частыми нефтегазопроявлениями по керну и при бурении.

Нижнепермские отложения, перспективные на обнаружение НЛ, наиболее интересны в зоне сочленения платформы и наступающего на нее Предуральяского прогиба. Положение территории на профиле седиментации и устойчивое развитие трансгрессии привело к формированию на склоне платформенного шельфа рифогенных тел, а особен-

Масштабы: горизонтальный 1 : 250 000
вертикальный 1 : 10 000

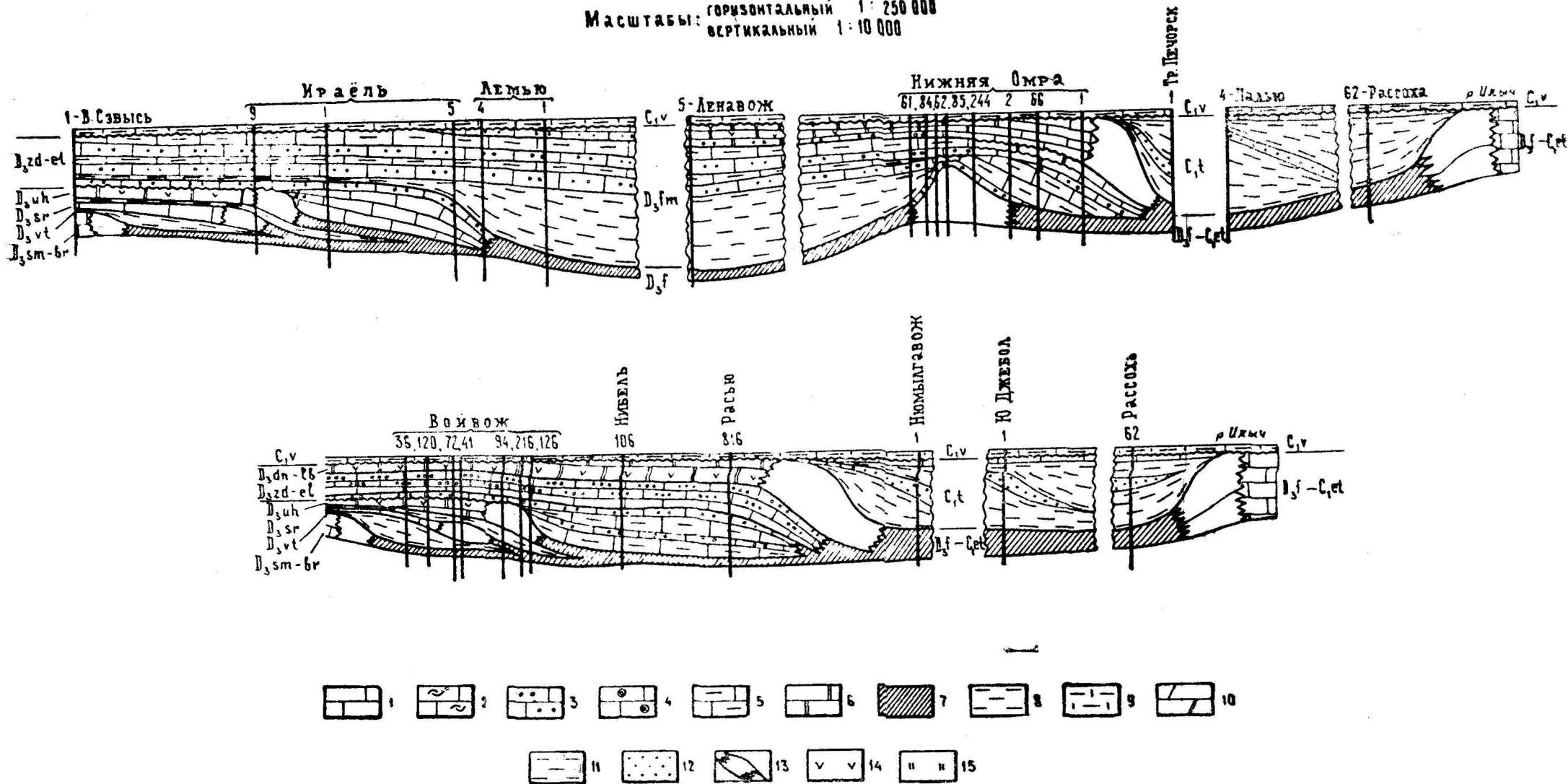


Рис. 1. Строение верхнедевонской некомпенсированной аккумуляционно-топографической впадины.

1—5 — известняки: 1 — зарифового шельфа, 2 — детритовые, 3 — обломочные, 4 — оолитовые; 5 — глинистые; 6 — доломиты; 7 — депрессионные отложения доманикового типа; 8 — глины и мергели; 9 — переслаивание известняков и глин; 10 — мергели; 11 — глины с алевритами и песчаниками; 12 — алевриты и песчаники; 13 — барьерные и одиночные рифы; 14 — сульфатизация; 15 — окремнение.

ЮЗ

Горизонтальный масштаб 1:340000

СВ

839-Вежаю

839-Вежаю

4-С.Мылва

47-С.Мылва

68-Маркалуста

С.Джебол

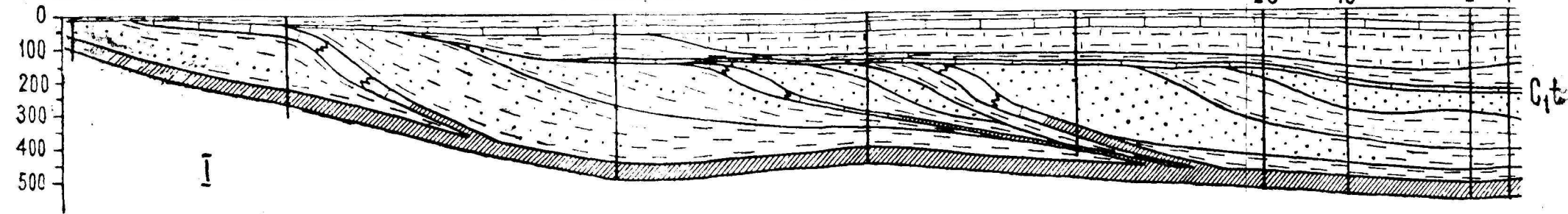
23

13

Палью

2

1



Горизонтальный масштаб 1:800000

С
Покча
Тр.Печорск

117 203

Расью
С.Мылва

236 230 246

Ю

ЮЗ

МАРКА-
ЛАСТА

68

СВ

З

В

Джебол

254 268 8 12 30

Дозмер

522 1523

ЮЗ

СВ

ИЗНЫР

ИЛЫЧ

1

2

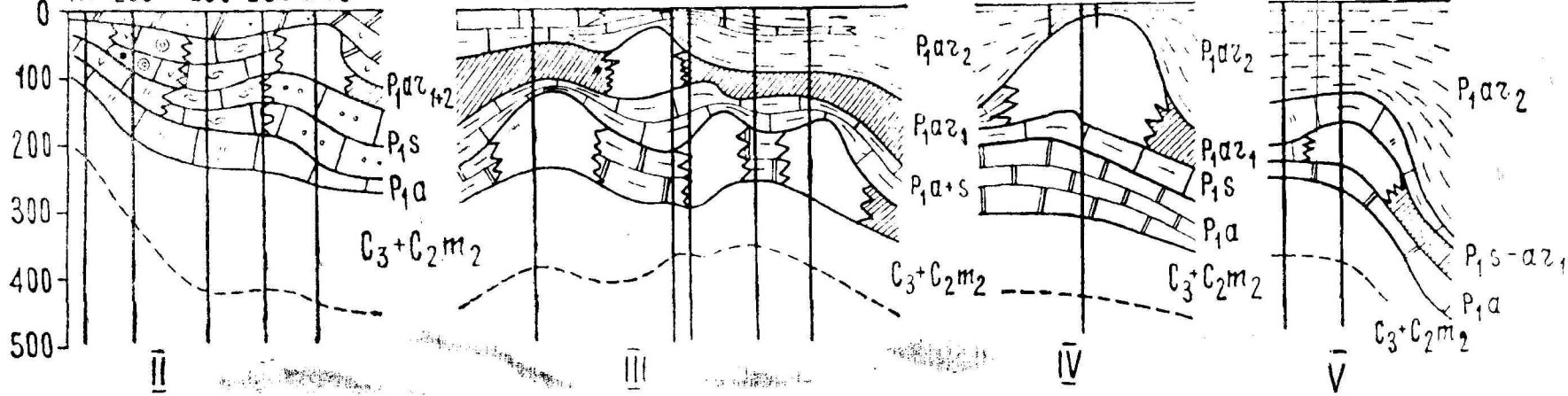


Рис. 2. Палеогеологические профили к концу турнейского (I) и концу артинского (II—V) времени. Условные обозначения те же, что и к рис. 1.

ности динамики дна бассейна определили фацимальное разнообразие отложений в разрезе, растянутую в ширину форму рифовых зон и смещение к западу более молодых образований. Это обусловило обратную литолого-фацимальную последовательность в ряде разрезов и перекрытие наиболее древних рифовых зон глубоководными отложениями, имеющими лучшие экранирующие свойства (рис. 2, II). Прослежены четыре субмеридиональные полосы рифовых тел ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского возрастов. Наиболее древние ассельские рифовые массивы — аналоги дуванских рифов Волго-Уральской области — обнажены; более молодые — перспективны для поисков в них залежей (внешняя система сакмаро-нижнеартинских рифов — Илыч, Дозмер; внутренние одиночные артинские рифовые тела — Джебол, Сев. Мылва и др.). Рифовые массивы имеют хорошие коллекторские свойства и экранированы крышками.

Для перспективных зон всех отложений возможно формирование как комбинированных НЛ, связанных с приподнимающими их более молодыми тектоническими структурами или перегибами слоев, так и литологических и стратиграфических ловушек. Проектирование методики поисковых геофизических работ и бурения на изученные отложения юга провинции определяются отмеченными особенностями геологического строения территории. В настоящее время такие комплексные работы развернуты по поискам залежей в девонских рифовых барьерах.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ КАРБОНАТНЫХ КОМПЛЕКСОВ ВАЛА СОРОКИНА

Ю. А. РОССИХИН, С. О. МЕЛЬНИКОВА

Архангельское территориальное геологическое
управление, Архангельск

Вал Сорокина — крупная положительная линейная структура второго порядка в северо-западной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Протяженность составляет около 300 км при ширине 15—20 км. Вал является западным ограничением Варандей-Адзвинской зоны. Ось вала имеет северо-западное простирание.

Геологическое строение вала Сорокина детально изучено аэромагнитной, гравиметрической съемками, электроразведочными и сейсморазведочными работами МОВ, а также поисковым и структурно-поисковым бурением. На ряде площадей начато разведочное бурение.

Вал осложнен локальными структурами — брахиантиклиналями, которые, кроме самой южной, примыкающей к гряде Чернышева, ориентированы согласно общему простиранию вала. С юга на север в пределах вала выделяются следующие локальные структуры: Подверьюская, Хосолтинская, Нерчейюская, Осовейская, Ярейягинская, Седьягинская, Лабаганская, Наульская, Южно-Торавейская, Торавейская и Варандейская.

По данным сейсморазведки, западное и восточное крылья вала ограничены дизъюнктивными нарушениями. Севернее Седьягинской структуры зафиксировано наличие субширотного разлома, амплитудой 100—200 м. Разлом имеет региональный характер и протягивается далеко на запад в пределы Хорейверской впадины. Затухание нарушения происходит в триасовых отложениях.

На формирование осадочного чехла в пределах вала Сорокина оказало влияние блоковое строение фундамента. В исследуемом рай-

оне преобладают разломы северо-западного простирания. Субширотные разломы встречаются реже и, видимо, являются наиболее древними. Субширотный разлом севернее Седъягинской площади возобновил свою активность в позднегерцинскую эпоху, что существенно повлияло на характер пермского осадконакопления на валу Сорокина. Это способствовало разделению вала на северную и южную части по границе между Лабаганской и Седъягинской структурами. Такое подразделение справедливо только для пермского периода, а по отложениям более молодого и древнего возрастов разделения вала на две части не видно.

По кровле нижнепермских карбонатов вал наиболее приподнят в районе Седъягинской структуры. Его глубина в сводовой части составляет ~ 900 м. К югу и северу наблюдается погружение поверхности карбонатов до глубин — 1690—1790 м. Морскими сейсморазведочными работами отмечается, что на севере вала Сорокина палеозойские отложения дислоцированы интенсивнее, чем в Большеземельской области. Амплитуда вала по кровле карбонатов изменяется в пределах 50—300 м.

Верхнедевонско-турнейский и визейско-нижнепермский карбонатные комплексы наиболее полно получены бурением на локальных структурах северной части вала. Мощность их около 2000 м.

Верхнедевонско-турнейский комплекс сложен известняками серыми, зеленовато-серыми, участками доломитизированными и трещиноватыми с прослоями мергелей, мощностью около 1000 м. В разрезе комплекса прослеживается ряд пористых карбонатных пачек, перекрытых плотными мергелисто-карбонатными породами. Не исключена связь пористых пород с биогермными постройками, развитыми вдоль вала.

Каменноугольные отложения представлены главным образом в объеме турнейского, визейского и серпуховского, башкирского и московского ярусов. В северной части вала возможны отложения верхнего карбона. Турнейский ярус представлен известняками и доломитами, которые имеют литологическое сходство с нижележащими фаменскими отложениями. Их мощность 40—100 м. Визейский ярус сложен в нижней части терригенно-карбонатными породами, а в верхней — карбонатными. Терригенно-карбонатная толща в южной части вала имеет мощность около 10 м и относится к яснополянскому надгоризонту. Последний широко распространен в Тимано-Печорском бассейне, но сложен песчаниками и алевролитами. В северной части вала мощность этой терригенно-карбонатной толщи возрастает до 95 м. В скв. 2-Торавей в прослое известняка из этих отложений определен комплекс фораминифер, в котором присутствуют многочисленные эопараштафеллы, плагиондотирь, при отсутствии архедисид, что позволило Л. П. Гроздиловой считать эти отложения аналогом радаевского горизонта Русской платформы.

Следовательно, возрастание мощности терригенно-карбонатных отложений на севере вала происходит за счет появления в разрезе

малиновского надгоризонта, который обычно размыт в северных районах Тимано-Печорского бассейна.

Над терригенно-карбонатной толщей залегают известняки и доломиты окского надгоризонта, охарактеризованные фауной на Варандейской и Торавейской площадях. Эти отложения хорошо коррелируются по каротажным диаграммам и имеют мощность 220—285 м.

Серпуховский ярус представлен в нижней части ангидрито-доломитовой, фаунистически слабо охарактеризованной толщей мощностью около 150 м. На севере Тимано-Печорского бассейна они регионально выдержаны в объеме тарусского и стешевского горизонтов, являются надежным электрокаротажным репером, легко опознаются на стандартном виде каротажа.

Над ангидритами залегают известняки протвинского горизонта, возраст которых подтвержден брахиоподами и многочисленными фораминиферами в скв. 1-Варандей. Мощность их составляет от 60 до 125 м и возрастает в северном направлении. На каротажных диаграммах кровля протвинского горизонта условно проводится, по аналогии с разрезами западных районов, в верхах высокоомных известняков.

Над породами серпуховского яруса с размывом залегают отложения башкирского и московского ярусов, хорошо охарактеризованные фауной в скв. 2-Варандей. Они представлены комковатыми мелкодетритовыми известняками. Общая мощность среднего карбона изменяется от 63 до 195 м, при общем возрастании в северном направлении.

Отложения верхнего карбона в южной части вала отсутствуют, а в северной в связи с резким увеличением мощности каменноугольных известняков, особенно на Торавейской площади, их наличие не исключено.

Нижнепермские отложения с размывом залегают на разных породах карбона. Они представлены в объеме ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов, из которых три нижних яруса сложены карбонатами, а кунгурский — терригенной толщей. На южных площадях вала, включая Седьягинскую, нижнепермские отложения представлены юньягинской серией морских терригенных отложений, распространенных в Печорском угольном бассейне. Мощность серии составляет 230—280 м. В ее основании залегает сезымская свита ассельско-сакмарского возраста, сложенная мергелями, алевролитами и аргиллитами мощностью 44—80 м. Вышезалегающие отложения артинской юньягинской серии отличаются преимущественным развитием алевролитов, аргиллитов, песчаников и в подчиненном количестве — мергелей. Среди многочисленной морской фауны, представленной брахиоподами, мшанками, пелелиподами, кораллами, в большом количестве встречаются и растительные остатки. Мощность артинских отложений в южной части вала составляет около 200 м. По характеру кривых электрозондирования пласты обладают слабыми коллекторскими свойствами. Сопротивления их меняются от 8 до 24 ом (скв. 1-Седьяга).

Севернее Седьягинской площади ассельские, сакмарские и артинские отложения представлены карбонатными отложениями, сходными с породами северо-западных районов бассейна. Это преимущественно биоморфные и органогенно-обломочные, порово-кавернозные и трещиноватые известняки с большим количеством морской мелководной фауны. Карбонатность пород высокая (до 90%). В целом нижнепермские карбонаты севера вала Сорокина характеризуются развитием биогермных построек. Их большую часть разреза занимают ассельско-сакмарские отложения мощностью до 120 м. Только в самой верхней части залегают артинские породы мощностью около 30 м. По данным промысловой геофизики, сопротивление продуктивных пластов составляет в среднем 100—150 ом.

Таким образом, на вале Сорокина в нижней перми можно наблюдать разнофациальные отложения: платформенные, карбонатные и терригенные краевого прогиба. Граница между ними совпадает с субширотным разломом, севернее Седьягинской структуры. Правда, отложения юнъягинской серии частично еще наблюдаются севернее, в пределах Лабаганской площади, но мощность их гораздо меньше.

Различие фаций нижнепермских отложений северной и южной частей вала нашло свое отражение и в характере распространения коллекторов. Коллекторские свойства нижнепермских известняков северной части вала довольно высокие. Средние значения коэффициента пористости на Варандейской площади по керну составили 18,1%, на Торавейской площади — 21%. В южной части вала в отложениях юнъягинской серии коллекторы практически отсутствуют. При опробовании промышленные притоки здесь не получены.

В северной части вала открыты залежи в карбонатах нижнепермского возраста на месторождениях Варандейском, Торавейском, Южно-Торавейском и Лабаганском. На Варандейском месторождении выявлена нижнепермская залежь массивного типа, сводовая, с водоносным контактом на глубине 1680 м. Фонтанные дебиты достигают 70—80 т/сут. На Торавейской площади залежь нефти в ассельско-сакмарских и артинских отложениях также является массивной. Максимальный дебит нефти, полученной в скв. 21 через 10-миллиметровую диафрагму, составил 91,2 т/сут. На Южно-Торавейской площади залежь нефти является пластовой, сводовой. При испытании скв. 31 дебит нефти составил 130 м³/сут. Пластовое давление на глубине 1560 м составило 161 ата, пластовая температура +35°C. Аналогичная залежь открыта на Лабаганском месторождении. Покрышкой для всех вышеперечисленных залежей нефти является терригенная пермско-триасовая алевро-глинистая толща. Нефти нижнепермских залежей относятся к типу утяжеленных (0,88—0,89 г/см³), содержат 1,5—2% серы и 1,7% парафина. По сравнению с нефтью из одновозрастных отложений Усинского месторождения они обладают значительным газовым фактором — 39 м³ и небольшой вязкостью — 6,7 спз в пластовых условиях.

Помимо нижнепермских на валу Сорокина открыты залежи нефти в карбонатах фаменско-турнейского возраста на Южно-Торавейском и Лабаганском месторождениях. На Южно-Торавейском месторождении залежь массивного типа приурочена к органогенным и органогенно-обломочным известнякам, сильно трещиноватой, кавернозным. Покрышкой залежи служит визейская глинистая толща малиновского и яснополянского надгоризонтов. Мощные дебиты пластовой воды и потеря циркуляции промывочной жидкости при бурении скв. 31 подтверждают показания промысловой геофизики о высоких коллекторских свойствах продуктивных карбонатов. Дебит нефти в скв. 31 составил $30 \text{ м}^3/\text{сут}$. Пластовое давление на глубине 2470 м составило 268 атм, а температура $+48,5^\circ\text{C}$. Нефть тяжелая ($0,992 \text{ г/см}^3$), вязкость 288,7 сСт при температуре 80°C , содержание (%) серы — 2,9, парафина — 2,3, асфальтенов — 18,07, смол — 18,93. На Лабаганском месторождении фаменско-турнейская залежь нефти приурочена к органогенно-детритовым известнякам. Залежь пластовая, сводовая. Нефть отличается от Южно-Торавейской: легкая ($0,8616 \text{ г/см}^3$), вязкость при 20°C 23,9 сСт, содержание (%) парафина — 7,8, серы — 0,584, асфальтенов — 2,781, смол — 7,28.

Карбонатные отложения серпуховского яруса представлены трещиноватыми доломитами и ангидритами. По данным промысловой геофизики, они являются хорошими коллекторами. На Южно-Торавейской площади было проведено испытание подангидритовой толщи в скв. 31. После перфорации эксплуатационной колонны получен приток сильно минерализованной пластовой воды (удельный вес $1,055 \text{ г/см}^3$) дебитом $113 \text{ м}^3/\text{сут}$. Аналогичные результаты получены в скв. 32. В серпуховских подангидритовых отложениях залежи нефти пока не выявлены.

Перспективы нефтеносности карбонатных комплексов перми, карбона и верхнего девона в пределах вала Сорокина в целом оцениваются высоко. Нижнепермские карбонаты продуктивны на Северо-Сорокинском блоке. В пределах Южно-Сорокинского блока залежи нефти могут быть открыты только в каменноугольных отложениях под нижнепермской (юньягинской) покрывкой. Турне-верхнедевонский комплекс перспективен по всему валу Сорокина.

ПРОГНОЗ ЗОН НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ В ОСНОВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСАХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Л. А. АНИЩЕНКО, С. А. ДАНИЛЕВСКИЙ

Ухтинское территориальное геологическое
управление, Ухта

Прогноз зон нефтегазоаккумуляции осуществляется на основании закономерностей изменения органического вещества пород, углеводородов (УВ) залежей и анализа геохимических условий развития территории. Динамика изменения органического вещества пород и углеводородов залежей в зависимости от геологических условий едины для всех терригенных и карбонатных комплексов провинции. В каждом комплексе выделен единый последовательный ряд смены типов битумоидов от автохтонных к остаточному. Наличие остаточных разностей обусловлено процессами деструкции, эмиграции и перераспределения битумоидов в отложениях, испытавших стабильное погружение на глубины более 3,5 км и прошедших основные стадии мезокатагенеза ($МК_3$ — $МК_4$). Для древних комплексов характерно наиболее широкое развитие зон с остаточным и остаточным+аллохтонным типами битумоидов. В молодых комплексах происходит сокращение зон с высокопреобразованными битумоидами и расширение зон с паравтохтонными битумоидами. Территориальное размещение типов углеводородных залежей, за исключением отдельных площадей, соответствует распространению типов битумоидов. В зонах остаточных+аллохтонных битумоидов в основном обнаружены газоконденсатные и газовые залежи, а в зонах распространения паравтохтонных (+аллохтонных) битумоидов — нефтяные залежи. Совпадение пространственного размещения типов битумоидов с определенными типами залежей, изменение свойств нефтей, газов, битумоидов в зависимости от геологических условий и выявленные генотипы нефтей и газов позволяют признать самостоятельную генерацию

углеводородов в отдельных нефтегазоносных комплексах и прогнозировать зоны нефтегазоаккумуляции.

Выделены зоны сингенетического и аллохтонного накопления. Зоны сингенетического нефтенакпления — это зоны преимущественного подъема, существовавшего в течение длительного времени, зоны пространственного совмещения паравтохтонных битумоидов (УВ в хлороформенных битумоидах — ХБ — 40—60%) и нефтяных залежей, зоны, в которых палеоглубины пород находились в интервале 2,5—3,5 км и где породы прошли стадии мезокатагенеза МК₂—МК₃. Зоны сингенетического газоконденсатонакопления и газонакопления — это зоны глубоких впадин, где породы погружались на глубины более 3,5 км, претерпели изменение высоких стадий литогенеза — МК₃—МК₄, в которых широкое развитие имеют наиболее преобразованные остаточные битумоиды (при $C_{орг.}$ — 0,3%, ХБ — 0,02%, СББ — 0,01%, УВ в ХБ — 30—20%). Это зоны пространственного совмещения остаточного и аллохтонного битумоида (УВ в ХБ — 70—80%) и газоконденсатных залежей с легким изотопным составом метана (δC^{13} — 3), свидетельствующим о глубокой деструкции углеводородов.

К зонам аллохтонного накопления углеводородов отнесены области развития смешанных типов битумоидов с четким проявлением миграционных углеводородов, нарушением корреляции между стадиями катагенеза пород, составом битумоидов глин и углеводородным изотопным составом залежей (Шапкина-Юрьхинский вал и др.). Эти области приурочены к зонам с непостоянным тектоническим режимом, долгоживущих разломов, бортовых частей Печоро-Колвинского авлакогена, крыльев Большеземельского палеосвода и юго-восточного склона Тимана. Характер распределения зон свидетельствует о значительном сокращении зон аллохтонного накопления от молодых комплексов к более древним.

В пределах силурийско-нижнедевонского карбонатного комплекса выделяются три крупные зоны с различным характером накопления. Наибольшую площадь занимают зоны конденсатонакопления и зоны газонакопления (см. рисунок). Область газонакопления приурочена к более восточным районам, распространяясь на центральные части и внутренние борта впадин Предуральского прогиба. Зона нефтенакпления захватывает центральную часть Хорейверского палеосвода, где развиты битумоиды паравтохтонного + автохтонного типа, и распространяется на его склоны. Зона нефтенакпления захватывает южную часть Колвинского мегавала. На северо-востоке зона нефтегазонакопления ограничивается зоной конденсатонакопления в пределах Варандей-Адзвинской зоны. Границы ее совпадают с резким увеличением мощности силурийско-нижнедевонского комплекса в пределах северо-восточного склона Хорейверского палеосвода. Распространение газоконденсатной зоны здесь осложняется развитием зоны нефтенакпления, ограниченной грядами Гамбурцева и Чернова.

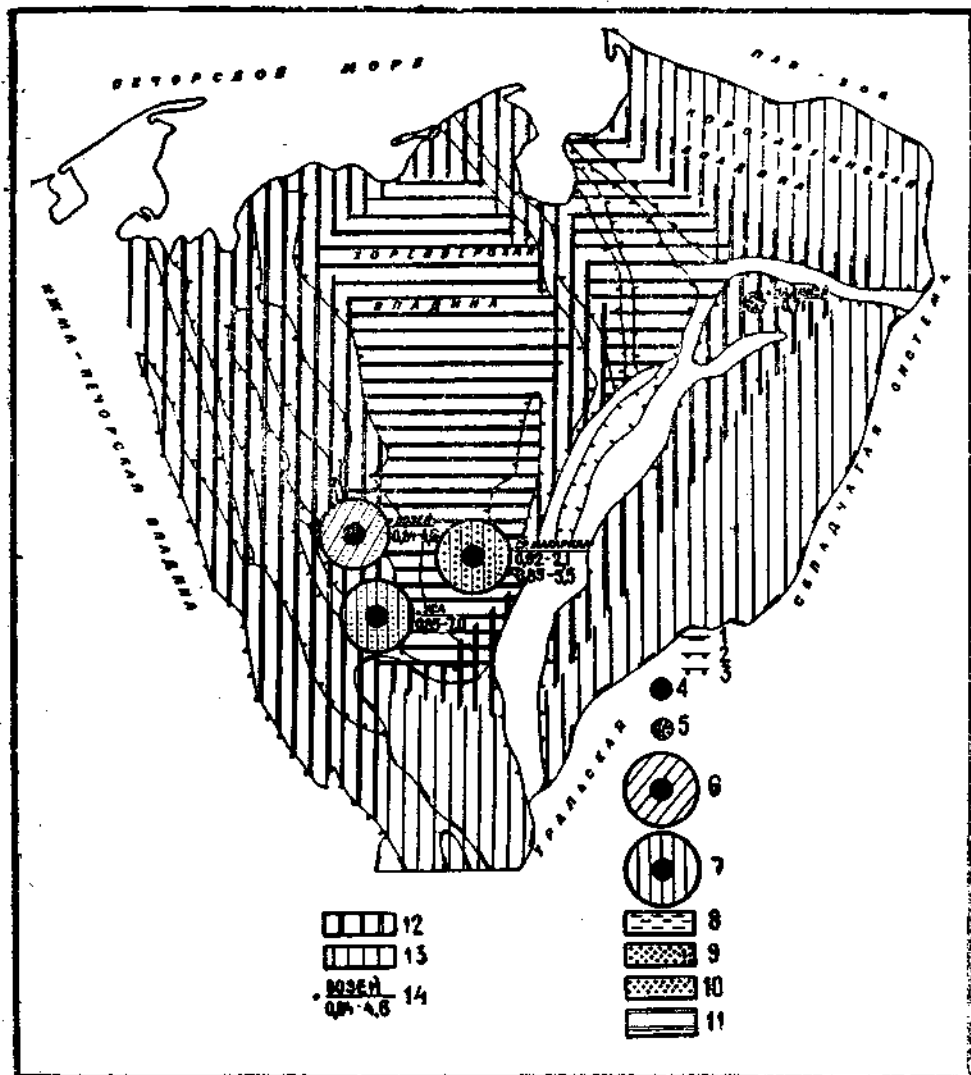


Рис. Схема расположения зон нефтегазонакопления в силурийско-нижнедевонском карбонатном комплексе.

1—3 — контуры структур: 1 — надпорядковых, 2 — I порядка, 3 — II порядка; 4—5 — залежи: 4 — нефтяные, 5 — газоконденсатные; 6—10 — нефти: 6 — метанового типа, 7 — нафтенно-метанового типа, 8 — среднепарафинистые (5—10%), 9 — высокосернистые (>1%), 10 — сернистые (0,5—1%); 11—13 — зоны: 11 — нефтенакопления, 12 — газоконденсатонакопления, 13 — газонакопления; 14 — название месторождения /удельный вес, парафины.

Для среднедевонского-нижнефранского комплекса характерно преимущественное развитие газоконденсатных и газовых зон накопления, которые развиты в пределах Предуральского прогиба, большей части Денисовского прогиба, восточного борта Печоро-Кожвинского мегавала и на северных окончаниях Варандей-Адзьевинской зоны, Колвинского мегавала, Шапкина-Юрьяхинского вала. Породы этих зон вошли в зону конденсатообразования в течение мезозоя. Характерным для них является довольно быстрое прохождение зоны нефтеобразования в течение ранней и поздней перми. Зоны нефтеобразования приурочены к западному борту Печоро-Кожвинского мегавала, к области поперечной перемычки в средней части Печоро-Колвинского авлакогена, в южной части Шапкина-Юрьяхинского вала и Колвинского мегавала, охватывают территорию Большеземельского палеосвода, большую часть Варандей-Адзьевинской зоны, южную часть Ижма-Печорской впадины. Зона аллохтонного газонефтенакопления выделена в пределах юго-восточного склона Тимана.

Зоны нефтенакопления в семирукско-турнейском карбонатном комплексе приурочены к тем же территориям, что и в нижележащих комплексах. Это Хорейверская впадина, Варандей-Адзьевинская зона, южная часть Колвинского мегавала, поперечная перемычка Печоро-Колвинского авлакогена (Шапкина-Грубешор-Командиршор-Мишвань-Харьяга), большая часть Печоро-Кожвинского мегавала и южная часть Ижма-Печорской впадины. Конденсатообразование охватывает территории центральной и внутренних зон Предуральского прогиба, южную часть Денисовского прогиба и северную территорию Печоро-Колвинского авлакогена. Последняя характеризуется аллохтонным накоплением.

В объеме нижнепермско-каменноугольного нефтегазоносного комплекса выделены те же зоны, что и в нижележащих, но конфигурация их и объемы отличны. Наибольшее распространение получают зоны нефтенакопления. Зона газоконденсатообразования развита в пределах центральной и внутренней частей Предуральского прогиба, а также на севере Печоро-Колвинского авлакогена, севернее Ванейвиса, Лаявожа, Ярейю, где накопление также имеет аллохтонный характер. К территории Хорейверской впадины, Варандей-Адзьевинской зоны, центральной и южной частей Печоро-Колвинского авлакогена и южной части Ижма-Печорской впадины приурочены зоны сингенетичного нефтенакопления.

Верхнепермско-мезозойские отложения по данным о составе рассеянного органического вещества и битумоидам могут рассматриваться как газогенерирующие, в которых накопление и сохранение углеводородов возможно на крайнем севере платформы и северо-востоке прогиба.

Характер распределения зон нефтегазонакопления свидетельствует о значительном сокращении зон газоконденсатообразования от более древних комплексов к молодым. Выявляется различный возраст формирования этих зон. Зоны газоконденсато- и газонакопления в

молодых комплексах формируются на заключительных этапах герцинского тектогенеза. Распределение залежей углеводородов, характер свойств битумоидов, изотопный состав углерода свидетельствуют о выделении в молодых комплексах двух областей генерации газа и газоконденсата: одна в пределах Предуральяского и юга Денисовского прогиба, другая в пределах севера Денисовского прогиба и севера платформы. Зональность в распределении зон нефтегазонакопления в пределах Печоро-Колвинского авлакогена обусловлена, по-видимому, наличием двух областей газогенерации — северной в пределах крайней северной части платформенной зоны провинции и южной в пределах Денисовского и Предуральяского прогибов.

ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ СРЕДНЕДЕВОНСКОГО ТЕРРИГЕННОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Л. А. ГОБАНОВ, Р. П. СЛИВКОВА, Е. Б. ШАФРАН

Ухтинское территориальное геологическое
управление, Ухта

Среднедевонский терригенный комплекс по количеству потенциальных ресурсов нефти, конденсата и газа занимает одно из ведущих мест в общем балансе углеводородов Тимано-Печорской провинции. К настоящему времени в этом основном промышленно-нефтегазоносном объекте уже выявлено более 40 залежей, приуроченных к различным нефтегазоносным областям провинции. В пределах Тиманской нефтегазоносной области залежи нефти и газа выявлены в Ухто-Ижемском нефтегазоносном районе (Ярегское, Чибьюское, Войвожское, Седьельская группа месторождений). В Ижма-Печорской области выявлены газонефтяные залежи в Омра-Сойвинском районе (Нибель-Омринские месторождения), нефтяные залежи Велью-Тэбукского и Мичаю-Пашнинского районов (Западно-Тэбукское, Джьерское, Пашнинское, Савиноборское, Мичаюское). В Печоро-Колвинской нефтегазоносной области газонефтяные и газоконденсатные залежи выявлены в пределах западного Печоро-Кожвинского района (Кыртаёльская, Северо-Кожвинская, Югидская, Западно-Соплесская, Югид-Вуктыльская) и нефтяные месторождения в пределах восточного Колвинского района (Усинское, Возейское, Харьягинское месторождения).

Рассматриваемый комплекс, слагающий нижнюю часть среднедевонско-турнейского структурного этажа, включает отложения эйфельского и живетского ярусов и генетически представляет собой аллохтонную (фалаховую) формацию кварцевых песчаников. Ее формирование связано с региональным развитием трансгрессии, знаменующей собою начало нового крупного варисцийского этапа развития в палео-

зойской истории Уральской рифт-геосинклинали и прилегающей Тимано-Печорской эпибайкальской плиты. Развитие среднедевонской трансгрессии сопровождалось интенсивным компенсированным накоплением на обширной территории мощных толщ кварцевых песчаников и алевролитов с прослоями глин. Формирование фалаховой формации происходило за счет переотложения размываемых кварцито-сланцевых верхнепротерозойских образований и терригенных ордовикских пород (седельничельская серия). Источником сноса, по-видимому, являлся северо-западный палеоконтинент.

Подчиненное положение в строении среднедевонского комплекса занимает субформация бийско-афонинских глинисто-карбонатных пород, образование которых происходило в открытом морском бассейне в условиях относительной стабилизации трансгрессии в устойчивой тектонической обстановке. Вдоль западного склона Северного Урала в условиях некомпенсированного осадконакопления происходило формирование парагенезиса битуминозных известняков, мергелей, глинистых сланцев и силицитов инфрадоманикового типа.

Современное распределение среднедевонского комплекса полностью определено палеотектонической обстановкой, сложившейся к началу франского века. В результате активных тектонических подвижек среднедевонские осадки на значительной части территории провинции оказались выведенными на поверхность и уничтоженными частично либо полностью в результате франской трансгрессии. Максимальные мощности комплекса установлены в пределах нескольких структурно-фацциальных зон: на Северном Тимане, Среднем Тимане, Печоро-Кожвинском авлакогене и на его юго-восточном продолжении, в полосе Миचाю-Пашнинских дислокаций вблизи восточного ограничения Ижма-Печорской впадины.

Установленные мощности среднедевонского комплекса весьма непостоянны по площади своего развития. Они изменяются от 100 м на юго-восточном склоне Тимана и в северной части Денисовской впадины до 1500 м и более в пределах Печоро-Кожвинского мегавала. Примечателен характер изменения мощности комплекса по площади. Максимальные мощности его приурочены к сравнительно узким линейно вытянутым зонам, представляющим собою грабенообразные прогибы, заложение которых контролировалось системами разломов. Большинство разломов имеет глубокое заложение. Во многих случаях положение разломов девонского периода является унаследованным от разломов докембрийского заложения. Последние наиболее активно проявились на стыке блоков рифей-вендских комплексов с различным внутренним строением, т. е. в пределах Тимана, Печоро-Колвинского авлакогена, на востоке Ижма-Печорской впадины, а также, по-видимому, в Варандей-Адзвинской структурной зоне.

Характерными признаками грабенообразных прогибов является их значительная протяженность при небольшой ширине, наличие ограничивающих их погребенных разломов, конседиментационный характер

развития, сопровождаемый обычно явлениями инверсии с образованием систем антиклинальных складок. Одной из характерных особенностей подобных структур является наличие на бортах широко развитых зон резкого выклинивания фалаховой формации, иногда совпадающих в плане с локальными поднятиями.

Указанные черты геологического строения присущи упомянутым выше крупным линейным структурам на территории Тимано-Печорской провинции. Типичной структурой подобного рода является Печоро-Кожвинский мегавал. Он представляет собой типичный крупный линейный грабенообразный прогиб, ограниченный системой разломов. В период интенсивного, компенсированного осадконакоплением прогибания в нем отложилась мощная (более 1500 м) толща кварцевых песчаников, алевролитов и глин. Последующей инверсией здесь сформировался крупный мегавал, в составе которого выявлены как типичные новообразования, так и унаследованные структуры. Грабеновые среднедевонские прогибы широко развиты на Тимане. Здесь они приурочены к его северной и центральной частям. Их возникновение связывается с возрождением подвижек Восточно-Тиманского глубинного разлома. Максимальные мощности формации составляют до 600—700 м. Заполнение этих грабеновых прогибов среднедевонской аллохтонной формацией происходило за счет разрушения окружающих их выступов сланцевого фундамента. На Южном Тимане (Ярега) сохранившаяся от предкыновского размыва мощность среднедевонской формации в грабеновом прогибе не превышает 100—150 м.

Сравнительно небольшие мощности среднедевонской аллохтонной формации выявлены в пределах Колвинского мегавала и Денисовской впадины. Здесь глубоким бурением и геофизическими исследованиями установлена система узких унаследованных грабеновых прогибов, с сохранившимися от предкыновского размыва среднедевонскими отложениями, мощностью до 250—300 м, и выступов, в сводовых частях которых эти отложения полностью уничтожены размывом.

Перспективы дальнейшего выявления залежей нефти и газа в среднедевонских отложениях связываются с детальным изучением выявленных и поисками новых грабеновых прогибов. Общими благоприятными факторами, выдвигающими грабеновые прогибы в число перспективных зон для поисков нефти и газа, являются:

1. Развитие мощной толщи осадочных пород, благоприятных с точки зрения нефтегазообразования и условий для формирования многопластовых залежей.

2. Наличие протяженных приразломных валов в осадочном чехле как над краевыми частями прогибов, так и в их центральных частях.

3. При быстром погружении грабенообразных прогибов происходит захват прилегающих склонов крупных соседних структур. Обычно в подобных зонах развиты явления выклинивания продуктивных горизонтов, служащих ловушками для скопления нефти и газа.

4. Интенсивные разнонаправленные тектонические движения, создающие благоприятные условия для процессов газообразования, что выдвигает грабеновые прогибы как перспективные зоны для поисков газоконденсатных и газонефтяных месторождений.

Своеобразие истории геологического развития грабеновых впадин, особенности формирования и сохранения залежей нефти и газа в таком прекрасном природном резервуаре, каким является среднедевонский комплекс, предопределили возможности выявления в нем самых разнообразных залежей — от сводовых пластовых и массивных до тектонически и стратиграфически экранированных. Все указанные типы залежей ныне уже выявлены в различных грабеновых впадинах на территории Тимано-Печорской провинции. В настоящее время исключительно важное значение приобретает задача поисков залежей в региональных зонах выклинивания отложений среднедевонского комплекса. С этими зонами связаны залежи нефти в комбинированных (структурно-стратиграфических) ловушках на Усинском, Возейском и Харьгинском месторождениях, притоки конденсатного газа на Командиршорской площади. Однако в таких крупных зонах резкого выклинивания отложений комплекса, как зона сочленения Печоро-Кожвинского мегавала и Ижма-Печорской впадины, протяженностью более 400 км, проведение комплекса поисковых работ только начинается. Поиски залежей нефти и газа в подобных зонах сопряжены с резким увеличением объемов как геофизических, в первую очередь сейсморазведочных работ, так и объемов глубокого бурения. Важнейшую роль здесь должен иметь комплекс научно-исследовательских и лабораторных работ. Как показывает практика геологоразведочных работ на нефть и газ как в нашей стране, так и за рубежом, с региональными зонами выклинивания терригенных коллекторов обычно связаны крупные зоны нефтегазонакопления.

ПЕРСПЕКТИВЫ НАРАЩИВАНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ В РАЙОНЕ УХТИНСКОЙ СКЛАДКИ

Л. А. ВОКУЕВ, Э. Н. ОВЧИННИКОВ, А. П. НОСОВ

Печориннефть, Ухта

Несмотря на относительно высокую степень изученности Ухтинской складки и прилегающих к ней площадей северо-восточного склона Южного Тимана и западной прибортовой части Ижма-Печорской впадины, анализ имеющихся геолого-геофизических материалов показывает определенную недоразведанность рассматриваемой территории вследствие концентрации большинства пробуренных поисково-разведочных скважин в районах месторождений и низкой информативности геофизических исследований. Слабо изученными остаются еще более 9 тыс. км² из общей площади 15—16 тыс. км². К ним относятся Верхне-Ижемская антиклиналь, территория к северо-западу от Зеленецкого, Западно-Изкозьгоринского, Розьдинского, Нямедского локальных поднятий, зона сочленения Тимана с Ижма-Печорской впадиной к северу и северо-западу от Нибельской и Нямедской площадей, крылья и периклинальные части Ухтинской складки и др. Даже находящееся в наиболее изученной центральной присводовой части Ухтинской складки и разрабатываемое с 1932 г. Ярегское месторождение тяжелой высоковязкой нефти до сих пор не оконтурено с юго-востока.

Для определения перспектив нефтегазоносности среднедевонско-нижнефранского терригенного комплекса Ухтинской складки и прилегающих площадей построена схематическая структурная карта подошвы верхнедевонских отложений. Для построения карты был применен метод схождения, который позволил использовать информацию по значительному количеству «висячих» структурных и картировочных скважин, распределенных по площади более равномерно. При этом оконтурены с различной степенью достоверности около 80 поднятий с амплитудами от 10 до 60 м, а также неструктурные ловушки в зонах выкли-

ывания и литологического замещения песчаных пластов. Кроме того, упомянутая карта послужила основой для выделения предполагаемых гидродинамических ловушек. Подсчитаны прогнозные запасы по малоамплитудным структурным и неструктурным ловушкам.

Несмотря на схематичность, структурные построения показали принципиальную возможность выявления еще значительного количества небольших залежей нефти и газа. Необходимость возобновления в широких масштабах поисково-разведочных работ на нефть и газ в районе Ухтинской складки обуславливается и рядом других геолого-экономических факторов, в частности, высокой степенью освоенности территории и задачами стабилизации уровня добычи нефти. Учитывая небольшую глубину залегания продуктивных горизонтов, неотработанность методики, низкую информативность геофизических методов при поисках малоамплитудных структурных и неструктурных ловушек и сложный «пятнистый» характер распространения песчаных пластов в зонах выклинивания, в качестве основного способа поисково-разведочных работ предлагается бурение методом поперечных профилей. Всего рекомендуется 297 скважин структурного (со вскрытием нефтегазоносных горизонтов) бурения и 72 поисково-разведочные скважины глубокого бурения.

Многочисленные признаки нефтегазоносности фундамента указывают на необходимость оценки перспектив глубоких горизонтов Ухтинской складки. Следует отметить, что вопрос о глубоком бурении в Ухтинском районе ставился неоднократно. Еще в 1941 г. обсуждались возможности бурения исследовательской скважины глубиной 3000 м. В 1965 г. Г. И. Третьяков (УТГУ) предлагал пробурить в своде Ухтинской складки скважину глубиной 1200 м.

В настоящее время глубинным сейсмозондированием (профиль Кинешма—Воркута) и некоторыми другими методами геофизики (МОВЗ) подтверждено, что наиболее приподнятой северной части Ухта-Ижемского вала (Ухтинской складке) в структуре фундамента отвечает крупная антиклиналь, размеры которой пока не могут быть точно определены.

Проведенный анализ дает основание полагать, что в разрезе этой антиклинали интерес в отношении нефтегазоносности могут представлять карбонатные горизонты быстринской и ворыквинской свит рифея мощностью около 1000 м, залегающие предположительно на глубине около 3000—5000 м. Следует, однако, отметить, что на данной, начальной стадии изученности нижнего структурного этажа возможны и иные варианты интерпретации его геологического строения. В частности, представляют интерес такие варианты, которые предполагают широкое распространение надвигов, на что указывают результаты бурения последних лет на Вымско-Вольской гряде, в Тобысьском прогибе и др.

Исходя из имеющихся данных, для изучения стратиграфии, тектоники, нефтегазоносности и металлогении глубоко залегающих горизонтов Ухтинской складки предлагается бурение профиля из трех пара-

метрических скважин глубиной 4500—4900 м (одна основная и две зависимые). Основную скважину намечается пробурить на северо-западной периклинали Ярегского поднятия в районе третьей шахты.

Практическое значение такой скважины даже в случае получения отрицательных результатов по нефтегазоносности трудно переоценить, так как изучение геологического строения и геофизической характеристики глубоких горизонтов позволит уточнить на фактическом материале многие петрофизические параметры, даст возможность провести переинтерпретацию геофизических данных, разрешит многие спорные вопросы геологии древних толщ и в конечном итоге обеспечит возможности более целенаправленного изучения их нефтегазоносности и рудоносности в пределах провинции.

НОВЫЕ ДАННЫЕ О МЕХАНИЗМЕ УВЕЛИЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДООТДАЧИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В. И. ПЕТРЕНКО, В. Ф. КАНАШУК, Л. А. ИЛЬЧЕНКО

СевКавнингаз, Ставрополь

И. А. ЛЕОНТЬЕВ

МИНХ и ГП, Москва

Г. В. РАССОХИН

Коми филиал ВНИИГаза, Ухта

О. Ф. ДЕМЕНТЬЕВА

Краснодар

Проблема повышения коэффициентов извлечения топлива из недр, в том числе нефти и газа, по-прежнему остается актуальной, несмотря на усилия использования новых источников энергии (атомная, солнечное излучение, глубинное тепло земли и т. д.). О важности этой проблемы говорит хотя бы такой факт: повышение конечной газоотдачи на всех открытых месторождениях мира всего на 1% было бы эквивалентно приросту запасов газа почти на 1 трлн. м³.

Многолетний опыт разработки большого числа газоконденсатных месторождений на режиме истощения позволил выявить совершенно новый механизм извлечения жидких углеводородов. Его использование даст возможность значительно увеличить углеводородоотдачу месторождений нефти и газа. С помощью этого механизма уже при современном уровне развития науки и техники можно извлекать часть жидких углеводородов, которые до настоящего времени считаются неизвлекаемыми и в балансах запасов не учитываются. К ним относятся остаточная нефть в газоконденсатных залежах вторичного происхождения, кон-

денсат в поровом пространстве газоконденсатных залежей с перенасыщенными газоконденсатными системами первичного происхождения, а также рассеянные жидкие углеводороды, насыщающие поровые пространства неколлекторов, в том числе и глин в пределах всех залежей углеводородов.

Имеются многочисленные данные, свидетельствующие о том, что при определенных повышенных депрессиях остаточная нефть во вторичных газоконденсатных месторождениях поступает на забой действующих скважин. Так, на Оренбургском месторождении с увеличением депрессии на пласт по ряду скважин повышается плотность и выход жидких углеводородов, причем выход может превышать начальное потенциальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе. Аналогичная закономерность наблюдалась на некоторых месторождениях Азербайджана, а также на Мирненском месторождении Ставропольского края.

Рост или продолжительная стабилизация выхода конденсата отмечается и при эксплуатации скважин. Аналогичная закономерность наблюдается не только по скважинам, но и по месторождениям в целом. Например, за 14 лет разработки Ленинградского газоконденсатного месторождения Краснодарского края было отобрано стабильного конденсата намного больше по сравнению с ожидаемым отбором согласно экспериментальным исследованиям газоконденсатной системы на бомбе PVT. Значительное превышение фактических отборов стабильного конденсата над ожидаемыми было получено также по Староминскому, Березанскому, Майкопскому месторождениям. Возрастание выхода конденсата в течение семи лет, несмотря на ретроградные процессы в пласте, наблюдалось по Мирненскому месторождению Ставропольского края. На Ленинградском месторождении, характеризующемся повышенной конденсатоотдачей, плотность добываемого конденсата выше по сравнению с экспериментально полученными величинами. На Вуктыльском и Оренбургском месторождениях по некоторым скважинам отмечается изменение цвета добываемого конденсата от бесцветного до соломенного и темно-коричневого.

При наличии в коллекторах значительных количеств остаточной нефти (Оренбургское, Вуктыльское, Карадаг и др.) или конденсата возможно вытеснение жидких углеводородов за счет гидравлического напора газа при создании депрессии на пласт. На газовых, а также первичных и вторичных газоконденсатных месторождениях возможно также вымывание жидких углеводородов внедряющимися в залежи контурными или подошвенными водами в случае достижения определенной насыщенности порового пространства жидкой углеводородной фазой.

Последние исследования показали, что при наличии в коллекторе конденсата в объеме 2,5% и больше от порового пространства он вытесняется водой. Если принять указанную величину за равновесную, то не должно было бы происходить вымывания конденсата внедряющимися контурными водами, так как на месторождениях при условии

даже полного перехода в жидкую фазу всех тяжелых углеводородов из газоконденсатных смесей они занимали бы меньший поровый объем (Кушевское месторождение — 0,7%, Березанское — 1,5%, Майкопское — 1,9%, Мирненское, IV горизонт — 1,9%, Ленинградское — 2,0%).

Увеличенная конденсатоотдача по ряду газоконденсатных месторождений, повышенная плотность добываемого конденсата, вымывание конденсата пластовой водой дают основание предположить вытеснение из неколлекторов в коллекторы части рассеянных жидких углеводородов. Это вытеснение вызывается перепадом давления, возникающим при интенсивных отборах газа на режиме истощения, когда пластовое давление снижается до 80% от начальных значений и в абсолютных единицах может достигать 200—300 кгс/см². Количество рассеянных жидких углеводородов в пределах структур с залежами углеводородов может быть значительным, что обусловлено прежде всего большим объемом неколлекторов и, как правило, повышенным содержанием рассеянных битумоидов в пределах таких структур. Так, например, в пределах Кушевского месторождения неколлекторы занимают 67%, в залежи III горизонта Майкопского месторождения — 53% от общего объема пород.

Объемы вытесняемых рассеянных жидких углеводородов из неколлекторов в коллекторы будут предопределяться перепадом давления, поверхностью контактирования коллекторов и низкопроницаемых разностей пород, начальным градиентом давления для низкопроницаемых коллекторов, содержанием рассеянных жидких углеводородов в неколлекторах и т. п. Процесс переноса рассеянных жидких углеводородов из неколлекторов в коллекторы возможен в пленочном состоянии с помощью десорбируемого газа в виде коллоидных растворов, либо в виде углеводородной фазы из так называемого «подплавленного» слоя.

Для газоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата и, следовательно, с большими количествами выпадения последнего в пласте вследствие ретроградных явлений по мере снижения пластового давления возможен несколько иной механизм извлечения рассеянных углеводородов. Выпав в пласте, конденсат, может экстрагировать углеводороды из низкопроницаемых разностей и цемента. Затем, после увеличения насыщенности порового пространства конденсатом и растворенными в нем углеводородами до некоторого предельного значения, эта смесь под действием гидродинамического перепада начнет поступать на забой эксплуатационных скважин. В случае упруго-водонапорного режима та же смесь может вымываться из пласта внедряющейся водой и также поступать на забой скважин.

Принципиальная возможность экстрагирования органических соединений конденсатом из породы, состоящей продуктивных горизонты газовых и газоконденсатных месторождений, была подтверждена выполненными в Коми филиале ВНИИГа специальными экспериментами. Они заключались в насыщении породы стабильным конденсатом

и в выдержке ее в специальной бомбе, при пластовых давлении и температуре в течение двух месяцев. В результате конденсат изменил свой цвет на более темный, увеличивался его молекулярный вес, плотность и другие физико-химические параметры.

Механизм вытеснения рассеянных жидких углеводородов из неколлекторов в коллекторы проявляется на всех месторождениях жидких и газообразных углеводородов, разрабатываемых на режиме истощения. Поэтому его изучение и последующее целенаправленное использование имеют большое теоретическое и прикладное значение. Оценка показывает, что кларковые величины распространения рассеянных жидких углеводородов в пределах земной коры для коллекторов и неколлекторов равны соответственно в объеме 0,009 и 0,001% на породу. С учетом же их повышенного содержания на месторождениях, а также остаточной нефти во вторичных газоконденсатных залежах ресурсы рассеянных жидких углеводородов составляют значительную величину. Извлечение хотя бы части этих ресурсов будет иметь большое народнохозяйственное значение.

Таким образом, в процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений газодобывающие предприятия уже получают дополнительную добычу конденсата за счет механизма вытеснения остаточной нефти и рассеянных жидких углеводородов, обусловленного снижением пластового давления. Изучив же этот механизм и воздействуя на него, можно значительно повысить извлечение углеводородов. Авторами статьи уже ведутся работы по изысканию методов использования механизма вытеснения рассеянных жидких углеводородов с целью увеличения коэффициентов углеводородоотдачи недр пока в пределах газоконденсатных месторождений, а в последующем — в пределах любых залежей углеводородов.

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ,
АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ
КОНЕЧНОЙ НЕФТЕОТДАЧИ НЕКОТОРЫХ ДЛИТЕЛЬНО
РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
КОМИ АССР**

А. Р. БЕНЧ, Е. Ф. КРЕЙНИН

Ухтинский индустриальный институт, Ухта

А. В. ПОЛЕ

Печориннефть, Ухта

Несмотря на открытие в последние годы достаточно крупных месторождений нефти на севере Тимано-Печорской провинции, вопросы стабилизации добычи нефти на старых площадях остаются по-прежнему весьма насущными. Известно, что большинство эксплуатируемых на юге провинции залежей вступило в завершающую стадию разработки, в связи с чем оценка остаточных запасов этих залежей и рекомендации по наиболее полному извлечению нефти из них является задачей актуальной. Несмотря на более чем 20-летнюю историю эксплуатации Войвожского, Нибельского, Верхне-Омринского и Нижне-Омринского месторождений, на 1.1 1978 г. коэффициент нефтеотдачи по ним в среднем составляет 0,25. Иными словами, 75% от первоначальных запасов нефти остаются неизвлеченными, что равносильно открытию нового месторождения. По этим месторождениям накоплены богатые материалы по геологии и разработке, позволяющие оценить в комплексе влияние геологопромысловых факторов на нефтеотдачу продуктивных горизонтов.

Для иллюстрации особенностей геологии и разработки продуктивных среднедевонских отложений нами предлагается Нижне-Омринское месторождение, включающее 13 залежей 1а и 1б пластов пашийской свиты. В плане эти залежи представляют собой замкнутые и полу-

замкнутые линзы терригенных песчано-алевролитовых пород. Для характеристики геологических особенностей продуктивных пластов изучаемых залежей использованы промыслово-геофизические материалы практически по всем пробуренным скважинам. Особое внимание было уделено изучению и качественной оценке параметров неоднородности пластов, таких, как эффективная мощность $H_{эф}$, относительная песчаность K_n , коэффициент расчлененности K_p (табл. 1). По целому ряду скважин, где было достаточное количество данных, методами промысловой геофизики определены значения пористости и проницаемости продуктивных горизонтов. Как видно из табл. 1, по Нижне-Омринскому месторождению лучшими показателями литолого-коллекторских свойств отличаются Ia пласт на I и XIX полях и Ib на III и XI полях. Как будет показано ниже, комплексное использование параметров неоднородности позволило объективно оценить их влияние на процесс эксплуатации и нефтеотдачу залежей.

Таблица 1

Качественная оценка параметров
неоднородности пластов

Месторождение, поле	Параметры					
	Ia пласт			Ib пласт		
	$H_{эф}$	K_n	K_p	$H_{эф}$	K_n	K_p
Нибельское	0,9	0,12	0,50	2,43	0,17	0,83
Верхне-Омринское						
северо-восточное крыло	0,3	0,04	0,22	3,8	0,26	0,91
южное погружение	1,2	0,10	0,70	1,5	0,11	0,60
юго-восточная периклиналь	1,6	0,16	0,90	4,1	0,26	1,10
среднее	1,0	0,10	0,61	3,1	0,21	0,87
Нижне-Омринское						
XIV поле	2,5	0,22	1,20	2,0	0,17	0,71
XVII поле	1,7	0,17	1,9	3,7	0,20	1,78
Межомринская площадь	—	—	—	5,0	0,26	1,32
XI поле	3,0	0,25	1,5	3,0	0,34	1,5
XIX поле	3,6	0,31	1,50	2,8	0,18	1,50
XIII поле	2,7	0,27	1,08	3,62	0,24	1,65
X поле	3,8	0,34	2,4	3,9	0,23	1,1
III поле	2,0	0,26	1,0	3,6	0,24	1,33
I поле	3,0	0,33	1,4	5,2	0,25	2,1
среднее	2,42	0,29	1,37	3,52	0,23	1,44

На основании поэтапного анализа изменения основных параметров разработки — дебитов нефти, пластового давления, газовых факторов — были установлены режимы залежей и выявлены факторы, в наибольшей степени влияющие на текущий коэффициент нефтеотдачи пластов. Наиболее важные результаты такого анализа эксплуата-

ции и залежей по стадиям приведены в табл. 2. Большинство залежей эксплуатируется более 15 лет преимущественно на режиме растворенного газа, иногда с переходом в III стадии на смешанный — растворенного газа — газонапорный (большой частью неактивный) или малоактивный водонапорный, при проектном коэффициенте нефтеотдачи 0,25—0,4. Величина же достигнутого текущего коэффициента нефтеотдачи колеблется в довольно широких пределах — от 0,11 (16 пласт, XIII поле) до 0,39 (1а пласт, XIX поле), что объясняется как энергетическими возможностями пластов и особенностями их разработки, так и их литолого-коллекторскими свойствами. Как показывает анализ, в условиях газовых режимов факторами, существенно влияющими на достигнутую нефтеотдачу, являются: 1) высокий темп отбора нефти на первой стадии эксплуатации; 2) постепенный переход к активному газонапорному режиму, т. е. постепенное возрастание газовых факторов в конце второй и третьей стадий эксплуатации без резких прорывов газа в эксплуатационные скважины; 3) улучшенные коллекторские свойства продуктивных пластов.

Всем этим условиям отвечают на Нижне-Омринском месторождении пласт 1а на I и XIX полях и пласт 16 на III, XI полях и Межомринской площади.

Следует отметить, что разработка залежей осуществлялась в основном при естественных режимах истощения. Предпринятые на ранних стадиях эксплуатации попытки закачки газа или воды в пласт оказывались большей частью безуспешными или давали кратковременный эффект. Их применение, по существу, не влияло на естественный характер падения добычи нефти, вследствие чего и представилось возможным на поздней стадии эксплуатации с помощью различных статистических методов оценивать конечную нефтеотдачу пластов. Как показывают расчеты, рассматриваемые залежи обладают еще значительными остаточными запасами. Так, только по Нижне-Омринскому месторождению, при условии работы залежей даже на естественных режимах истощения может быть извлечено дополнительно около 15% от балансовых запасов нефти (табл. 2). Вместе с тем, за последние годы на месторождениях Ижма-Омринского района проводится целый комплекс геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи нефти, позволивший стабилизировать добычу нефти в районе. Среди этих мероприятий наиболее перспективными представляются уплотнение сетки эксплуатационных скважин, дальнейшее наращивание объемов закачки воды в залежи с наиболее благоприятными для этих целей геологическими условиями, а также тщательный геологопромысловый контроль и регулирование разработки залежей.

Изменение параметров разработки залежей

Месторождение, залежь	Проектный коэффициент нефтеотдачи	Нефтеотдача по состоянию на 1/1 1978 г.	Количество лет эксплуатации	I стадия			Режим	II стадия			Режим	III стадия			Прогнозируемый коэффициент нефтеотдачи	
				Продолжительность стадии, лет	Газовый фактор на начало и конец стадии, м³/т	Обводненность продукции на конец стадии, %		Продолжительность стадии, лет	Газовый фактор на начало и конец стадии, м³/т	Обводненность продукции на конец стадии, %		Продолжительность стадии, лет	Газовый фактор на начало и конец стадии, м³/т	Обводненность продукции на конец стадии, %		
1а пласт																
Нижне-Омринское XIV поле	0,40	0,197	8	4	75 170	4,2	РГ	2	395 500	7,1	РГ	2	170 502	18,1	РГ, ВН _{неэф.}	0,39
X поле	0,25	0,174	14	7	523 2180	1,8	РГ, ГН _{неэф.}	4	2180 2883	11,0	РГ, ГН _{неэф.}	3	2883 1972	8,0	РГ, ГН _{неэф.}	0,25
XIII поле	0,40	0,192	18	4	400 3500	13,9	РГ, ГН _{неэф.}	2	3200 3700	15,5	ГН	12	4000 2830	22,5	ГН	0,24
XIX поле	0,40	0,397	19	4	114 326	—	РГ	5	395 916	—	РГ, ГН	10	837 600	31,3	ГН	0,44
I поле	0,40	0,361	20	2	100 120	6,3	РГ	5	130 235	12,7	РГ	13	200 460	—	РГ	0,43
III поле	0,40	0,242	22	3	215 150	5,2	РГ	5	150 310	5,4	РГ	14	310 515	37,5	РГ	0,27
1б пласт																
XIV поле	0,40	0,121	7	2	180 400	40,6	РГ	4	400 2597	40,0	РГ, ГН _{неэф.}	1	1922	39,4	РГ, ГН _{неэф.}	0,30
Межомринская площадь	0,30	0,271	12	4	30 268	10,3	РГ	5	720 800	38,5	РГ, ГН, ВН _{неэф.}	3	820 440	41,5	ГН, ВН _{неак.}	0,31
X поле	0,30	0,202	14	3	316 916	1,2	РГ, ГН _{неэф.}	3	916 481	15,65	РГ, ГН _{неэф.}	3	481 462	40,6	РГ, ГН _{неэф.}	0,30
XVII поле	0,30	0,233	18	3	740 278	—	РГ	4	490 1122	—	РГ, ГН	11	885 960	—	РГ, ГН	0,30
XIII поле	0,30	0,118	18	2	500 1150	—	РГ, ГН	3	2500 2150	29,8	ГН, ВН _{неак.}	13	2350 2750	62,0	ГН, ВН _{неак.}	0,14
XI поле	0,31	0,275	19	4	100 530	—	РГ	5	545 916	—	РГ, ГН	10	959 85	56,0	РГ, ГН	0,35
III поле	0,30	0,301	22	2	136 260	—	РГ	5	465 320	8,6	РГ, ГН	15	340 535	50,3	ГН, ВН	0,39
Юго-восточная периклиналь Верхне-Омринского месторождения	0,40	0,361	26	5	42 234	4,2	РГ	4	139 74	29,6	РГ	17	119 474	77,0 (1970 г.)	РГ, ВН _{неак.}	
Нибель, 1в пласт	0,25	0,215	29	5	220 100	—	РГ	12	375 730	80,0	РГ, ВН	12	960 600	90,0	РГ, ВН	
Нижняя Омра III поле, 1в пласт	0,30	0,146	—	12	100 530	37,7	РГ	2	570 610	53,5	РГ, ГН _{неэф.}	5	490 112	70,0	РГ, ГН _{неэф.}	

Примечание. Режим: РГ — растворенного газа, ГН — газонапорный, ВН — водонапорный, неэф. — неэффективный, неак. — неактивный.

ПЕРВИЧНАЯ И ВТОРИЧНАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ ТЕРРИГЕННЫХ ПОДДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КОЛВИНСКОГО ВАЛА

В. А. ГРОССГЕЙМ, О. В. БЕСКРОВНАЯ, Г. Ф. РОЖКОВ

ВНИГРИ, Ленинград

Коллекторские свойства терригенных пород формируются под влиянием первичных (седиментационных) и вторичных (постседиментационных) факторов в результате действия диагенетических и катагенетических процессов. Поскольку процессы аутигенного минералообразования ведут к улучшению или, напротив, к ухудшению и даже к уничтожению пористости и проницаемости, знание их представляет значительный интерес. До стадии катагенеза размеры пор определяются гранулометрией, первичным составом пород, количеством седиментационного цемента, степенью отсортированности обломочного материала. В стадию литификации (диагенез и главным образом катагенез) важное значение приобретают геостатическое давление, температура и гидрогеологические факторы.

Оценка первичных особенностей пород нами была произведена по их гранулометрическому составу, с использованием 19-фракционного анализа. В результате статистического анализа определены 11 основных параметров, оказывающих влияние на коллекторские свойства пород. Результаты дробного ситового анализа обрабатывались в двух вариантах: по весу размерных фракций и по косвенному счету количества зерен в размерных фракциях, т. е. «по весу» и «по счету»; последний оказался для нас более информативным. Единственный параметр, который был оценен нами по «весовым» процентам, — это максимальный размер зерен. Оказалось, что зерна, имеющие максимальный размер (от 0,3 до 0,67 мм), тяготеют к современной оси складки. Во всяком случае, по обе стороны от свода максимальный размер зерен уменьша-

ется до 0,22 мм. Ввиду того, что в каждой точке исследовалось разное количество образцов (от 1 до 26), то можно говорить лишь об основных тенденциях, вытекающих из фактического материала. Средний диаметр зерен как «по весу», так и «по счету» дает более четкую картину: их максимальные значения приурочены к современному своду складки (0,08—0,10 мм; см. рисунок).

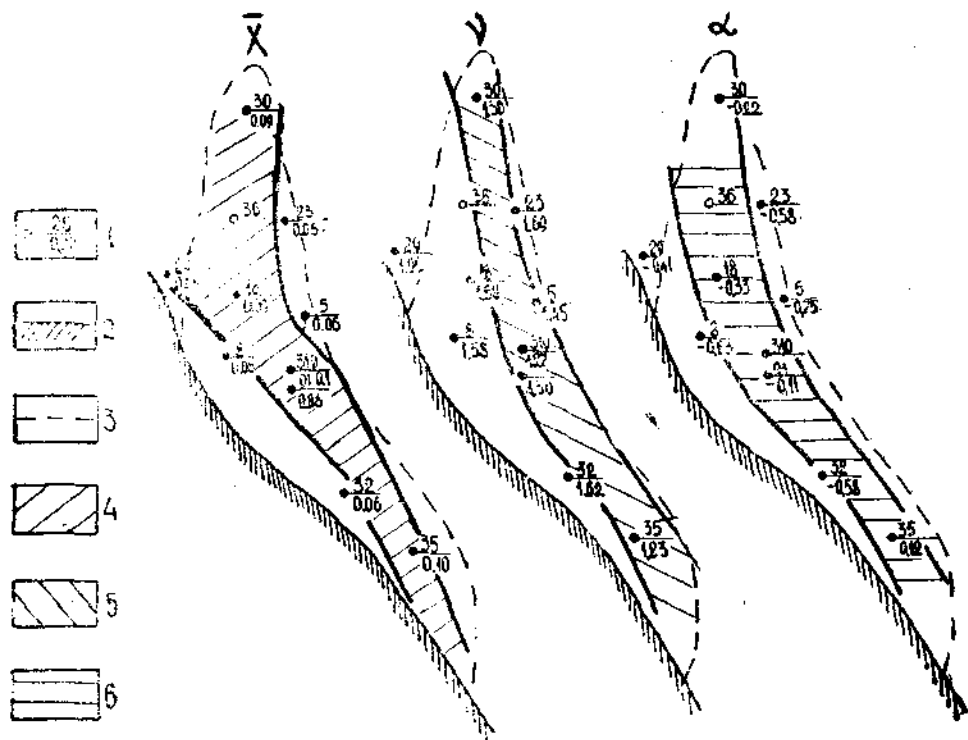


Рис. Усинское нефтяное месторождение. Схемы распределений среднего размера зерен $\bar{X}$, коэффициента вариации γ , параметра асимметрии α .

1 — номер скважины / значение параметров; 2 — линия условного выклинивания; 3 — внешний контур нефтеносности; 4 — область максимальных значений γ ; 5 — область минимальных значений α .

Коэффициент вариации является наиболее информативным из всех мер степени отсортированности осадков. Этот безразмерный параметр отражает силу турбулентности течений, существовавших в среде седиментации независимо от размерности осадков. На Усинской структуре в момент формирования нижней песчаной пачки выделяются два участка: на одном «разброс точек энергии» турбулентности был очень незначительным (южная сводовая и северная периклинальная

части складки), а на втором наблюдается сильный «разброс» турбулентных средних скоростей, что привело к ухудшению сортировки.

Безразмерный параметр асимметрии оценивает относительные энергетические уровни сил седиментации и является очень чувствительным к любым изменениям в режиме седиментации. Параметры асимметрии имеют отрицательное значение, что указывает на лучшую отсортированность тонкозернистых фракций в отличие от крупнозернистых. Абсолютная величина асимметрии дает возможность судить о количественной разнице между размерами модального и среднего размера зерен. При этом наименьшие величины тяготеют к оси складки, а на крыльях они увеличиваются (см. рисунок). Все это указывает, что свод складки уже в то время был более приподнят --- происходил вынос тонкозернистых фракций, в результате чего шло обогащение более грубозернистым материалом.

Безразмерный параметр эксцесса характеризует стабильность условий динамической переработки обломочного материала. Положительный эксцесс, который отмечается в крыльевых частях Усинской складки, указывает, что осадок претерпел стабильную динамическую обработку. Отрицательное значение эксцесса наблюдается в своде складки и характеризует собой нестабильный режим среды седиментации и, в общем, слабую динамическую обработку. При положительном эксцессе отмечаются хорошие коллекторские свойства пород, что объясняется чрезвычайно хорошей подобранностью зерен по размеру и отсутствием тонкозернистых фракций.

По данным значений X^2 можно заключить, что практически вся Усинская структура, за исключением районов скв. 5 и 29, т. е. далеких крыльев, характеризуется как поле распространения зрелых осадков. Эти главнейшие построения свидетельствуют, что уже во время формирования афонинских осадков Усинская складка росла, во всяком случае, фиксировалась в виде подводной возвышенности. Глубина моря была невелика, так как на своде складки (на вершине подводной отмели) осадки несколько крупнее, чем на крыльях, и лучше отсортированы. Это значит, что воздействие агентов переноса и переработки осадков контролировалось неравенством глубин. Естественно, что на вершинах возвышенностей, где сечение водного слоя меньше, чем у подножий, скорость течений несколько увеличивалась и происходила более интенсивная сортировка осадков за счет сбрасывания мелких частиц вниз по склону. Судя по распределению величин параметров, скорее можно предположить, что донное течение, являющееся предположительно основным агентом осадконакопления, действовало с севера на юг вдоль оси растущей складки. О роли течений можно судить по динамо-генетической диаграмме парной корреляции асимметрия-эксцесс. Фигуративные точки наших анализов легли в основном в два поля, указывающие, что на Усинской структуре существовали как медленные, так и быстрые течения.

Надо отметить, что первичные свойства пород контролируются простираннием складки, а границы зон субпараллельны оси антиклиналя, что нельзя сказать о вторичных (наложенных) процессах, зональность которых определяется простираннием линии выклинивания.

В рассматриваемых песчаниках наблюдается широкое развитие эпигенетических процессов, которые существенно повлияли на коллекторские свойства пород. Эпигенетические процессы сказались в проявлении инкорпуляционных, конформационных структур вдавливания, развития регенерационного (кварцевого) цемента, образования микроструктурных швов и проявления в кварце облачного погасания. В дальнейшем в порах этих песчаников образовались карбонаты, в основном кальцит, который раздвигал кварцевые зерна и регенерационные каемки на них. При образовании же сферолитов сидерита происходило раздвигание зерен кварца и образование вторичных пор. Такие песчаники характеризуются повышенной пористостью — 14—16% и газопроницаемостью — 200—300 мД. Образованию вторичных пор способствовала коррозия обломочных зерен кварца кальцитом и в меньшей степени пиритом. Корродируя обломочные зерна, кальцит по существу потенциально наращивает емкостные возможности пород, что реализуется после его выщелачивания. Кроме того, кальцит до выщелачивания консервирует поры от катагенетического окварцевания по принципу Рикке. Сильная коррозия зерен кварца кальцитом отмечается в песчаниках, содержащих значительное количество твердого битума (периклиная северная часть и восточное крыло Усинской структуры). Такая же степень корродированности отмечается на многочисленных, относительно слабо сцементированных, почти рыхлых участках пород, поровое пространство которых занято твердым битумом и нефтью. Это, как известно, предполагает растворение карбонатов или сульфатов, некогда цементировавших такие участки и корродировавших зерна кварца. Именно эти процессы более всего развиты в зоне преобладающего карбонатного и глинистого цемента — в зоне, более удаленной от линии выклинивания. Именно в этой зоне количество твердого битума, подсчитанного на «Квантмента-720», составляет 24%.

В зоне существенно глинистого (глинисто-хлоритового и каолинистового) цемента преобладали процессы каолинизации и выщелачивания кальцитового цемента. Трещиноватость здесь развита несколько слабее в сравнении с зоной, непосредственно примыкающей к линии выклинивания. В зоне, расположенной вдоль линии выклинивания, отмечаются процессы регенерации кварца; количество вторичного кварцевого цемента составляет около 10%. Эта зона характеризуется как наиболее гидродинамически активная, где весь кальцитовый цемент был выщелочен агрессивными водами, в результате чего образовались вторичные поры, составляющие 12—13% полезной емкости.

Как видно, выделяемые зоны цементации, характеризующие различные наложенные процессы, подчиняются простираннию линии выклинивания, т. е. они субпараллельны ей. Поскольку линия выклинивания

простирается под углом к оси складки, то и граница вторичных зон образует такой же угол с границами первичных зон. Наилучшими коллекторскими свойствами должны обладать породы на участке, образованном пересечением зон с лучшими первичными и лучшими вторичными емкостными и фильтрационными свойствами, что и наблюдается в действительности.

ОСОБЕННОСТИ ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД СРЕДНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

В. А. ГРОССГЕЙМ. О. В. БЕСКРОВНАЯ

ВНИГРИ, Ленинград

Важное значение для практики поисков литологических и стратиграфических залежей нефти и газа имеют закономерности поведения гранулярных коллекторов в зонах выклинивания. Они касаются как первичных, так и вторичных пород-коллекторов, т. е. предусматривают формирование коллекторов не только во время осадконакопления, но и в процессе диагенеза и катагенеза, позволяют установить некоторые поисковые признаки и прогнозировать качество коллекторов при разведке залежей углеводородов как литологического, так и стратиграфического типа.

Для исследования зон выклинивания в условиях глубинных объектов были выбраны среднедевонские отложения Усинского нефтяного месторождения, которые составляют типично стратиграфическую ловушку. Нами рассматривается только основная толща песчаников, суммарная мощность которых изменяется от 10 до 93 м, при эффективной мощности песчаников от 5,6 до 43,6 м.

Песчаники основной толщи в общем имеют одинаковый минералогический состав: содержание кварца в породах 92—100%, обломков пород до 8%. Из аутигенных следует отметить пирит, вторичный (регенерационный) кварц, кальцит, сидерит, анкерит, барит, анатаз, брукит, содержание которых по площади меняется от умеренного до значительного. Цемент песчаников представлен карбонатным глинистым, кварцево-регенерационным и битумным материалом порового, порово-базального и базального типа. По преобладающему вещественному составу цемента в песчаниках в направлении от линии

выклинивания выделяются следующие зоны преимущественного развития: 1 — кварцевого цемента, 2 — глинистого цемента, 3 — глинистого и карбонатного (кальцитового) цемента (см. рисунок). На участках отсутствия карбонатного и битумного цемента наблюдается сплошная регенерация кварцевых зерен.

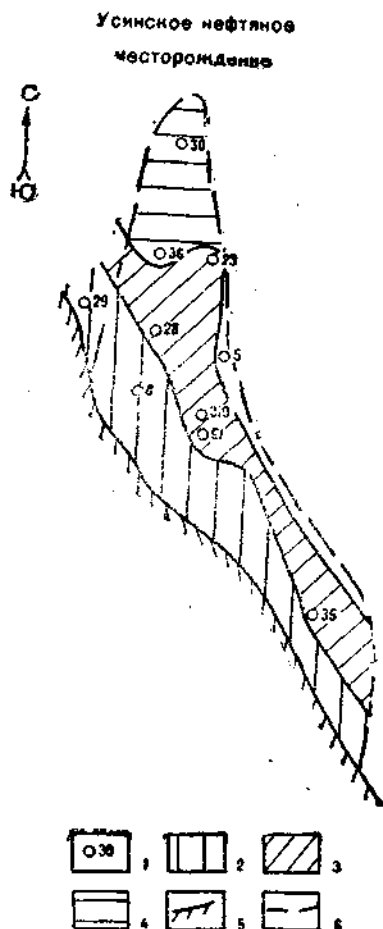


Рис. Схематическая карта зон цементации

1 — номер скважины; 2—4 — зоны преимущественного развития цемента: 2 — кварцевого, 3 — глинистого, 4 — карбонатного и глинистого; 5 — линия выклинивания песчаников; 6 — внешний контур нефтеносности.

Образование аутигенного кварца происходило, вероятнее всего, в стадию позднего диагенеза или в начале раннего катагенеза, на что указывает характер распределения его количества в зависимости от размера обломочного материала, а также отсутствие связи между глубинами залегания однотипных по гранулометрическому составу песчаных пород и степенью их окварцевания.

Растворимость минералов, как и выпадение их из растворов, в значительной степени определяется концентрацией водородных ионов в растворе (рН). По профилю рН нами условно выделяются три парагенетические ассоциации (для раннего диагенеза): 1 — с устойчивой кислой обстановкой ($\text{pH} < 7$), 2 — с устойчивой слабощелочной обстановкой (pH от 7 до 7,8), 3 — с щелочной обстановкой (pH от 7,8 до 8,5). В целом рН нарастает в сторону от линии выклинивания.

На степень окварцевания пород оказало влияние увеличение парциального давления CO_2 , зависящего от рН среды того или иного микроучастка. Воды в рассматриваемой зоне характеризуются повышенным содержанием CO_2 — 1,0—1,5% (весовых) и HCO_3^- — 597 мг/л. Углекислота находилась здесь в основном в свободной форме и способствовала понижению рН среды до слабокислой реакции, что и благоприятствовало осаждению кремнезема. Дополнительным источником кварца второй генерации служил также кремнезем, перешедший в раствор вследствие растворения обломочных зерен на контактах в условиях больших давле-

ний, хотя образование структур растворения под влиянием нагрузки вышележащих пород в рассматриваемой зоне имело слабое и неотчетливое развитие. Однако и при образовании кварца первой и второй генераций в некоторой степени имело место высвобождение кремнекислоты в процессе эпигенетических преобразований монтмориллонита и смешанослойных минералов в гидрослюду, как показали исследования О. А. Черникова. Хотя этот источник кремнекислоты не мог иметь самостоятельного значения, но учитывать его необходимо.

Образование аутигенного кварца второй генерации происходило на более поздних этапах катагенеза. Главной причиной такого явления, возможно, является новое перераспределение кремнезема внутри пласта за счет его растворения при метасоматозе зерен кварца катагенными новообразованиями. В поровый раствор песчаников в результате поступал кремнезем. Незначительным дополнительным источником для кварца второй генерации мог служить также кремнезем, перешедший в поровый раствор вследствие растворения обломочных зерен на контактах при сдавливании на глубине.

Следующим этапом аутигенного минералообразования было образование вторичного карбонатного цемента. Интерес представляют песчаники, содержащие кальцитовый цемент. В диагенетическую стадию формировался мелко-среднезернистый кальцит со следами слабой коррозии обломочного материала. Позже происходила более интенсивная перекристаллизация кальцитового материала в сформировавшейся породе с образованием крупных кристаллов и более интенсивной коррозией зерен кварца, иногда с их полным замещением. При этом легче всего выщелачивается кальцит при поровом типе цемента, а при порово-базальном и базальном типе цементации кальцит чаще сохраняется в породе. Осаждение кальцита непосредственно связано с неустойчивостью кварца. Его зерна при наличии кальцита неизменно обнаруживают признаки растворения в виде хорошо выраженных корродированных поверхностей, а также замещаются кальцитом. Такие взаимоотношения между кварцем и кальцитом объясняются их обратной зависимостью от величины рН. При увеличении значений рН растворимость кальцита уменьшается, а кремнезема увеличивается. Косвенной причиной, вызывающей изменение рН, по данным Э. К. Делпlesa, может быть местное изменение парциального давления CO_2 , обусловленное колебаниями температуры на глубине. Таким образом, можно считать, что кварц и кальцит в процессе диагенеза и катагенеза в общем находятся в обратных реакционных соотношениях, которые контролируются изменениями величин рН, парциального давления CO_2 и температуры. Интенсивность кальцита оказалась более высокой на участках, расположенных вблизи линии выклинивания, что соответствует первой зоне цементации — зоне преимущественного развития кварцевого цемента. В этой зоне процесс децементации идет практически до полного выноса карбоната (кальцита), что приводит к улучшению коллекторских свойств. Увеличение емкости коллектора здесь связано с процессом

катагенного растворения калыцита, протекавшего более интенсивно в первой, наиболее гидродинамически активной зоне.

Таким образом, значительный вклад в образование вторичной емкости пород на стадии глубинного катагенеза вносят процессы перераспределения и выноса карбонатного цемента водами, обогащенными углекислотой. По-видимому, скачкообразные изменения параметров пород как пористости, так и проницаемости можно объяснить изменением состава вод.

Образование вторичной емкости — это результат взаимодействия пород с углекислотой. Однако это увеличение связано также и с трещиноватостью. Интерес представляют трещины, генетически связанные как с хаотическими сутуро-стилолитами, так и с расположенными под различными углами наклона к слоистости. Первые наиболее распространены на Усинской структуре. В зоне, расположенной ближе к линии выклинивания, характерно развитие сутуро-стилолитов и связанной с ними трещиноватости. Это дает основание считать, что там, где они развиты в пласте-коллекторе, локально возникают зоны повышенной фильтрации. Такое обстоятельство является важным моментом при оценке коллекторских свойств песчаников.

Последующим после калыцитизации этапом было образование каолинита, имеющего ясночешуйчатое, агрегатное строение. Он является основным цементирующим минералом второй зоны (см. рисунок). Каолинит представлен обособленными кристаллами различной ориентировки, довольно свободно размещающимися в поровом пространстве пород-коллекторов, что повышает их фильтрующие свойства. Новообразованные кристаллы освобождают часть порового пространства в седиментационном цементе и создают условия для образования внутрицементной пористости. Эпигенетический каолинит, в равной степени как и эпигенетический калыцит, являются наиболее важными минералогическими индикаторами продуктивных гранулярных коллекторов Усинского нефтяного месторождения.

В рассматриваемых породах первичная пористость сохраняется в незначительной степени (до 5%), а высокие емкостные и фильтрационные свойства связаны с проявлениями процессов взаимодействия и формирования подвижного равновесия в системе порода - пластовая вода - органическое вещество на фоне геологического развития бассейна (уплотнение пород, увеличение температуры и давления). Процессы, ведущие к развитию вторичной пористости, являются наиболее поздними, наложенными на региональные, и характеризуют качественно новую ступень перераспределения минерального вещества между породой и пластовой водой в стадию катагенеза.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗОН ИНТЕНСИВНОГО ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В МИРЕ И КРИТЕРИИ ИХ ПОИСКОВ НА ЕВРОПЕЙСКОМ СЕВЕРЕ

В. П. ЯКУЦЕНИ

Коми филиал АН СССР

Е. С. БАРКАН, Э. М. ПРАСОЛОВ, В. А. ЛОБКОВ

ВНИГРИ, Ленинград

К началу 1977 г. выявлено около 64 трлн. м³ природного газа, что составляет примерно 20% от общих геологических запасов [12]. Следовательно, впереди еще предстоит достаточно значительные открытия. Однако большая часть наиболее доступных к освоению нефтегазоносных территорий изучена, поэтому основные перспективы прироста запасов газов связывают преимущественно с труднодоступными арктическими областями, шельфом и большими глубинами. Освоение этих зон связано с высокими технико-экономическими затратами, эффективность которых в основном будет зависеть от масштабов выявляемых месторождений. Поэтому совершенствование критериев поисков крупных газовых месторождений является весьма важной и актуальной задачей. В основе ее решения должен лежать в первую очередь анализ закономерностей размещения и формирования зон интенсивного газонакопления в мире.

В основу выполненного ниже анализа положены сведения по всем выявленным на 1.1 1977 г. газовым месторождениям мира с запасами не менее 50 млрд. м³ [1, 3, 7, 10—12, 14—16]. Ниже все они для краткости названы нами крупными. По отдельным районам учтены также и наиболее важные открытия, сделанные в 1977 г.

Всего примерно из 11 тыс. месторождений свободных газов лишь 204 являются крупными, но на их долю приходится 53,8 трлн. м³ из 63,7 трлн. м³. Иными словами, примерно в 2% крупных газовых место-

рождений содержится 84,5% всех выявленных запасов свободных газов.

Нефтяных месторождений с крупными запасами растворенного газа выявлено в мире немного — всего 22. Содержащиеся в них запасы (5,8 трлн. м³) составляют 24,9% от общих запасов газа, растворенного в нефти (23,3 трлн. м³), т. е. в нефтяных месторождениях редко содержатся крупные запасы растворенного газа.

Примерно 89,7% крупных газовых и газонефтяных месторождений и 92,4% содержащихся в них запасов газа приходится на платформенные территории вместе с переходными областями прогибания. Складчатые территории обеднены газом.

Своеобразна стратиграфическая приуроченность крупных газовых месторождений. Значительная их часть как по численности (36%), так и по запасам (53,4%) приходится на самые верхние системы палеозоя и мезозоя — мел и пермь. Из-за нерасчлененности палеогено-неогенового продуктивного комплекса по ряду регионов (Мексиканский залив и др.) мы не можем утверждать аналогичную закономерность и для кайнозоя, но она вполне вероятна.

Наименее газоносны низы палеозоя (2,4%), и наиболее — меловые отложения (34,4%). Неравномерное распределение запасов по стратиграфическим периодам отражает комплексное действие целого ряда независимых факторов как генетического, так и общегеологического характера. Так, отмеченные максимумы в перми, мелу и, возможно, неогене можно объяснять аккумулярующей ролью этих отложений, залегающих чаще всего в самых верхах разреза, для субвертикально мигрирующего газа. Уменьшение газоносности в низах палеозоя обусловлено, по-видимому, в наибольшей мере снижением сохранности газа со временем. Об этом же свидетельствует и одновременное повышение в них концентраций азота и гелия соответственно до 8 и 0,1% вместо 0,5 и 0,002% в кайнозое.

На глубинах до 3 км располагается 80,6% выявленных запасов газа в крупных месторождениях и 77,1% их общей численности. Чем глубже залегают продуктивные отложения, тем меньше в них не только суммарные запасы газа, но и удельные запасы, приходящиеся на единичное месторождение. Характер распределения запасов газа и численности месторождений по глубинам иллюстрирован на рис. 1.

Основной объем запасов газа в крупных месторождениях (88%) приурочен к антиклинальным ловушкам. В последующем, при широком переходе поисково-разведочных работ на неструктурные ловушки возможно некоторое возрастание роли последних в аккумуляции крупных газовых скоплений, но вряд ли значительное, так как требования к изолирующим свойствам ловушек, в частности, в зонах выклинивания, со стороны газовых месторождений существенно выше, чем нефтяных. Поэтому рассчитывать на неструктурные ловушки как на значительный резерв выявления крупных скоплений свободного газа не следует.

В целом геолого-статистические параметры распределения запасов газа в крупных месторождениях мира укладываются в следующую формулу:

— основные запасы свободного углеводородного газа (84,5%) сосредоточены в незначительном числе (1,9%) крупных газовых месторождений (≥ 50 млрд. м^3), приуроченных преимущественно к платформам и их склонам (92,4%), к отложениям палео-мезозоя (81,8%), к глубинам до 3 км (80,6%), к антиклинальным ловушкам (88%).

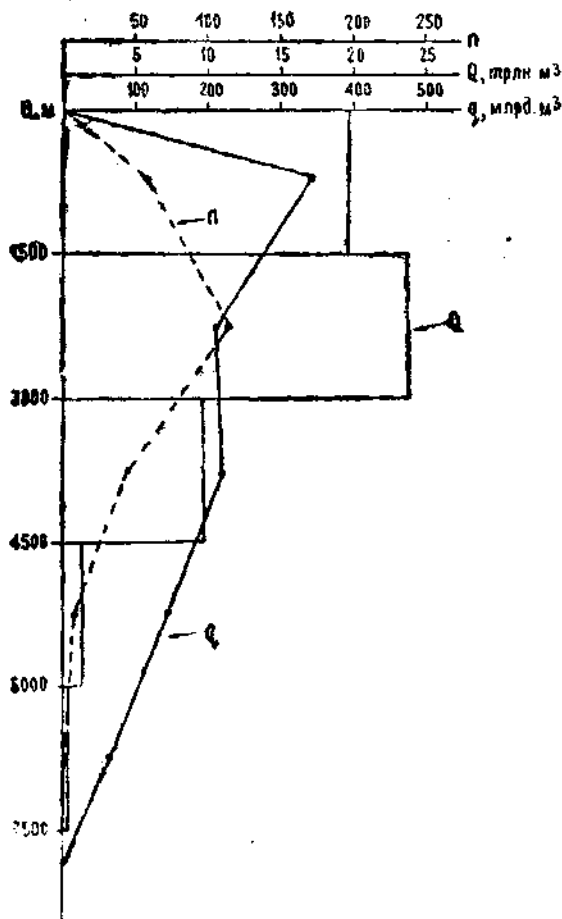


Рис. 1. Распределение общих (Q) и удельных (q) запасов крупных месторождений, а также их численности (n) по глубинам их залегания.

Естественно, что геологические критерии прогноза зон интенсивного газонакопления, предопределяемые этой формулой, могут использоваться в практике газопромысловых работ только при обосновании их генеральных направлений. Иными словами, требования к геологическому строению территорий, благоприятных для поисков крупных месторождений, не являются обязательными при поисках мелких и средних по масштабам газовых месторождений и даже единичных крупных.

Тимано-Печорская провинция в целом благоприятна для выявления крупных газовых месторождений, о чем свидетельствуют не только общие геологические предпосылки, но и сделанные открытия как в зоне Предуралья (Вуктыл), так и на севере провинции (Лаявожское, Василковское и др.). Однако в последующем, с исчерпанием фонда крупных структур в верхних этажах разреза, основные перспективы прироста запасов газа окажутся связанными с большими глубинами и районами шельфа, т. е. с наиболее дорогостоящими видами поисковых работ.

тщательное обоснование целесообразности проведения которых является в настоящее время актуальным.

Газоносность осадочных формаций, залегающих на глубинах свыше 5 км, оценивается достаточно высоко [4,8]. С ними нередко связывают основные перспективы прироста запасов газа. На территории СССР выявлено более 20 осадочных бассейнов глубокого прогибания, многие из них с доказанной промышленной нефтегазоносностью в верхних этажах разреза. В их числе находится и Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн. Поскольку проведение глубокого бурения в технико-экономическом отношении является сложной задачей, его обоснование должно быть по возможности наиболее исчерпывающим.

Приведенные выше данные о закономерном снижении общих и особенно удельных запасов газа по глубинам позволяют сделать вывод, что прогнозировать выявление крупных газовых скоплений на больших глубинах следует в достаточной мере осторожно.

В обоснование глубинных поисков газа должны быть положены как теоретические исследования, так и анализ мирового опыта результативности глубинных газопоисковых работ (под глубокими мы будем понимать так же, как принято в зарубежной практике, поиски на глубинах свыше 4,5 км).

Поскольку поиск мелких газовых скоплений на больших глубинах вряд ли можно считать актуальной задачей сегодняшнего дня, то ниже мы будем акцентировать основное внимание на характеристике распределения крупных газовых скоплений в глубоких недрах.

Состояние изучения глубоких недр еще далеко не оптимально, но достаточно, особенно по отдельным бассейнам, для предварительного анализа закономерностей распространения запасов нефти и газа на больших глубинах.

Выводы, полученные в результате анализа накопленного материала по глубокому бурению, кратко сводятся к следующему:

1) Как теория, так и практика нефтегазописков свидетельствует об одном и том же — с глубиной четко прослеживается зональность в раздельном размещении нефтегазовых скоплений, суть которой сводится к постепенному наращиванию доли запасов газа. На глубинах свыше 4,5 км к началу 1977 г. за рубежом открыто 253 месторождения [8], из них газа — 131 и нефти — 122, т. е. численность их практически одинакова, но содержащиеся в них запасы существенно различны — 1,4 трлн. м³ газа, или 1,86 млрд. т условного топлива и 0,55 млрд. т нефти, или 0,81 млрд. т условного топлива, т. е. глубокие недра по угольному эквиваленту в 2,3 раза богаче газом, чем нефтью.

2) Всего в мире на 1.1 1977 г. открыто на больших глубинах 138 газовых и газоконденсатных месторождений с общими запасами 1,45 трлн. м³, что составляет лишь 1,3% от их общей численности. Среди этих месторождений лишь в 9 из них выявлены крупные (≥ 50 млрд. м³) запасы газа, причем с учетом запасов и вышележащих горизонтов, которые иногда преобладали. Следовательно, подавляющее большинство

глубоких газовых месторождений — это мелкие по запасам месторождения.

3) Себестоимость проходки скважин глубиной свыше 4,5 км примерно в 5 раз выше, чем на меньших глубинах.

Следовательно, с позиций сегодняшнего дня глубокие газопосковые работы могут быть технико-экономически оправданы лишь при условии, если ожидается их достаточно высокая геологическая эффективность.

В официальной статистике США нередко подчеркивается довольно высокая успешность бурения на большие глубины — 22—39% [8]. Однако фактически успешность глубокого бурения, по-видимому, не превышает тех же 16—20%, которые характерны и для более высоких горизонтов. Некоторое завышение приводимых данных по глубинной эффективности обусловлено частично некорректностью статистики — в общую выборку по площадям глубокого бурения включены все выявленные на них запасы, в том числе и запасы верхних гипсометрических горизонтов. В основном же оно обусловлено высоким уровнем обоснованности выбора площадей для заложения глубоких скважин — почти все они пробурены в пределах выявленных месторождений и лишь изредка на новых площадях. Нельзя не учитывать при этом и существенные различия в стадиях изученности продуктивности различных интервалов разреза — высокой для верхних и низкой для глубоких с неисчерпанными перспективами газоносности [8]. Поэтому правильнее считать, что геологическая успешность глубокого бурения на газ близка к средней величине этого показателя по верхним горизонтам на начальном этапе разведки антиклинальных структур.

Если принять во внимание высокую себестоимость глубинного бурения, то фактическая геолого-экономическая эффективность подготовки запасов газа на больших глубинах будет существенно ниже, чем в верхних продуктивных горизонтах. Это вынуждает нас еще и еще раз акцентировать внимание на важности наиболее широкого обоснования комплекса показателей размещения крупных газовых скоплений, в наибольшей мере оправдывающих высокие затраты на глубокие газопосковые работы.

Совершенно очевидно, что неоднократно отмечаемое многими исследователями снижение газоносности с глубиной, статистически подтвержденное нами не только по общим, но и по удельным запасам, носит объективный характер и не может объясняться только недоизученностью глубоких недр.

Очевидно также, что уменьшение это регулируется целым комплексом факторов генетического, геологического и физико-химического характера. В их числе:

— снижение газогенерационного потенциала с глубиной в связи с его постепенной реализацией при предшествующих стадиях метаморфизма органического вещества (ОВ);

— уменьшение объема продуктивных отложений по мере увеличения глубин;

— ухудшение в целом коллекторских свойств пород, связанное с их уплотнением, а для древних пород и одновременное ухудшение изолирующих свойств из-за микротрещиноватости и многие другие.

Выявляются также и новые факторы, свидетельствующие о дифференцированном уменьшении газонасыщенности с глубиной в зависимости от физико-химической обстановки в недрах. В частности, выполненные А. Ю. Намиотом определения коэффициента Сеченова для водных растворов NaCl при больших давлениях и температурах позволили оценить характер изменения растворимости метана в пластовых водах в глубинной обстановке и соответственно интенсивность процессов газоразделения.

На основе рассчитанных нами данных о растворимостях метана на рис. 2 приведена ориентировочная характеристика изменения метаноемкости пластовых вод разной минерализации по глубинам. Как видно

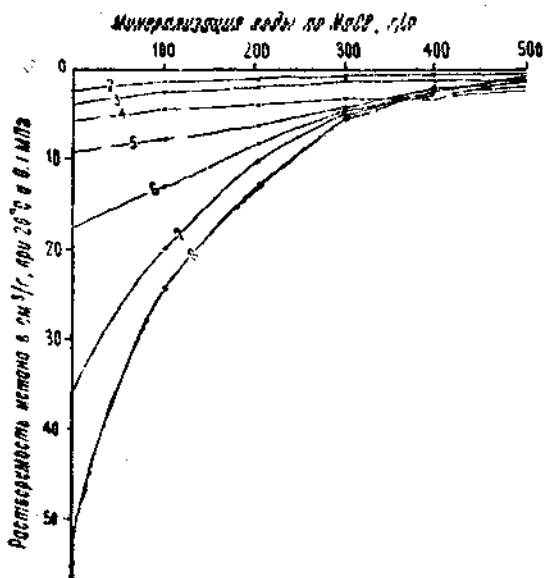


Рис. 2. Характер изменения растворимости метана в пластовых водах на различных глубинах с разной минерализацией по NaCl (давления гидростатические, геотермический градиент — $3,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$).

на рисунке, на глубине 3 км дегазируются пластовые воды любой минерализации уже при газонасыщенности не менее $2\text{--}4\text{ см}^3/\text{г}$. Как показывает анализ, наиболее распространенные величины газовых факторов пластовых вод на крупнейших газовых месторождениях СССР при минерализации $15\text{--}260\text{ г/л}$ составляют $1,5\text{--}3,5\text{ см}^3/\text{см}^3$ [6], т. е. весьма близки к указанным величинам. Но уже на глубине 6 км дегазация вод будет иметь место только при значительно более высокой газонасыщенности. Так, для вод с минерализацией 100 г/л она должна быть выше $13,2\text{ см}^3/\text{г}$, 200 г/л — более $9\text{ см}^3/\text{г}$ и лишь наиболее минерализованные рассолы с $400\text{--}500\text{ г/л}$ NaCl удерживают на этих глубинах всего $2\text{--}1\text{ см}^3$ метана в 1 г воды, т. е. способны формировать газовые скопления даже в условиях низкой газонасыщенности.

В Тимано-Печорской провинции на глубинах свыше 4,5 км ожидаются достаточно высокоминерализованные пластовые воды — около 200—260 г/л. Их метаноемкость будет не менее 4—5 см³ в 1 г воды для глубины 4,5 км и около 8 см³/г — для 8 км. В водах же Западной Сибири с минерализацией около 100 г/л газодерживающая способность на тех же глубинах окажется близкой соответственно к 6 и 24,4 см³/г, т. е. глубинные газопойски в Тимано-Печорской провинции могут оказаться более эффективными, чем, к примеру, в столь богатой газоносной провинции как Западно-Сибирская.

При этом нельзя не подчеркнуть, что практически все крупные газовые месторождения, выявленные на больших глубинах, приурочены, как правило, к галогенным провинциям с высокоминерализованными пластовыми водами.

Таким образом, физико-химический критерий может оказаться важным при оценке глубинной газоносности недр, но он безусловно нуждается в дальнейшем исследовании и не должен рассматриваться в отрыве от комплекса других показателей глубинной газопродуктивности.

В частности, крайне интересными оказались исследования как химического, так и изотопного состава природных газов глубоких горизонтов. Для их химического состава нередко характерно низкое содержание гелия и значительно более высокая частота встречаемости в глубоких газовых залежах больших концентраций кислых компонентов — двуокиси углерода и особенно сероводорода. Содержание последнего превышает 50% только в газах больших глубин.

Изотопно-геохимическое исследование газов гигантских месторождений проведено нами с целью сравнения изотопных характеристик крупных залежей со всеми остальными и выявления особых, присущих только наиболее крупным объектам геохимических особенностей. При этом использовались выясненные ранее взаимосвязи изотопных характеристик с условиями образования газа, в частности отношение ³He/⁴He как показатель генетической связи газов с мантией [5], соотношение ⁴He/⁴⁰Ar и величина $\delta^{13}\text{C}$ как показатель глубины газообразования [2, 9] и содержание ⁴⁰Ar_{рад.} как индикатор интенсивности метанообразования. Изучался изотопный состав углерода, метана, азота, гелия и аргона из наиболее крупных месторождений мира с запасами более 200 млрд. м³. Учитывались также данные других исследователей.

Как показал анализ, в пределах отдельной крупной залежи вариации изотопных соотношений малы. В большинстве случаев они близки к методическим погрешностям. В геохимическом отношении это, по-видимому, означает, что изотопный облик газовой смеси сформировался до заполнения ловушек.

Соотношения изотопов в крупных залежах отдельных регионов не закономерно отличаются от средних значений (для всех залежей данного региона), находясь, однако, в пределах колебаний, характерных

для каждого региона. По-видимому, условия образования газа крупных месторождений в каждом отдельном регионе не являются уникальными.

Сравнительное рассмотрение крупных месторождений вне зависимости от их региональной принадлежности указало на крайнюю близость ряда изотопных характеристик газов. Отношение $^4\text{He}/^{40}\text{Ar}_{\text{рад.}}$ в половине залежей составило 13 ± 1 , содержание $^{40}\text{Ar}_{\text{рад.}}$ также в половине объектов $7,5 \pm 2$ р. р. т. По значению $\delta^{13}\text{C}$ все месторождения четко разделились на две группы. В одну из них вошли залежи с изотопно легким метаном ($\delta^{13}\text{C} = -50,3 \div -54,8\text{‰}$), в другую — с тяжелым ($\delta^{13}\text{C} = -28,9 \div -44,3\text{‰}$). В наиболее крупных объектах разброс величины $\delta^{13}\text{C}$ весьма мал и соизмерим с колебаниями в пределах одной залежи. Так, в каждой третьей залежи $\delta^{13}\text{C} = (-37,2 \pm 0,9)\text{‰}$ (Оренбургское, Вуктыл, Шатлык, Газли, Гронинген, нижнемеловые залежи Уренгойского, Ямбургского, Заполярного месторождений). В другой трети залежей $\delta^{13}\text{C} = (-51,4 \pm 1)\text{‰}$.

Эти данные, по-видимому, указывают на генетическую приуроченность газов крупных месторождений к определенным глубинным зонам земной коры с определенной спецификой геохимических процессов [9]. В этом, возможно, и заключается основная геохимическая особенность газов крупнейших месторождений. Сравнение полученных изотопных характеристик газов крупных залежей со всеми остальными месторождениями позволяет сделать следующие выводы: газы крупнейших месторождений коровые, они образовались в средних термальных условиях в обычных породах, в двух сравнительно узких интервалах глубин.

Для более глубокого понимания генетической приуроченности газов крупных месторождений к двум интервалам глубин было рассмотрено распределение величины запасов газа по интервалам $\delta^{13}\text{C}$ метана. При этом привлекались данные вообще по всем месторождениям (около 400 залежей), для которых известна величина $\delta^{13}\text{C}$ метана. Оказалось, что кривая распределения имеет два резко выраженных максимума. Около 45% запасов концентрируется в интервале $(-50 \div -55)\text{‰}$ и 40% — в интервале $(-35 \div -42,5)\text{‰}$. В соответствии с уточненной кривой функциональной связи $\delta^{13}\text{C}$ метана и температуры его образования [9] этим интервалам величины $\delta^{13}\text{C}$ отвечают глубины 4–5 и 6,5–9 км.

Таким образом, по данным об изотопном составе углерода процесс образования метана представляется неравномерно развивающимся по глубине, при этом выделяются два этапа интенсивной генерации — две «главные фазы газообразования». С наличием хотя бы одной из этих двух фаз, по-видимому, непосредственно связана возможность образования гигантских месторождений. Геохимической предпосылкой формирования зон интенсивного газонакопления, вероятно, является вовлечение достаточного количества углерода в соответствующие глубинные зоны.

Для Тимано-Печорской нефтегазоносной области характерен крайне широкий диапазон изменения большинства соотношений изотопов.

Величина $\delta^{13}\text{C}$ метана изменяется от -30 до -60‰ , $\delta^{15}\text{N}$ — от $+0,4$ до $+27\text{‰}$, отношения $^4\text{He}/^{40}\text{Ar}_{\text{газ}}$ — от 12 до 76 и $^3\text{He}/^4\text{He}$ — от $1,2 \cdot 10^{-8}$ до $6,4 \cdot 10^{-8}$ (рис. 3). Эта особенность, по-видимому, указывает на присутствие в залежах района газов широкого диапазона глубин газобразования и, следовательно, на высокую сохранность газов разных глубин. В этом отношении имеется определенное сходство с газами севера Западной Сибири. Высокая сохранность будет, очевидно, присуща и газам двух главных фаз газобразования, поэтому нет газогенерационных ограничений для формирования крупных месторождений.

В пределах региона отмечается определенная приуроченность газов разной глубинности к различным зонам. Наиболее глубинные газы — с высокими значениями $\delta^{13}\text{C}$ ($\sim -30\text{‰}$), $^3\text{He}/^4\text{He}$ ($\sim 5 \cdot 10^{-8}$) и низкими $^4\text{He}/^{40}\text{Ar}_{\text{газ}}$ (~ 13) — встречаются на северо-западе провинции — в Шапкина-Юрьянском и Колвинском валах, в Денисовской впадине. Наименее глубинные газы — с низкими значениями $\delta^{13}\text{C}$ ($< -50\text{‰}$) и $^3\text{He}/^4\text{He}$ ($1,2 \div 2,7 \cdot 10^{-8}$), высокими $^4\text{He}/^{40}\text{Ar}_{\text{газ}}$ ($40 \div 76$) — отмечаются на окраинах Тиманского кряжа, Печорской гряде. Остальные районы занимают промежуточное положение. Интересно отметить необычайную близость изотопного облика газов Вуктыльского и Оренбургского месторождений, тяготеющих к Предуральскому прогибу. В первом из них $\delta^{13}\text{C}$ метана $= -36,9\text{‰}$, $\delta^{15}\text{N} = +27\text{‰}$, $^4\text{He}/^{40}\text{Ar}_{\text{газ}} = 25$, $^3\text{He}/^4\text{He} = 2,6 \cdot 10^{-8}$, во втором эти величины соответственно равны $-37,3\text{‰}$, $+26,7\text{‰}$, 20 , $1,2 \cdot 10^{-8}$.

Возможно, газы этих месторождений образовались в сходных условиях.

Рассмотрим также кратко и вопрос о возможности перехода заметной части запасов газа, приуроченных к верхним горизонтам, в газогидратное состояние. В этом состоянии газы как бы консервируются в недрах. Их поиск, разведка и эксплуатация крайне затруднены.

Газогидраты — это кристаллические соединения метана, этана, изобутана с молекулами воды. Переход газа в естественных условиях недр в твердую фазу осуществляется только при сравнительно низких температурах до $+12^\circ$ и давле-

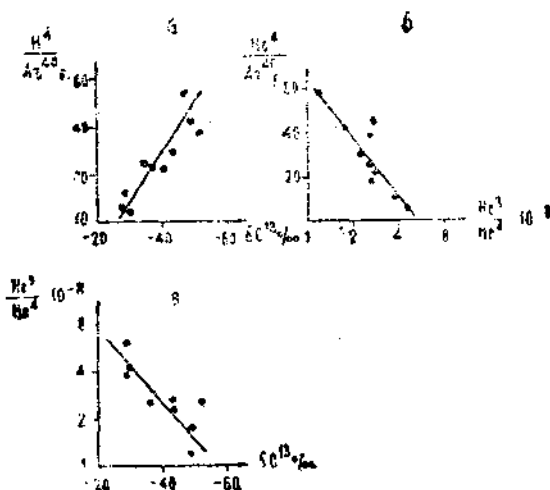


Рис. 3. Взаимосвязь изотопных характеристик газовых компонентов в залежах Тимано-Печорской области.

нии до 250 атм [13]. Столь низкие температуры на глубинах, реальных для промышленной газоносности, отмечаются лишь в районах развития многолетнемерзлых пород и к тому же с низкими геотермическими ступенями — $1,5-2^{\circ}/100$ м. Фактически областями возможного развития газогидратов на континентах являются арктические области, а также обширные территории современного полюса холода на Сибирской платформе.

Газогидраты могут отвлекать в пассивный баланс из потенциального резерва газовых ресурсов заметную часть запасов, поэтому их учет желателен. На глубинах возможного гидратообразования — 300—1000 м — выявлены богатейшие газовые скопления в большом числе крупных газовых месторождений. В 23 крупных месторождениях мира основные газоносные толщи начинаются с глубин 300—500 м. В их числе и такие месторождения как Хьюгтон, Кинг-Христиан, Огайо, Газли и многие другие. Ориентировочно около 3,5 трлн. м³, или примерно 6% всех запасов газа только по крупным месторождениям размещается выше изогипсы 1000 м.

Следовательно, консервация заметных запасов газа в условиях холодных недр с температурой менее $+12^{\circ}\text{C}$ вполне реальна. К настоящему времени достоверно выявлено лишь одно газовое месторождение с газогидратной залежью — Мессояхинское в Западной Сибири, но это не исключает возможности пропуска еще целой группы таких же месторождений. В частности, не исключено присутствие газогидратов в Средне-Ботуобинском месторождении на Сибирской платформе. На Европейском Севере зоной возможного гидратообразования могут оказаться его северо-восточные районы. Мощности многолетнемерзлых пород здесь сравнительно невелика, но низкие величины геотермического градиента, составляющие $1,5-2,0^{\circ}/100$ м, а местами и ниже $1,5^{\circ}/100$ м, формируют мощный массив холодных пород. Критическая для кристаллогидратов изотерма, составляющая примерно 12°C , опускается здесь местами до глубин 900—1000 м. Следовательно, формирование газогидратных залежей вполне реально.

Выявление газогидратных залежей важно не столько с позиций прироста запасов газа — они весьма сложны для промышленного освоения, — сколько как показатель возможной газоносности структуры в более глубоководных толщах. В целом, вопросы поиска, разведки и освоения газогидратов нуждаются в изучении.

Завершая краткое рассмотрение закономерностей размещения зон интенсивного газонакопления и особенно проблемы поисков газа на больших глубинах применительно к геоструктурным и климатическим особенностям территории Севера европейской части СССР, можно сделать следующие выводы:

1. Подавляющие объемы запасов природных газов в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне, разведанных на начало 1978 г., сосредоточены в отложениях пермокарбона в крупных газовых место-

рождениях. Около 81% запасов, разведанных по категориям $A+B+C_1$, приурочены к небольшому числу месторождений (13%). Причем значимость крупных газовых скоплений в общем газовом балансе, очевидно, возрастет еще при доразведке ряда уже выявленных месторождений — Кумжинского, Интинского и др. Распределение разведанных запасов газа по глубинам в Тимано-Печорской провинции практически не отличается от среднестатистического по миру. Около 85% их вскрыто на глубинах менее 3 км.

В целом размещение разведанных запасов газа в Тимано-Печорской провинции полностью отвечает приведенной нами выше общей формуле приуроченности зон интенсивного газонакопления. Значимыми признаками при этом являются преимущественно пермокарбоневая продуктивность крупных структурных ловушек на глубинах до 3 км.

2. Освоение больших глубин, т. е. ниже 4,5—5,0 км, представляется в дальнейшем целесообразным в связи с наличием больших объемов глубокопогруженных осадочных толщ как в районах Предуралья, так и на севере провинции. Благоприятными показателями при этом являются наличие газов глубинной генерации (по изотопно-геохимическим данным) и высокая минерализация пластовых вод, способствующая дегазации. Естественно, что при постановке глубинных газописков не следует игнорировать статистические данные о высокой вероятности уменьшения как общей величины запасов, так и крупности отдельных месторождений с глубиной.

Обеспечение успешности глубокого бурения на газ потребует тщательного обоснования объектов глубоких газописков. Предпочтительно, чтобы на первом этапе работ ими оказались площади с простым геологическим строением и с газоносностью, подтвержденной в верхних этажах разреза, а также с хорошим совпадением (по геофизическим данным) структурных планов по верхним и нижним горизонтам.

Подготовка всех этих наиболее дорогостоящих видов поисково-разведочных работ потребует своевременного проведения научных исследований в целом ряде направлений как общегеологических, так и особенно физико-химических (газовая кинетика), геохимических и гидрогеологических.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бека К., Высоцкий И. В. Геология нефти и газа.— М.: Наука, 1978.— 464 с.
2. Воронов А. Н., Прасолов Э. М., Тихомиров В. В. Соотношение радиогенных изотопов аргона и гелия в газовых залежах.— Геохимия, 1974, № 12, с. 1842—1855.
3. Газовые и газоконденсатные месторождения. Справочник /Под ред. В. Г. Васильева, И. П. Жабрева.— М.: Недра, 1976.— 528 с.
4. Газоносность глубоких горизонтов /И. П. Жабрев, В. И. Ермаков, В. Л. Соколов, Ю. П. Мирончев.— В кн.: Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нефтяных и битуминозных пород. XXV сессия Междунар. геол. конгресса, М.: Наука, 1976, с. 88—99.

5. Изотопы гелия в природе /И. Л. Каменский, В. П. Якуцени, Б. А. Мамырин и др.—Геохимия, 1971, № 8, с. 914—931.
6. Корценштейн В. Н. Водонапорные системы крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений СССР.—М.: Недра, 1977.—245 с.
7. Оруджев С. А. Газовая промышленность по пути прогресса.—М.: Недра, 1976.—33 с.
8. Поиски нефти и газа на больших глубинах за рубежом.—М., 1978.—15 с. (Обзорная информация ВНИИОЭНГ).
9. Прасолов Э. М., Лобков В. А. Об условиях образования и миграции метана (по изотопному составу углерода).—Геохимия, 1977 № 1, с. 122—135.
10. Ресурсы нефти и газа капиталистических и развивающихся стран /Н. А. Калинин, Ю. Я. Кузнецов, М. Ш. Моделевский и др.—Л.: Недра. Т. 1. Вып. 30, 1974.—194 с. Вып. 34, 1977.—528 с.
11. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран /Под ред. проф. И. В. Высоцкого.—М.: Недра, 1976. Т. 1, 599 с. Т. 2, 583 с.
12. Топливо-энергетические ресурсы капиталистических и развивающихся стран.—М.: Наука, 1978.—464 с.
13. Трофимук А. А., Черский Н. В., Царев Н. П. Газогидраты — новые источники углеводородов.—Природа, 1979, № 1, с. 18—27.
14. *Geology of giant Petroleum fields*. A. Symposium. 1968. Ed. M. T. Halbouty, Tulsa, Oklahoma.—USA, 1970.—468 p.
15. *International Petroleum Encyclopedia*.—USA. 1977, p. 239—242.
16. Klemme D. Giant fields contain less than 1% of world's fields but 75% of reserves.—Oil and Gas J., 1977, N 10, p. 164—169.

КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА КАЧЕСТВА ГАЗОВОГО СЫРЬЯ

А. Н. ВОРОНОВ, В. В. ТИХОМИРОВ
ВНИГРИ, Ленинград

В. П. ЯКУЦЕНИ
Коми филиал АН СССР, Сыктывкар

Обеспечение необходимого прироста запасов газового сырья определенного состава и повышение эффективности геологопоисковых работ на газ требует не только увеличения достоверности количественной, но и совершенствования качественной оценки потенциальных ресурсов газа. Поэтому прогноз качества газового сырья в настоящее время является необходимым элементом общей системы задач прогнозной оценки.

Прогноз качества газового сырья, как и любое другое прогностическое построение, базируется в первую очередь на научных представлениях о закономерностях распространения газовых компонентов в осадочных отложениях, сжатым выражением которых является модель формирования состава природных газов.

На основании изучения данных по составу природных газов главных нефтегазоносных бассейнов мира авторами разработана модель формирования состава природного газа, на базе которой предложены методы комплексного прогноза качества газового сырья.

Особенности формирования состава газовых залежей должны учитываться при разработке методов прогнозирования качества газового сырья. Тесная связь концентраций газовых компонентов требует, чтобы при прогнозировании концентраций газов-примесей, кроме определения генерировавшихся количеств компонента и его прогнозной упругости, определялась и упругость других газов, и в первую очередь газов-образователей. Газы-образователи — это газы, формирующие газовую фазу

в осадочной толще. Чаще всего ими являются углеводороды. Азот, сероводород, двуокись углерода, водород обычно присутствуют в виде примесей к углеводородным газам, хотя иногда становятся газми-образователями. Гелий и аргон всегда присутствуют только в виде примесей к газам любого иного состава.

Прогноз концентраций газов-образователей и газов-примесей носит принципиально отличный характер. Для газов-образователей в зоне образования парциальная упругость определяется величиной пластового давления. Концентрация газов-примесей зависит не только от их абсолютного содержания, но и степени разбавленности газом-образователем. Поэтому наиболее целесообразно проводить комплексный прогноз качества газового сырья, зависящего как от содержания главных, так и второстепенных компонентов. При прогнозировании качества газового сырья выделяются три уровня прогнозирования — региональный, зональный и локальный. При региональном прогнозировании рассматриваются характеристики газа в целом по бассейну или крупному региону. При зональном прогнозе исследуются особенности поведения газовых компонентов внутри бассейна, определяются характеристики газа для частей региона (нефтегазоносных зон, отдельных комплексов и др.). Наконец, на локальном уровне прогнозирования предсказывается содержание газовых компонентов в отдельных месторождениях или даже их частях.

В соответствии с природой исследования геологических объектов методы и критерии прогнозирования по своему характеру распадаются на статистические и генетические. Первая группа основана на геолого-геохимических аналогиях и исследует связи прогнозируемого компонента с разнообразным набором геолого-геохимических показателей. Вторая группа требует оценки баланса поступления газовых компонентов, а также анализа связи его с другими газами.

Следует особо остановиться на прогнозировании главных групп газовых компонентов — углеводородов, кислых и инертных газов.

При прогнозировании содержания метана и его индивидуальных гомологов прежде всего имеет значение общее содержание углеводородов в газе, зависящее от общей углеводородной продуктивности недр. Последняя, как известно, связана с геотектоническим типом бассейна, мощностью осадочного чехла, литологическим выполнением бассейна и т. д. Бассейнам с большой удельной углеводородной насыщенностью свойственна высокая концентрация углеводородов в газе, которая сопровождается невысокой концентрацией этана, пропана и бутанов. Наряду с удельными запасами величина углеводородной продуктивности может быть охарактеризована величиной отношения метана к азоту.

Для дальнейшего уточнения величины содержания углеводородов и соответственно доли отдельных гомологов метана в газе могут быть применены различные виды статистических критериев. К геотектоническим критериям могут быть отнесены мощность осадочного чехла,

геоструктурная приуроченность бассейна, глубина залегания продуктивного горизонта. Весьма информативными являются гидрохимические критерии. Высокая газонасыщенность подземных вод свидетельствует о высоком содержании углеводородов в газе, соотношение гомологов в водорастворенном газе может служить показателем их соотношения в свободных газах.

Содержание этана, пропана, бутанов в сильной степени зависит от типа газового скопления. В чисто газовых залежах их содержание значительно снижается по сравнению с газоконденсатными и газонефтяными. К прогнозированию соотношения тяжелых гомологов могут быть также привлечены геохимические критерии, отражающие связь тяжелых углеводородов с концентрацией инертных и кислых газов. Наиболее четко первые проявляются в условиях древних платформ.

К числу генетических критериев, определяющих соотношение гомологов метана, относится степень метаморфизма органического вещества и его тип, физико-химическая обстановка отложений, история развития бассейна. Так, чем большую степень метаморфизма претерпело органическое вещество (ОВ), тем больше в составе газа метана. Для газобразных продуктов сапропелевого ОВ характерно преобладание тяжелых углеводородов.

При выборе первоочередных объектов для разведки немаловажное значение имеет возможность заранее прогнозировать содержание в газе сероводорода, так как в одних случаях этот газ представляет собой вредную примесь, а в других — может быть использован в качестве сырья для получения серы. При оценке содержания сероводорода могут быть использованы следующие виды критериев:

1. Литолого-фациальные, основанные на приуроченности высоких концентраций сероводорода к сульфатно-карбонатным комплексам. Региональное развитие таких комплексов свидетельствует о возможном, хотя и не обязательном появлении аномально высоких содержаний сероводорода.

2. Гидрохимические, основанные на существовании подвижного равновесия между содержанием сероводорода, химически связанного в соединениях, растворенных в воде, сероводородом, растворенным в водах, и сероводородом газовых залежей.

3. Газогеохимические, отражающие связь между газовыми компонентами залежи. Например, оценивать содержание сероводорода можно по концентрации углекислого газа, связанного с ним прямой корреляционной зависимостью.

4. Физико-химические. В силу большой химической активности концентрации сероводорода зависят от физико-химических условий нахождения залежей. Особенно информативны эти критерии при локальном и зональном прогнозе.

5. Показатели общего высокого серосодержания. Свидетельством возможного высокого сероводородосодержания в газе могут служить показатели высокой сернистости нефтей и газомещающих отложений,

обнаружение самой серы, пиритизация терригенных отложений над сульфатно-карбонатными комплексами и т. д.

Прогнозирование следует начинать с определения фацциально-литологических особенностей объекта, установления в разрезе карбонатных комплексов. Большое значение при прогнозе содержания сероводорода имеют локальные критерии.

Из инертных компонентов наибольшее практическое значение имеет гелий, поэтому рассмотрим наиболее информативные критерии гелиеисотопности. К генетическим критериям, т. е. показателям, характеризующим общий гелиевый потенциал, относятся радиоактивные, литолого-фацциальные, стратиграфические, геотектонические, метаморфические виды критериев. Эти критерии могут быть применены при оценке крупных структурных единиц и реже при сравнительной оценке отдельных зон.

Статистические критерии объединяют показатели, характеризующие взаимоотношение гелия с другими газовыми компонентами и всей газовой залежи с вмещающей средой. В эту группу входят тектонические, геохимические, гидрохимические, гидродинамические, физико-химические и изотопные критерии.

Прогнозирование гелиеисотопности следует начинать с установления тектонической приуроченности объекта, поскольку наиболее информативными региональными критериями являются геотектонические. При региональном прогнозе в зависимости от степени изученности и характера объекта можно привлекать те или иные генетические критерии, отражающие региональный гелиевый потенциал. Для дальнейшего уточнения величины гелиеисотопности газов используются данные о мощности осадочного чехла, возрасте фундамента и вмещающих отложений. При более детальной изученности объекта к прогнозу привлекаются гидрохимические, геохимические и гидродинамические критерии. Особенно продуктивно применение сведений о содержании гелия в подземных водах, поскольку упругости гелия в воде и газе тесно связаны. В случае локального прогноза важно учитывать возможность обогащения залежи в результате вторичных процессов, т. е. процессов уничтожения углеводородов, дифференциального разгазирования, разгрузки глубоких вод.

Рассмотренные группы критериев позволяют не только прогнозировать содержание полезных компонентов газа, но, используя весь комплекс показателей, в зависимости от масштабов объекта и требований практики, определять наиболее вероятный состав газового скопления. Эта задача облегчается тем обстоятельством, что большинство групп критериев оказываются информативными по отношению ко всем или нескольким газовым компонентам. Поэтому наиболее перспективным является комплексный прогноз состава газовых залежей. При этом, кроме покомпонентного прогнозирования, при определении общего состава газовых скоплений может быть применен метод самых

общих аналогий, поскольку соответствие геолого-геохимических условий предопределяет и общий характер газовых ассоциаций.

Предлагаемая система критериев прогноза качества газового сырья позволяет не только определять наиболее вероятную концентрацию газовых компонентов, но и рассчитывать их прогнозные запасы и составлять карты прогнозных запасов полезных компонентов газа, что имеет немаловажное значение при выборе наиболее эффективных направлений геологопоисковых работ на газ.

В частности, с помощью этой методики проведена оценка перспектив Тимано-Печорской провинции в отношении целого ряда полезных газовых компонентов. Эта оценка показала большие перспективы провинции в отношении гелия, газовой серы, этана, пропана и бутанов.

Наиболее перспективны на гелий районы Ижма-Печорской области, в которой качество гелиевого сырья улучшается по мере приближения к Тиману. Определенные перспективы на гелий связаны с положительными структурами Печоро-Колвинской и Хорейвер-Мореюской областей (Печорский, Колвинский валы и т. д.).

Наиболее перспективными на сероводородсодержащие газы являются карбонатные коллектора — Косью-Роговской впадины. Основные перспективы на такие углеводороды, как этан, пропан и бутан, связаны с наиболее погруженными частями Тимано-Печорской провинции, главным образом с Северо-Предуральской областью, а также с южной нефтегазоносной зоной Печоро-Колвинского авлакогена.

ПРОГНОЗ КАЧЕСТВА УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ОСНОВАНИИ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ И ГАЗОВ ТИМАНО- ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Л. А. АНИЩЕНКО, Г. И. АНДРЕЕВ, З. М. КУЗЬБОЖЕВА, Ю. М. ТРИФАЧЕВ

Ухтинское территориальное геологическое управление, Ухта

В Тимано-Печорской провинции нефти и газы встречаются в широком стратиграфическом и гипсометрическом диапазоне, резко различаются по физико-химическим свойствам и обособляются на ряд типов и подтипов. Выделены нефти: ароматико-метаново-нафтеновые плотностью 0,90—0,99, со значительным количеством смолисто-асфальтеновых фракций (10—20%), нафтеново-метановые, плотностью 0,87—0,83, нафтеново-ароматическо-метановые и метановые. Последние два типа характеризуются малым содержанием смолисто-асфальтеновых фракций. По содержанию парафинов и серы выделены подтипы. В общих чертах проявляется зависимость распределения парафина и серы от общего состава нефти. Наибольшим количеством серы (2—3%) обладают нефти ароматико-метаново-нафтеновые, а наиболее парафинистые — нефти метанового основания. По индивидуальному составу бензиновых фракций выделены четыре типа нефтей: алкановый, алканоциклановый, циклано-алкановый и циклановый. Нефтям общего метанового основания соответствуют бензины алканового типа. В остальных типах нефтей бензин характеризуется увеличением циклановых углеводородов. Газы газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и нефтяных залежей подразделены по содержанию углеводородных и неуглеводородных компонентов. Выделены метановые, азотно-метановые, этано-пропано-метановые, этано-метановые типы газов. По содержанию сероводорода и гелия выделен ряд подтипов.

Разнообразие нефтей и газов обуславливается многофакторным

влиянием: структурно-тектонической приуроченностью, глубиной и возрастом продуктивного пласта, литолого-фациальной характеристикой пород, типом и превращенностью органического вещества (битумоидов), изолированностью продуктивной толщи, гидрогеологическими условиями, амплитудой продуктивной структуры, размером площади водо-нефтяного, водо-газового контактов и другими факторами. Факторная зависимость установлена между составом газа и типом флюида. Тип флюида (чисто газовый, нефтегазовый, нефтяной, газоконденсатный) отражается на углеводородном составе газов. Состав растворенного в нефти газа находится в определенной связи с типом и составом нефти. Метановым легким нефтям сопутствуют наиболее тяжелые этано-пропано-метановые газы.

Глубина залегания, возраст продуктивного пласта, приуроченность к зонам стабильных прогибов, изолированность и гидрогеологическая закрытость нефтегазоносной толщи определяют катагенное изменение нефтей и газов, что отражается в облегчении и метанизации нефти, наращивании метана в попутных и свободных газах, увеличении гелия, сокращении азота, смол, асфальтенов, увеличении твердого парафина и нормальных алканов в нефтях; облегчении изотопного состава углерода. Выявленные закономерности проявляются в том, что в нижних нефтегазоносных комплексах преобладающее развитие получают легкие высокопарафинистые нефти метанового и метаново-нафтенного типа с повышенной газонасыщенностью и газоконденсаты. В пределах отдельных нефтегазоносных комплексов четко прослеживается зависимость изменения состава газов и нефтей от геологической истории развития, от палеоглубин и закрытости нефтегазоносной толщи. Для всех нефтегазоносных толщ (за исключением отдельных районов) отмечается приуроченность газоконденсатов и легких метановых нефтей к зонам прогибов, где породы погружались на глубины более 3,5 км и прошли стадии литогенеза $МК_3$ — $МК_4$. Здесь развиты остаточные наиболее преобразованные типы битумоидов. На границе зон конденсатонакопления и нефтенакпления прослеживается распространение аномально парафинистых нефтей. Причиной появления повышенных концентраций парафина на границе нефте- и газоконденсатонакопления являются фазовые переходы и выпадение парафина в твердую фазу. Для среднедевонско-нижнефранского терригенного комплекса зона аномально парафинистых нефтей ($>10\%$) прослеживается по восточному склону Печоро-Кожвинского мегавала, по югу Шапкина-Юрьянского вала, на поперечной перемычке в пределах Денисовской впадины и Колвинского мегавала (Пашшор, Мишвань, Командиршор, Харьяга). Нефти зон преимущественных поднятий в течение длительного времени характеризуются меньшим количеством парафинов ($<5\%$). Минимальное количество парафина ($\sim 1\%$ и менее) отмечено в нефтях каменноугольно-нижнепермского карбонатного комплекса. С уменьшением геологического возраста нефтегазоносных комплексов

увеличивается разнообразие типов нефтей. Если в нижних комплексах (S_1-D_1 ; $D_2-D_3^1$) обнаружены в основном метановые и метано-нафтен-овые легкие и облегченные нефти парафинистые и высокопарафинистые, то в вышележащих комплексах обнаруживаются практически все типы нефтей. Однако наибольшее распространение получают тяжелые нефти ароматико-метаново-нафтенного типа с алкано-циклановой характеристикой бензинов и утяжеленным изотопом метана ($\delta C^{13} = -3,5\%$), большим количеством смолисто-асфальтеновых фракций и порфиринов. Наименьшее распространение получают парафинистые и высокопарафинистые нефти, которые располагаются на границе с впадинами. В пределах отдельных структурно-тектонических зон изменение парафина, наряду с изменением изотопов углерода метана, индивидуального состава бензинов свидетельствует о направлении миграции. Так, в пределах Шапкина-Юрьянского вала для каменноугольно-нижнепермского нефтегазоносного комплекса отмечается уменьшение количества парафинов от Кумжи-Василково (5%) к Южному Шапкино (4,2%) и уменьшение алкановых углеводородов в бензинах от 54—58 до 46—41%.

Литолого-фациальная обстановка оказывает влияние на состав нефти и газа и выражается в изменениях таких компонентов, как сера, сероводород, металло-порфириновые комплексы нефтей. Высокосернистые нефти обнаружены в карбонатных комплексах на глубинах менее 3 км и связаны с нефтями тяжелыми и утяжеленными ароматико-метаново-нафтенного типа. Это нефти платформенных зон, где породы находятся на начальных стадиях мезокатагенеза $МК_1-MK_2$. Нефти здесь характеризуются низкими показателями превращенности. Для оценки степени превращенности использован показатель $K_{пв}$ остатка $>350^\circ$, геохимический смысл которого заключается в том, что по мере катагенеза нефти в ней накапливаются парафиновые углеводороды, а нафтеновые углеводороды упрощают свою структуру за счет раскрытия цикло-парафиновых систем. Установлена прямая зависимость между $K_{пв}$ и сернистостью нефти. Наименее превращенные нефти бортовой зоны Коротаихинской впадины (скв. ВК-14, ВК-1), $K_{пв}$ которых соответственно равны 3,39 и 3,30, а сернистость высока — 2,88 и 2,66%. Превращенные нефти Верхнего Грубешора (скв. 1), Шапкино с характеристикой $K_{пв} = 1,39$ и 1,44 содержат серы 0,20 и 0,45%. Локальные факторы, влияющие на накопление серы (зона ВНК, гидрогеологическая обстановка), несколько осложняют региональные закономерности изменения серы, которые проявляются в том, что нефти терригенных комплексов содержат наименьшее количество серы, а в карбонатных комплексах сернистость нефти убывает с увеличением их катагенной преобразованности. В зонах, где карбонатные породы находятся на стадии метакатагенеза $МК_2-MK_3$, в нефтях серы меньше, чем в зонах начальных стадий литогенеза. Можно выделить зону сернистых нефтей в пределах оконечности Колвинского мегавала, западных структур

Печоро-Кожвинского мегавала, южной части Ижма-Печорской впадины по верхнедевонским-нижнепермским отложениям и зону высокосернистых нефтей в пределах Хорейверской впадины, гряды Сорокина, северо-западных и юго-западных бортовых структур Косью-Роговской и Коротаихинской впадин по отложениям карбона нижней перми.

Распределение сероводорода в попутных газах находится в определенной зависимости от состава нефти и содержания в них серы. Установлено, что в нефтях высокосернистых мало превращенных соединений ароматико-метаново-нафтенового типа. Здесь содержится значительно меньше сероводорода, чем в нефтях малосернистых и сернистых легких метанового и нафтеново-метанового типа. Тенденция роста сероводорода с ростом температуры вмещающих отложений и катагенной преобразованностью нефтей (Пашпор— $K_{ан}$ —1,9; H_2S —0,7%; Салюка— $K_{ан}$ —3,5; H_2S —0,15%) свидетельствует в пользу его катагенной природы в нефтяных и газоконденсатных залежах. Зависимость концентраций сероводорода от геологических условий развития региона, что определяет общий состав нефти и газа, позволяет прогнозировать развитие высокосернистых свободных и попутных газов в карбонатных отложениях в зонах впадин, где породы прошли стадии литогенеза $МК_2$, и на структурах, прилегающих к ним. Локальные газобактериологические и гидрогеологические условия создают предпосылки для появления сероводородных газов на небольших глубинах (1000—1200 м).

Таким образом, качество нефтей и газов в основном определяется историей геологического развития региона. Отдельные нефтегазоносные комплексы впадин будут характеризоваться развитием газоконденсатов и газов. За счет дегазации углеводородов на пологих структурах во впадинах могут быть обнаружены остаточные скопления тяжелых смолисто-асфальтеновых парафинистых нефтей (Сыня). На бортовых структурах впадин можно ожидать развитие легких высокопарафинистых нефтей. Миграция углеводородов по региональным восстаниям пластов приводит к обогащению поднятий легкими газовыми компонентами за счет дифференциации углеводородного флюида при миграции. Можно ожидать распространения залежей, обогащенных гелием на структурах, занимающих более высокое гипсометрическое положение в пределах отдельных структурно-тектонических зон (например, месторождения Кыртаёльского вала).

НЕКОТОРЫЕ ЧЕРТЫ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ИСТОРИИ РАЗВИТИЯ ПРИМОРСКОЙ ЧАСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

В. А. СОРОКИН, Д. А. СААР, М. Н. ПАТАЛОВ

Западный геофизический трест, Ленинград

Сейсморазведочные работы, проведенные в границах Ненецкого автономного округа в 1976—1978 гг. седьмой экспедицией Западного геофизического треста и Ухтинской сейсморазведочной экспедицией, позволили провести детализацию представлений о современном структурном плане территории. В строении осадочного чехла здесь наблюдаются значительные несовпадения структурных планов по горизонтам нижнего, среднего и верхнего палеозоя и мезозоя.

В палеозойской части осадочного чехла выделяются два структурных подэтажа. Для нижнего мы имеем новые структурные карты по отложениям ордовикской и силурийской систем, для верхнего — по отложениям верхнего девона, нижнего карбона и нижней перми. Эти карты позволили нам построить две тектонические схемы по силурийским и верхнедевонским отложениям, которые в общих чертах отображают современное строение территории. По отложениям верхнего девона по сейсмическим данным выделяется Верхне-Куйская седловина, являющаяся юго-восточной периклинальной частью Седуяхинского вала. От расположенной западнее Малоземельско-Колгуевской моноклинали Верхне-Куйская седловина отделена тектоническим нарушением, сокращающим свою амплитуду от нижних горизонтов к верхним.

Под Малоземельско-Колгуевской моноклиналью нами понимается территория, расположенная между Седуяхинским и Шапкина-Юрьяхинским валами. По своей геологической истории и фациальной характеристике разреза это единая структурная зона, представляющая собой область спокойного залегания без значительных изменений мощностей

отдельных стратиграфических подразделений. Простираение моноклинали северо-западное; ширина ее 50—120 км. На юго-востоке моноклинали по нижним горизонтам выделяется Нарьян-Марский выступ, резко приподнятый по отношению к прилегающей с востока Пятейской депрессии, от которой выступ отделен тектоническим нарушением типа сброса с амплитудой около 400 м.

Пятейская депрессия (шириной около 20 км), расположенная в восточной части Малоземельско-Колгуевской моноклинали, обособлена с запада крутой флексурой амплитудой до 300 м, а с востока отделена от Шапкина-Юрьяхинского вала тектоническим нарушением с амплитудой около 800 м. По отложениям перми Малоземельско-Колгуевская моноклинали имеет ту же конфигурацию и строение, что и по горизонтам девона и карбона, погружаясь в восточном направлении на 1200—1300 м. Это происходит главным образом за счет увеличения в этом же направлении мощности пород триаса, перми и карбона. Примерно в границах Пятейской депрессии в нижнем структурном подэтаже выделяется Пятейский грабен, который представляет собой тектонически ограниченную линейную зону северо-западного простираения. Восточная часть грабена опущена относительно западной на 300—400 м.

Южнее Малоземельско-Колгуевской моноклинали по верхнему структурному подэтажу устанавливается северное окончание Печоро-Кожвинского мегавала с крутым восточным и более пологим западным крыльями, осложненными тектоническими нарушениями, проникающими даже в отложения мезозоя. Осадочный разрез этой структуры характеризуется резкими угловыми и стратиграфическими несогласиями, что свидетельствует о сложном и многоплановом характере его развития.

Шапкина-Юрьяхинский вал отличается резким увеличением мощности верхнедевонских отложений (до 1100 м), появлением среднедевонских, нижнедевонских и сокращением мощности каменноугольных отложений. Структура носит ярко выраженный линейный характер и прослеживается в пределах акватории на расстоянии многих сотен километров. На наш взгляд, Шапкина-Юрьяхинский вал — самостоятельная структура первого порядка. По верхнедевонским отложениям Шапкина-Юрьяхинский вал представляет собой узкую (до 10 км) линейную приподнятую зону, имеющую типично валообразную форму. Западное крыло более крутое, чем восточное, и нарушено дизъюнктивным значительной амплитуды, по которому вал оказался резко приподнятым над Пятейской депрессией. От Денисовской впадины Шапкина-Юрьяхинский вал отделен нарушением (флексурой?) меньшей амплитуды (до 400 м). По отложениям карбона и перми четко вырисовывается погружение вала в южном направлении. Увеличение угла наклона шарнира от нижних горизонтов к верхним (от 400 в карбоне до 1100 м в перми) объясняется увеличением мощности пермских отложений в северном направлении. Примерно в тех же границах, что и по девону,

выделяется Шапкина-Юрьяхинский вал в структурном плане нижнего подэтажа. От Пятейского грабена он отделен нарушением с амплитудой около 200 м. По силурийским отложениям четко видна асимметрия вала: западное крыло его более крутое, нежели восточное.

Денисовская впадина от соседних структурных зон отличается увеличенной мощностью мезозойских, пермских и каменноугольных отложений. По горизонтам верхнего девона в пределах впадины удается выделить Лайско-Мишваньский свод, Болванский уступ и отрицательные формы — Ячейскую, Тибейвисскую и Верхне-Колвинскую депрессии. Лайско-Мишваньский свод — крупная (30×130 км) структурная форма амплитудой около 350 м с двумя куполами: северным (Лаявожское поднятие) и южным (группа Командиршорских и Мишваньское поднятия). Болванский уступ по верхнедевонским отложениям рисуется в виде обширной зоны выполаживания, примыкающей к Шапкина-Юрьяхинскому валу. Он на 350 м приподнят относительно впадины и в виде уступа уверенно выявляется по вышележащим отложениям карбона и перми. Корректность выделения в пределах Денисовской впадины Ячейской депрессии по верхнедевонским отложениям (амплитуда до 200 м) подтверждается и по отложениям карбона и перми. Тибейвисская депрессия нами выделяется примерно в известных ранее границах, а Верхне-Колвинская — в несколько сокращенных размерах. По отложениям силура в пределах зоны Денисовской впадины выделяются Болванский свод, Лайская котловина и Мишваньский свод. Болванский свод (размеры в пределах суши 40×40 км) имеет амплитуду около 900 м и раскрывается на северо-запад. Лайская котловина, по площади совпадающая примерно с Лаявожским поднятием, имеет субовальное очертание (диаметром около 50 км). Глубины залегания отражающего горизонта в породах ордовика здесь достигают 6600 м, амплитуда прогибания — 600 м. Мишваньский свод несколько менее приподнят, нежели Болванский. Наивысшая его отметка приурочена к Мишваньскому поднятию. Амплитуда свода по силурийским отложениям около 500 м, а размеры — 50×50 км.

Колвинский мегавал от соседних тектонических зон отделен серией разломов, сформированных в разные этапы развития района. Разломы, затрагивающие нижний структурный подэтаж (до силура включительно), расположены несколько восточнее разломов, установленных в среднедевонских отложениях, а разломы, проникающие в более молодые горизонты, расположены еще западнее. Поэтому можно говорить, что с течением времени зона активных тектонических движений в пределах Колвинского мегавала все более сужалась, а границы Колвинского грабена (в нижнем структурном подэтаже) намного шире зоны современного мегавала. Колвинский мегавал резко отличается в своем развитии от прилегающих зон Денисовской и Хорейверской впадин. Эти отличия проявляются в широком развитии отложений среднего девона (мощностью до 800 м), в увеличении мощности верхнедевонских обра-

зований, в сокращении мощности пермских и триасовых пород. Мегавал поперечными оперяющими разломами рассечен на ряд структурных сегментов: Ярейюский вал, Харьягинский вал и другие, имевшие несколько обособленное друг от друга развитие. Это сказывается в разной амплитуде тектонических нарушений. Шарнир вала по горизонтам среднего и верхнего палеозоя в пределах описываемой территории испытывает погружение с юга на север. Колвинский грабен, выделенный нами по отложениям нижнего структурного этажа, с запада ограничен сбросами амплитудой от 400 до 1000 м, с востока — до 1000 м.

Хорейверская впадина отчетливо проявляется лишь по горизонтам верхнего и среднего палеозоя и мезозоя. Она характеризуется резко уменьшенной мощностью нижнепалеозойских и девонских отложений и увеличенной мощностью каменноугольных, пермских и триасовых отложений, довольно спокойным залеганием пород, средними и мелкими размерами малоамплитудных поднятий. На месте Хорейверской впадины по отложениям нижнего структурного подэтажа выделяется обширный Большеземельский свод. В пределах последнего установлены Сандивейский, Паханческий выступы и Вангурейская впадина. Вершина свода расположена в районе Сандивейского выступа. Его восточная граница довольно неясна; возможно, что на восточном склоне расположена даже южная часть современного вала Сорокина. Паханческий выступ четко ограничен с запада, юга и востока. Северные его границы пока не установлены. Эта приподнятая зона отделена седловиной от расположенного на юге Сандивейского выступа. На западном склоне Большеземельского свода наблюдается выклинивание среднедевонских и резкое сокращение в мощности силурийских отложений, на восточном — выклинивание нижнедевонских и также резкое сокращение мощности силурийских отложений.

Варандей-Адзьвинская структурная зона характеризуется чередованием узких линейных, ярко выраженных структурных форм разного знака: вал Сорокина, Мореюская впадина, горст Гамбурцева, Хайпудырская впадина. Вал Сорокина по отложениям верхнего девона представляет узкую положительную структурную форму, приподнятую над Хорейверской и Мореюской впадинами на 400—600 м. С запада и востока он ограничен тектоническими нарушениями. В южной части вала наблюдается подъем шарнира от Осовейского до Седьягинского поднятий на 400 м. Севернее Седьягинской структуры вал по тектоническому нарушению с амплитудой до 500 м оказался резко опущенным и далее на всем протяжении шарнир имеет в целом субгоризонтальное залегание, ундулируя в соответствии с локальными структурными формами. По новым данным вал Сорокина оказался разбитым серией секущих тектонических нарушений на многочисленные блоки. По горизонтам нижнего палеозоя вал Сорокина в северной части представляет относительно приподнятую зону, а не грабен, как предполагался

ранес. Мореюская впадина представляет собой узкую отрицательную структуру северо-западного простирання, тектонически ограниченную по обоим бортам. В ее восточной части сейсморазведочными работами выявлено крупное Тобойское поднятие с амплитудой около 200 м, расположенное в пределах одноименной ступени.

По отложениям нижнего палеозоя Мореюская впадина представляет собой также прогнутую зону с амплитудой до 600 м. Можно говорить, что в ее пределах структурные планы по горизонтам нижнего, среднего и верхнего палеозоя в общих чертах совпадают. Мореюская впадина на востоке ограничена резко выраженной узкой дизъюнктивной формой, в пределах которой происходит резкое сокращение мощностей триаса и силура. В ее пределах развиты узкие гребневидные складки (типа Перевозного и Мядсейского перегибов) с резкой асимметрией крыльев. Ширина этой зоны около 7 км. Анализ аэромагнитных и гравиметровых данных совместно с сейсморазведкой приводит нас к выводу, что это северное продолжение горста Гамбурцева. Медынский же вал, ранее выделенный по данным морской сейсморазведки, который должен был бы включать Тобойскую ступень и горст Гамбурцева, является спорным. Это название можно условно сохранить только для северного акваториального продолжения горста Гамбурцева в качестве подчиненного структурного элемента. В пределах горста Гамбурцева наблюдается выполаживание структуры от верхних горизонтов к нижним. Восточным ограничением горста Гамбурцева является разлом, за которым выделяется опущенная зона субгоризонтального залегания отражающих сейсмических горизонтов — Хайпудырская впадина. Восточной границей впадины служит крупный сброс западного склона горста Чернова.

Рассмотрение структурных планов по отложениям нижнего, среднего, верхнего палеозоя и мезозоя позволяет в общих чертах наметить основные этапы их формирования. В ордовикском периоде наибольшее погружение испытывала территория Варандей-Адзввинской структурной зоны, в которой накопилось 1400—1600 м осадков. Пространство от Малоземельско-Колгуевской моноклинали до Колвинского мегавала включительно за это время опустилось на 1100—1400 м, центр опускания приходится на Денисовскую впадину. Центральная часть Хорейверской впадины в это время опустилась лишь на 500 м. Так впервые обозначился Большеземельский свод. В силурийском периоде Большеземельский свод еще более проявился. Здесь накопилось всего 200 м осадков. Восточнее его происходило интенсивное погружение до 1400 м. При этом в Варандей-Адзввинской зоне уже наметились контуры современной структуры: проявился вал Сорокина, который опустился всего на 600 м, в то время как соседние Мореюская впадина (зона Тобойской ступени) — на 1400 м, а зона современного горста Гамбурцева — на 900 м.

В зоне Малоземельско-Колгуевской моноклинали и Колвинского

мегавала в это время накопилось 1000 м осадков, в Денисовской впадине — 600 м, а в зоне Шапкина-Юрьянского вала — 800 м. В это же время проявились первые крупные разломы.

Развитие территории в раннем девоне пока неясно, так как эти отложения недостаточно хорошо стратифицированы и рассматриваются обычно вместе с силурийскими. Наибольшие (900 м) мощности среднего девона приурочены к зоне Колвинского мегавала и Денисовской впадины (500 м). В пределах Шапкина-Юрьянского вала их мощность составляет 100—200 м, а на западном борту Хорейверской впадины среднедевонские отложения выклиниваются. На конец среднего девона наиболее прогнутыми (по подошве ордовикских отложений) были зоны Колвинского мегавала (—2400 м) и Мореюской впадины (—3500 м). Центральная часть Большеземельского свода была высоко (—1000 м) приподнята. В позднедевонскую эпоху впервые начала испытывать погружение зона Верхне-Куйской седловины (до 800 м). Наибольшие опускания опять испытали зоны Колвинского мегавала (1400 м) и Мореюской впадины (1600 м), в то время как центральная часть Хорейверского свода и зона вала Сорокина опустились лишь на 1000 м. В каменноугольном периоде замедлился рост Шапкина-Юрьянского вала. На территории Большеземельского свода впервые обозначились нисходящие движения (800 м). Испытала погружение и зона Малоземельско-Колгуевской моноклинали (до 900 м).

В пермском периоде начал формироваться современный структурный план. Продолжается рост (700—800 м) Шапкина-Юрьянского вала и Колвинского мегавала, погружение Денисовской и Хорейверской впадин (до 1000 м). Особенно интенсивно росли (400 м) структуры Варандей-Адзвинской зоны, резко обозначился вал Сорокина. В триасовом периоде окончательно оформилась Хорейверская впадина, погрузившись на 1200 м, в то время как прилегающие зоны Колвинского мегавала (800 м) и вала Сорокина (700 м) продолжали испытывать относительный рост. Центральная часть Мореюской впадины испытала дополнительное погружение до 1000 м. Особенно резко поднялся горст Гамбурцева (до 400 м осадков).

К концу триасового периода окончательно сформировался современный структурный план территории. В последующие периоды произошли лишь незначительные движения, которые носили унаследованный характер.

Исходя из характера распространения отложений в пределах описанных тектонических зон, нам представляется, что наиболее перспективными в нефтегазоносном отношении, в дополнение к уже известным зонам Шапкина-Юрьянского вала, Лайско-Мишваньского свода, Колвинского мегавала и вала Сорокина, прежде всего следует считать склоны Большеземельского свода (зоны выклинивания нижнего-среднего девона и силура). Весьма перспективны и структуры горста Гамбурцева и Тобойской ступени.

ПРЕОБРАЗОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА НЕФТЕЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ ПОД ВЛИЯНИЕМ ГИПЕРГЕННЫХ И МИГРАЦИОННЫХ ФАКТОРОВ

**Н. Н. ГУРКО, Л. Ф. СТЕПИНА, М. А. ГАЛИШЕВ,
Н. С. ЖДАНОВА, Ю. С. ЩЕЛОВАНОВ, А. И. БОГОМОЛОВ**

ВНИГРИ, Ленинград

В настоящем сообщении сделана попытка выявить влияние гипергенных и миграционных процессов на изменение параметров углеводородного состава нефтей и конденсатов различных тектонических зон провинции с привлечением новых данных по индивидуальному составу легких углеводородов, *n*-алканов, изопреноидных углеводородов.

Исследованные нефти Тимано-Печорской провинции характеризуются широким диапазоном колебаний физико-химических параметров, что обусловлено разнообразием геолого-геохимических условий их залегания и, по-видимому, различной степенью влияния вторичных процессов на их состав (см. таблицу). Для большинства исследованных нефтей наблюдается преобладание алканов в углеводородном составе. Максимальное содержание алканов (свыше 70%) отмечено в нефтях с низкой плотностью, высоким выходом бензиновых фракций, залегающих в широком интервале глубин — от 900 до 3100 м. Нефти с высокой плотностью, с содержанием асфальто-смолистых компонентов, как правило, с низким выходом парафина, практически не имеющие бензиновых фракций, характеризуются высоким содержанием нафтеновых углеводородов. Образование залежей тяжелых остаточных нефтей является результатом изменения нефтей под действием гипергенных факторов. Нефти данного типа наиболее часто приурочены к пермским отложениям в широком интервале глубин — от 900 до 3600 м, что характеризует плохие условия сохранности залежей для данного стратиграфического этажа.

Свойства нефтей и конденсатов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

[illegible]

Для ряда нефтей Нижне-Омринской, Пашнинской, Таровейской, Хыльчужской, Северо-Харьягинской, Усинской, Сынинской площадей рассмотрены данные индивидуального состава легких углеводородов. Метановые углеводороды являются главным компонентом легких бензиновых фракций и составляют от 51 до 74,6%, нафтеновые — от 22,8 до 41%, ароматические — от 2,2 до 12,6%. Более высокое содержание нафтенных углеводородов (47,8%) отмечено в нефти скв. 1-Сыня.

Влияние миграционных процессов на состав легких компонентов отчетливо прослеживается на примере нефтей Омринского, Пашнинского, Хыльчужского месторождений. Для нефтей Нижне-Омринского месторождения от контура к своду структуры наблюдается увеличение изометановых углеводородов, что, возможно, вызвано фазовой дифференциацией мигрированных флюидов в процессе формирования залежи. Для Пашнинского многопластового месторождения и для единой нефтегазоконденсатной залежи Хыльчужской площади с уменьшением глубины залегания наблюдается увеличение доли изометановых и циклановых углеводородов в составе легких фракций, что также обусловлено влиянием миграционных процессов.

Под воздействием гипергенных процессов наблюдается некоторое уменьшение отношения Σ н-алканов / Σ изоалканов и Σ алканов / Σ цикланов в составе легких компонентов нефтей. Аналогичные закономерности отмечены нами в изменении соотношений легких компонентов в нефтях из нижнепермских отложений Пашнинской, Таровейской, Сынинской площадей. Следует отметить, что ряд показателей в составе легких углеводородов ($n\text{-C}_6/n\text{-C}_7$, $i\text{-C}_6/Nf\text{-C}_6$, Σ ЦПС₇/МЦП) для нефти Сынинской площади имеют более низкие значения по сравнению с нефтью Таровейской площади. Возможно, увеличение перечисленных отношений для нефти Таровейской площади вызвано подтоком новых порций легкой нефти близкого углеводородного состава. Такое предположение является правдоподобным, если учесть высокое содержание бензиновых фракций (20,5%) в нефти с плотностью 0,9019 г/см³.

Н-алканы в составе исследованных нефтей представлены широким спектром гомологов $C_5\text{—}C_{36}$. Содержание н-алканов в нефтях изменяется от 2,3 (Падимейвис, скв. 21) до 15,5% (Ванейвис, скв. 4). В нефти скв. 1 Варандейской площади содержание н-алканов составляет 5%, в нефтях Пашнинского месторождения (скв. 68, 58) — 13,6—10%. Распределение н-алканов в нефтях характеризуется следующими особенностями (см. рисунок). Для нефти Варандейской площади отмечено относительно высокое содержание н-алканов $C_{12}\text{—}C_{16}$, что, по-видимому, вызвано миграционными процессами. Здесь, как и в случае нефти Таровейской площади, можно предполагать приток легкой нефти в залежь. Низкое содержание высокомолекулярных н-алканов $C_{26}\text{—}C_{34}$ вызвано глубоким гипергенным изменением нефти Варандейской площади. Влияние гипергенных факторов можно отметить и для нефтей скв. 21 — Падимейвис, 58-Пашня, которым вызвано своеобразное распределение

н-алканов в нефтях: «седло» в области $n-C_{19}$ — $n-C_{23-25}$ и максимумами в области $n-C_{18}$ и $n-C_{24-26}$.

Нефти Тимано-Печорской провинции характеризуются преобладанием пристана над фитаном. Отношение пристан/фитан для исследован-

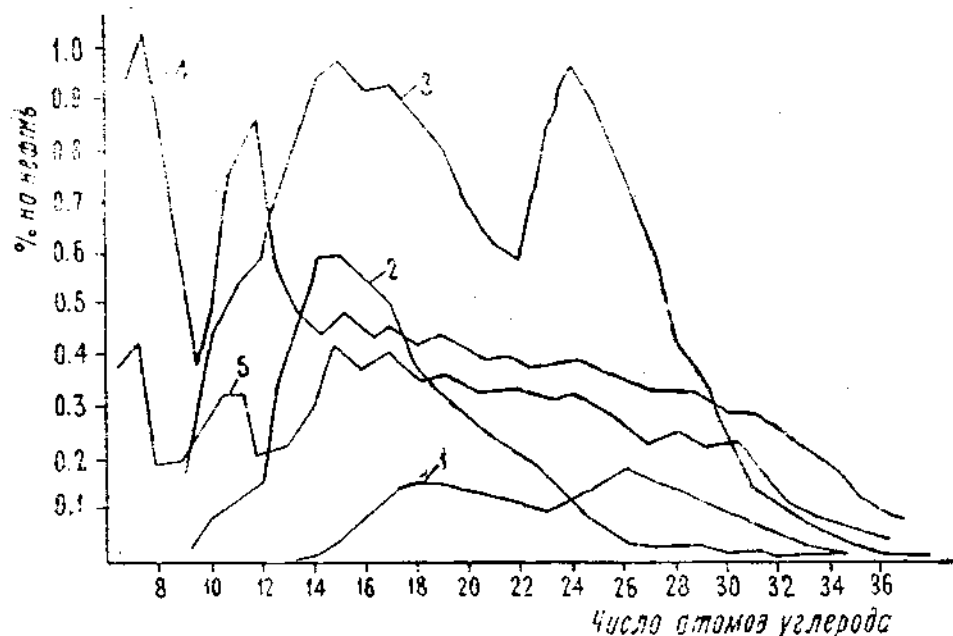


Рис. Распределение н-алканов в нефтях.

1 — Падмевис, скв. 21, P₂; 2 — Варапдейская, скв. 1, P₁; 3 — Ванейвис, скв. 4, C₂; 4–5 — Пашни: 4 — скв. 68, D₈, 5 — скв. 58, P.

ных нефтей составляет 1,18—2,54, фитан/ $n-C_{18}$ —0,11—0,82, пристан/ $n-C_{17}$ —0,17—0,62. Сравнительно низкие для гипергенно-измененных нефтей значения величины отношения фитан/ $n-C_{18}$ —0,43—0,82, пристан/ $n-C_{17}$ —0,43—0,62 указывают на значительную роль подтоков новых порций легкой нефти в залежи тяжелых, остаточных нефтей. Интересно отметить увеличение отношения пристан/фитан, пристан/ $n-C_{17}$ для единой нефтегазоконденсатной системы по направлению миграции флюидов. Для нефти Хыльчужской площади (глубина 2175—2187 м, плотность 0,8529 г/см³) отношение пристан/фитан равно 2,54, пристан/ $n-C_{17}$ —0,41, для конденсата (глубина 1824—1844 м, плотность 0,7669 г/см³)—5,42 и 0,66.

Все вышесказанное позволяет сделать предположение, что основ-

ные различия в углеводородном составе нефтей вызваны влиянием миграционных и гипергенных факторов как основных процессов, обусловивших разнообразие геохимического облика изученных флюидов.

Возможно также и значительное влияние процессов (аналогичных термодиффузионному разделению) на нефть Тимано-Печорской провинции, которые обусловлены резкими колебаниями температурного поля в пределах провинции и наличием горячих и холодных зон.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ИЗМЕНЕНИЯ
СВОЙСТВ ФЛЮИДОВ И КОЛЛЕКТОРОВ,
ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ В ПРЕДЕЛАХ
НЕКОТОРЫХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ
ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ**

**А. М. ГРУЗДЕВ, Н. К. ДЕДОВ, В. А. КАНЕВ, Р. Е. ОСИПОВА,
Ю. А. ПРОСУЖИХ, С. В. СЕМУКОВ, Е. И. ЧУМАНОВ**

Ухтинское территориальное геологическое управление, Ухта

В Тимано-Печорской провинции выявлено несколько нефтяных и газоконденсатных залежей с этажом продуктивности, измеряемом сотнями метров. Большие объемы бурения при разведке таких объектов, отбора керна, опробования, исследования глубинных проб нефтей позволили использовать корреляционный анализ. При этом оказалось, что для таких месторождений, как Вуктыльское, Усинское, Возейское, устанавливаются статистические связи ряда параметров с гипсометрическим положением пласта (объекта опробования) в пределах залежи, т. е. с удалением от уровня газоводяного, водонефтяного контактов (ГВК, ВНК). Для среднекаменноугольных отложений Вуктыльского месторождения выявлено обогащение конденсатного газа с глубиной тяжелыми углеводородами. В сочетании с закономерным изменением с глубиной начальных пластовых давлений и температур это обуславливает практически постоянную величину плотности пластового флюида в пределах всей залежи. Коэффициенты корреляции 0,78—0,95 установлены для гипсометрического положения с долей поровых коллекторов в разрезе и их средней пористостью.

Для среднедевонских отложений Усинского и юга Возейского месторождений, а также для верхнекаменноугольной и нижнепермской залежей последнего имеются статистические связи гипсометрии со свойствами нефтей и количеством растворенного газа. Параллельно

с изменением газового фактора по высоте залежей меняется количество азота, приходящегося на 1 т нефти.

На основании того, что свойства нефтей из старооскольских песчаников Усинского и юга Возейского месторождений укладываются в единую закономерность при значительном отличии нефтей из залегающих ниже пластов, можно полагать, что «старооскольская» залежь протягивается непрерывно через седловину между Усинским и Возейским поднятиями. Оба месторождения имеют поэтому общий внешний контур нефтеносности.

Обособление и выделение в самостоятельные объекты разработки верхнекаменноугольной «массивной» и нижнепермской пластовой залежи Возейского месторождения дополнительно обосновывается по сдвигу кривых регрессии статистических связей плотности и логарифма вязкости нефтей с гипсометрией объектов опробования.

При высоких коэффициентах корреляции свойств флюидов и коллекторов с хорошо координированным параметром возможно более достоверное определение средневзвешенных значений, выявление закономерных перетоков, контроль за разработкой залежей.

Закономерности изменения флюидов и коллекторов в пределах крупных залежей позволяют уточнить направленность природных процессов в течение геологического времени. На примере углеводородных скоплений Тимано-Печорской провинции находит подтверждение известное положение, что определяющим фактором изменений первоначально легких, высокогазонасыщенных нефтей являются контактирующие с ними пластовые воды. Наиболее изменены и дегазированы нефти на уровне ВНК, особенно в массивных залежах с высокопроницаемыми коллекторами (типичный пример — пермо-карбоновая залежь Усинского месторождения).

В значительной степени гипергенно измененные нефти ряда залежей Тимано-Печорской провинции обладают аномальными свойствами. Выполненные нами экспериментальные исследования по изучению реологических и неравновесных свойств высоковязких нефтей Усинского, Салюкинского, Падимейского, а также высокопарафиновых нефтей Командиршорского и других месторождений показали, что вязкость этих нефтей зависит от приложенных градиентов давления. Кроме того, они обладают релаксирующими свойствами, характерными для вязкоупругих систем. Учет релаксируемых свойств высоковязких нефтей на стадии разведки и разработки месторождений позволит с большей достоверностью оценивать гидродинамические параметры пласта, определять коэффициенты нефтеотдачи, вести рациональную разработку месторождений.

Хорошо известно явление замедления катагенетических процессов в нефтегазонасыщенных коллекторах. В процессе разведки среднего девона Усинского, Возейского, Харьягинского месторождений установлено сохранение высоких фильтрационных и емкостных свойств кол-

лекторов на больших глубинах в отложениях нижнедевонско-силурийского комплекса.

При постепенном заполнении углеводородами крупных, особенно высокоамплитудных ловушек (подобных среднекаменноугольной Вуктыльского месторождения), более высокая пористость и проницаемость сохраняется в своде структуры.

В пределах крупных залежей, таким образом, в направлении от ВНК (ГВК) к своду наиболее вероятно закономерное увеличение проницаемости, пористости, газо-нефтенасыщенности коллекторов, давления насыщения, газового фактора, содержания азота растворенного в 1 т нефти, уменьшение вязкости и плотности нефти и содержания в ней гетерогенных элементов.

На процессы изменения коллекторов и нефтей несомненно значительное влияние оказывают термобарические условия. За счет повышения растворимости в водах и ускорения диффузии газов при высоких давлениях и температурах (более 80°C) происходит относительно сильная дегазация глубокозалегающих нефтяных скоплений (таких, например, как в среднем девоне Верхне-Грубешорского месторождения) при сохранении малозмененными свойств жидкой фракции углеводородов.

Термобарические условия связаны, в свою очередь, со строением осадочного чехла и тектоническим развитием того или иного района. Характерной чертой осадочных толщ является анизотропия по тепло- и температуропроводности. В сочетании с дислоцированностью, наклонным залеганием пластов это обуславливает рефракцию теплового потока, усиление его в пределах локальных положительных структур, валов, флексур. Принципиально важным представляется динамичность теплового режима во времени. В процессе общего погружения, сопровождаемого осадконакоплением с более высоким темпом прогибания отрицательных структур, происходит ускоренный прогрев сводов и крутых крыльев антиклиналей и валов. Процесс изменения теплового режима во времени сопоставим с длительностью тектонического развития того или иного структурного элемента. Наибольшее влияние на современное состояние теплового поля оказали, по-видимому, унаследованные нео- и современные тектонические движения.

Повышение температуры флюида, заполняющего линзы коллекторов в пределах высокоамплитудных положительных структур (например, Усино-Колвинского мегавала) приводит к переходу от упругого к термоупругому режиму, проявлением которого является аномально высокое пластовое давление (АВПД). Если в открытой гидродинамической системе (средний девон Усинского и южная часть Возейского месторождений) пластовое давление нормальное гидростатическое, то величина относительной аномалии давления в линзах определяется величиной прогрева, соотношением заполняющих их флюидов, коэффициентами теплового расширения и упругости. Наибольшие аномалии пла-

стового давления должны наблюдаться в линзах, заполненных низкогазонасыщенными минерализованными пластовыми водами, наименьшие — в полностью газонасыщенных. Акватермический эффект повышения давления в замкнутых водонасыщенных линзах среднедевонских песчаников в интервале глубин 3000—3500 м, по нашим расчетам, превышает 2 МПа/°С. Для создания аномалий давления, зафиксированных в скважинах Возейского и Харьятинского месторождений, достаточно повышения температуры в линзах на 3—5°С.

Сам факт проявлений аномально-высоких пластовых давлений (АВПД) позволяет утверждать, что они связаны с закрытой в настоящее время гидродинамической системой — с линзами коллекторов, надежно перекрытых и сверху и снизу глинистыми и глинисто-карбонатными породами верхнего, среднего и нижнего девона. Высокие изолирующие свойства межпластовых пачек, сложенных древними значительно катагенетически преобразованными аргиллитами, могут быть обусловлены интенсивной цементацией микротрещин кальцитом при циркуляции растворов, обогащенных углекислотой, которые образуются при термическом разложении карбонатов, нагретых до температуры более 100°С. Выпадение карбонатов происходит вследствие снижения парциальной упругости CO_2 , а также при смешении с более метаморфизованными, обогащенными кальцием водами. Заметим, что в условиях севера Тимано-Печорской провинции значительная часть объема известняков и доломитов нижнего девона и силура имеет пластовые температуры, достаточные для осуществления указанного процесса.

О ГЕНЕТИЧЕСКОЙ ОСНОВЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

П. К. КУЛИКОВ

Тюменский индустриальный институт, Тюмень

Как показывают расчеты, лабораторные и натурные геологические исследования, в платформенных и геосинклинальных седиментационных бассейнах с геотермическим градиентом порядка $3,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, к которым относится подавляющее большинство бассейнов, выделение углеводородных газов в свободную фазу происходит в два этапа — при прохождении газоматеринских толщ через интервалы глубин 1—2,8 и 4,5—7 км. Генерация нефти в масштабах, достаточных для образования ее промышленных скоплений, осуществляется главным образом в интервале 2,5—5 км. Из этого следует, что в разрезах нефтегазоносных комплексов нефтяные и газовые залежи должны размещаться зонально, причем наиболее вероятна зональность следующего вида: интервал 0—1 км — непродуктивная зона, инт. 1—2 км — зона распространения небольших газовых скоплений, инт. 2—5 км — газонефтеносная зона, содержащая небольшие газовые и значительные нефтяные залежи, инт. 5—7 км — нефтегазоносная зона с небольшими залежами метанизированной нефти и крупными залежами газа, глубины более 7 км — зона распространения крупных газовых скоплений.

Такая зональность кажется совершенно естественной, а представление о ней достаточно обоснованным. Поэтому многие исследователи широко используют ее как основу для построения прогнозов нефтегазоносности. Однако действительное распределение залежей во многих случаях бывает несравненно более сложным. Понятно, что прогнозы нефтегазоносности в такой обстановке нередко оказываются несостоятельными.

По нашим представлениям, нарушение теоретически нормальной зональности — явление закономерное. Оно тесно связано с самим процессом образования залежей и представляет собой один из обязательных его результатов.

Согласно исследованиям М. С. Бурштара, И. В. Высоцкого, У. К. Гассоу, А. А. Карцева, А. Л. Козлова, В. П. Козлова, А. Э. Конторовича, В. Н. Корценштейна, М. Н. Кругликова, С. Г. Неручева, И. И. Нестерова, С. П. Максимова, В. П. Савченко, В. А. Соколова, В. П. Строганова и многих других советских и зарубежных ученых, залежи нефти и газа могут формироваться несколькими различными способами. Это означает, что в природе существуют залежи, отличающиеся друг от друга своим происхождением, т. е. залежи нефти и газа представлены несколькими генетическими типами.

Основными типами залежей являются следующие [1, 2]:

- залежи интратриадомные (нефтяные и газовые) образуются путем аккумуляции микро нефти и газа, выделяющихся в свободную фазу непосредственно в зоне генерации углеводородов после того, как пластовые воды и рассеянные органические поглотители ими полностью насытятся;

- залежи интраприванные (нефтяные и газовые) образуются путем улавливания струй жидких и газообразных углеводородов, движущихся вверх по восстанию проницаемых пластов из переполненных или раскрывшихся ловушек;

- залежи кластогенные (нефтяные и газовые) образуются путем улавливания струй нефти и газа, поднимающихся вертикально вверх из глуболежащих разрушающихся залежей по зияющим разломам и трещинам;

- залежи элизионные (газовые) возникают за счет газа, выделяющегося в свободное состояние на восходящих отрезках элизионных водных потоков;

- залежи инверсионные (газовые) формируются за счет газа, переходящего в свободное состояние в местах падения пластового давления, обусловленного воздыманием земной коры.

Залежи перечисленных типов по их положению относительно мест генерации жидких и газообразных углеводородов группируются в два класса — класс первичных (аутигенных) и класс вторичных (аллотигенных) залежей.

К первичным относятся интратриадомные и инверсионные залежи. Это, как правило, небольшие скопления нефти и газа, залегающие внутри собственных нефтегазоматеринских толщ, в пределах их генерирующих участков. Углеводороды, составляющие первичные залежи, располагаются в местах своего рождения и, следовательно, являются автохтонными. Размещение залежей в разрезе контролируется только процессами генерации углеводородов, и поэтому отвечает нормальной зональности.

К классу вторичных относятся интрапированные, элизигенные и кластогенные залежи. Эти залежи распространены главным образом в областях глубокого (6—7 км и более) прогибания земной коры, характеризуются резко различными величинами запасов, вплоть до гигантских [3], и образованы углеводородами, находящимися в аллохтонном состоянии. Последнее чрезвычайно важно.

В аллохтонное состояние углеводороды переходят в основном вследствие разрушения первичных нефтяных и газовых скоплений. Это означает, что формирование вторичных залежей осуществляется на фоне коренного перераспределения ресурсов нефти и газа, в процессе которого одни горизонты и площади бассейна аномально обогащаются углеводородами, другие, наоборот, резко обедняются ими. Сложившаяся ранее нормальная зональность размещения залежей нефти и газа в разрезе нефтегазоносного комплекса при этом, естественно, грубо нарушается и перестает существовать.

При образовании вторичных залежей нефть и газ, претерпевая далекое латеральное (межструктурное и даже межрайонное) и вертикальное (межрезервуарное) перемещение, поступают из мест их генерации в среду, основные свойства которой (геохимические, геотектонические, литологические, фациальные, геотермические и др.) им чужды и не соответствуют ни их запасам, ни их генезису, ни их местоположению. Одновременно приходят в несоответствие параметры среды и ресурсы углеводородов в тех местах, где углеводороды генерируются.

Понятно, что в таких условиях весь тот арсенал приемов и критериев, который используется сейчас при оценке перспектив нефтегазоносности и подсчете потенциальных ресурсов нефти и газа, становится недостаточным. Он должен быть усовершенствован. Для этого имеется единственный путь — от схемы погоризонтного распределения ресурсов, опирающейся только на метаморфизм рассеянных органических веществ и интенсивность процессов генерации углеводородов на разных гипсометрических уровнях, нужно перейти на более сложную модель нефтегазоносного бассейна, которая должна отражать и процесс генерации углеводородов, и процесс формирования скоплений разных генетических типов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дедеев В. А., Куликов П. К. Основы процессов нефтегазонакопления (на примере Западной Сибири). — Л.: Наука, 1977. — 144 с.
2. Куликов П. К. Генетические типы газовых скоплений. — Сов. геология, 1975, № 11, с. 40—51.
3. Куликов П. К. Генетические типы и механизм образования гигантских газовых месторождений. — Сов. геология, 1976, № 7, с. 15—24.

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА НИЖНЕФРАНСКОЙ ГЛИНИСТОЙ ПОКРЫШКИ СЕВЕРА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

Б. А. ПИМЕНОВ, Е. О. МАЛЫШЕВА

Коми филиал АН СССР, Сыктывкар

Терригенные отложения среднего девона являются основным промышленно-нефтегазоносным комплексом в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне (НГБ). Подтверждением его высоких перспектив явились открытия на севере бассейна таких залежей углеводородов, как Усинской, Возейской, Харьгаинской и др. Одним из главных условий формирования и сохранения залежей в отложениях среднего девона явилось наличие достаточно мощной и хорошо выдержанной по простиранию покрышки, представленной преимущественно глинистыми породами кыновского и саргаевского горизонтов верхнего девона.

Авторами изучались разрезы нижнефранских отложений севера бассейна в пределах Денисовского и Хорейверского мегапрогибов, Колвинского мегавала и Варандей-Адзьвинской структурной зоны, на основании чего сделана попытка оценить характер изменения качества нижнефранской покрышки на изученной площади бассейна.

Экранирующие свойства глинистых покрышек, как уже отмечалось многими исследователями [1, 3], зависят от ряда факторов, среди которых можно выделить мощность, неоднородность разреза, выдержанность по площади, текстурно-структурные особенности пород, слагающих покрышку, их гранулометрический и минералогический состав, тип и количество органического вещества, состав поглощенного комплекса глинистых пород.

Авторы считают, что оценка качества глинистого экрана может проводиться лишь по комплексу параметров, характеризующих все особенности его строения. Для этого на основании детального литолого-

минералогического изучения разрезов нижефранской покрывки, а также анализа гидродинамических условий в экранируемых ими пластах-коллекторах нами составлена оценочная шкала, в которой выделены четыре класса в порядке ухудшения экранирующих свойств. Как видно из табл. 1, увеличение мощности покрывки существенно сказывается на улучшении ее экранирующих свойств (ЭС) лишь при прочих равных условиях. При ухудшении остальных параметров по увеличению мощности покрывки нельзя говорить об улучшении ее качества.

Под неоднородностью разреза покрывки нами понимается наличие пропластков более проницаемых, по сравнению с основной глинистой толщей. Соответственно при увеличении неоднородности разреза до определенной величины покрывка может прекратить выполнение функции экрана и даже при незначительных перепадах давлений пропускать углеводороды.

Минералогический состав глин, по мнению большинства исследователей, является существенным фактором, влияющим на изменение ЭС покрывок. По уменьшению пластичности глины различного минералогического состава, при прочих равных условиях, располагаются в следующий ряд: монтмориллонитовые, смешанослойные монтмориллонит-гидрослюдистые, гидрослюдистые, хлоритовые и каолинитовые.

Структурно-текстурные особенности относятся к числу важнейших признаков, имеющих большое значение при формировании ЭС глинистых покрывок. Детальные литолого-петрографические исследования, выполненные авторами, а также данные других исследователей показывают, что лучшие по качеству покрывки сложены глинами с беспорядочной микротекстурой и лептопелитовой и мегапелитовой микроструктурами.

Характер влияния органического вещества (ОВ) на экранирующие свойства глинистых покрывок подробно рассмотрен в работе Т. Т. Клубовой [1]. Ею выделены три типа ОВ: I тип представлен углефицированным растительным детритом, II — растительными остатками, содержащими значительное количество легко гидролизующихся компонентов, главным образом гуминовых кислот, III — ОВ, сорбированное глинистыми минералами. ОВ III типа положительно влияет на формирование ЭС глинистых пород. Оно служит как бы цементом, упрочивающим глинистые породы. Некоторую роль в улучшении ЭС глинистых пород играет и ОВ II типа, главным образом за счет легко гидролизующихся подвижных компонентов, сорбируемых глинистыми минералами.

Важным показателем глинистых покрывок являются суммарная емкость поглощения и состав отдельных катионов, с которыми причинно связаны пластичность, набухаемость, пористость, проницаемость и другие свойства глин.

О качестве покрывок можно судить в какой-то мере по физическим свойствам нефтей, газовому фактору, разнице коэффициентов напорности в гидродинамических комплексах над покрывкой и под

Таблица 1

**Оценочная шкала качества нижнефранской региональной глинистой покрывки
Тимано-Печорского НГБ**

Классы	Подклассы	Типы пород, составляющих покрывку	Мощность, м	Неоднородность, %	Доминирующий минералогический состав	Суммарная емкость поглощения, мг-экв. на 100 г породы	Содержание песчано-алевродитового материала, %	Наиболее характерные микро-текстуры	Проблема-ющий тип ОВ (не Клубовой)	Градиенты пластовых давлений	Примеры установленных залежей
I		Глина тонкодисперсная	>80	до 5	СО, Г, М	30	1—5	Беспорядочные	III, II	1,2	Возейское и Харьпинское месторождения
II	a	Глина крупнодисперсная	>30	до 10	Г, СО, К	25—30	5—10	Беспорядочные, слоистые	III, II	1,1—1,2	Усинское месторождение и южная залежь Возейского
II	b	Глина алевритовая	Мощность изменяется в очень широких пределах и оказывающего влияния на качество покрывки не оказывает	до 15	Г, СО, К	20—30	10—20	Слоистые	II, III I	1,1—1,2	Верхне-Грубешорское месторождение, залежь газоконденсата на Командиршорской площади
III	a	Глина сильноизвестковистая с прослоями известняков		до 40	Г, СО			»	II, I, III	1,0—1,1	Средне-Макарихинское месторождение, залежь тяжелой нефти
III	b	Глина алевритовая		до 30	Г, СО, К	15—25	10—30	»	I, II, III	1,0—1,1	Пашшорское месторождение
IV		Глина песчано-алевролитовая с многочисленными прослоями песчанника		40	Г, К, СО	15—25	20—40	»	I, II, III	1,0	Не установлено

Примечание. М — монтмориллонит, Г — гидрослюда, К — каолинит, СО — смешанослойные.

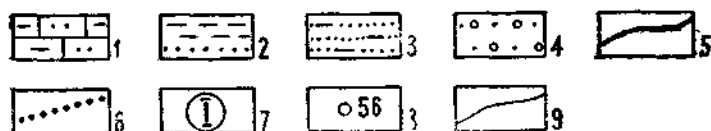
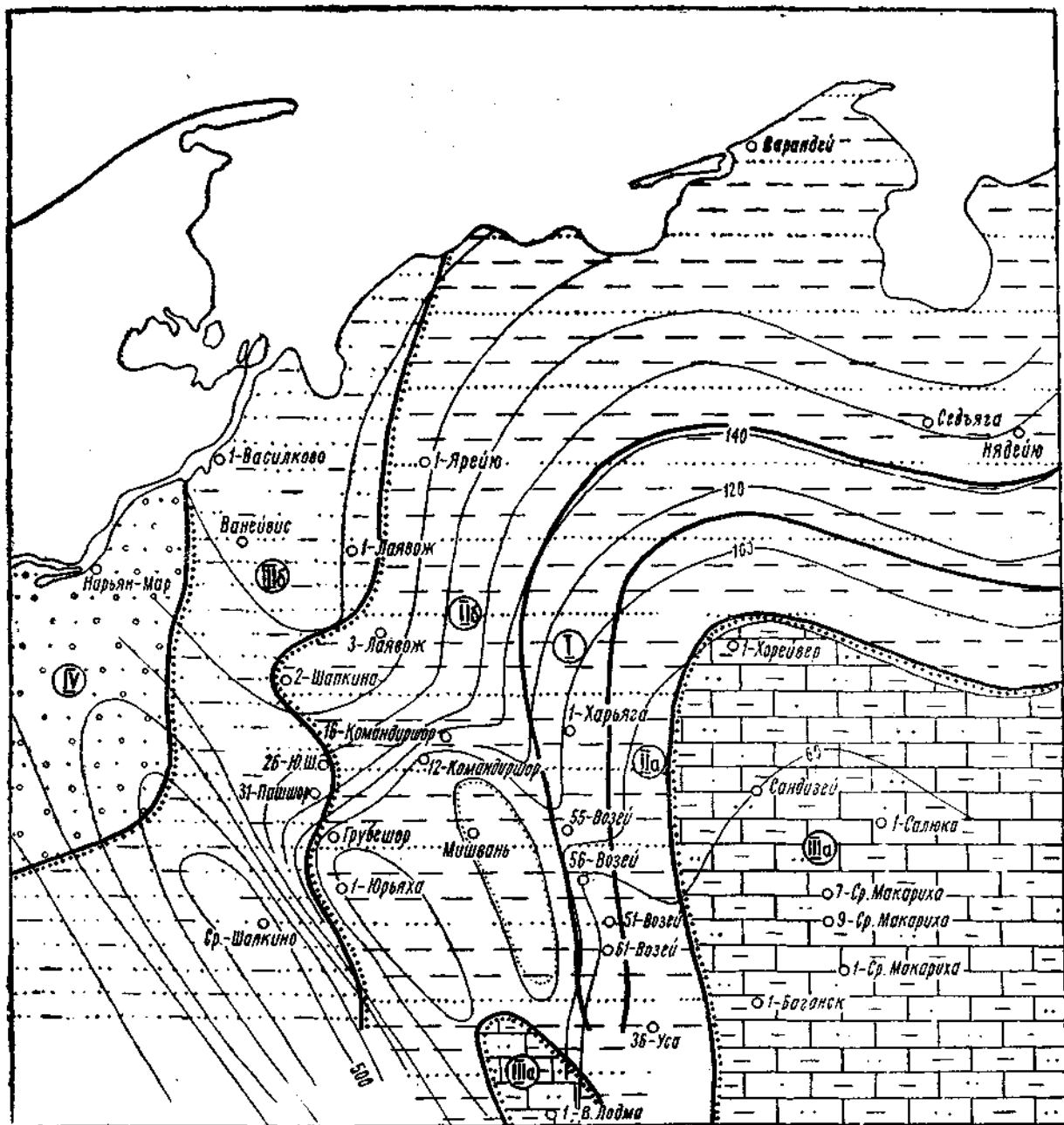


Рис. Схематическая карта качества нижнефранской региональной покрывки.

1—4 — тип пород, составляющих покрывку: 1 — глинисто-карбонатные породы, 2 — алевро-глинистые породы с подчиненным количеством карбонатных, 3 — алевро-глинистые породы с подчиненным количеством песчаных, 4 — песчаные породы с подчиненным количеством глинисто-алевритовых; 5 — границы зон качества; 6 — границы литолого-фациальных зон; 7 — номера зон качества; 8 — опорные разрезы; 9 — изопакхты.

ней, а также по градиентам пластовых давлений в экранируемых ими залежах углеводородов: чем выше градиент, тем, следовательно, надежнее покрытие [2].

При рассмотрении факторов, влияющих на экранирующие свойства покрышек, неоднократно отмечалось, что фациальные условия седиментации играют основную роль в формировании различных по качеству покрышек и что фациальный анализ отложений является основой для прогнозирования покрышек [3]. Поэтому авторами был проведен анализ литолого-фациальных условий в нижнефранское время, который позволил выделить на изученной территории бассейна осадки двух групп фаций (макрофаций): переходных и морских. Среди морских фаций различаются фации мелководной прибрежной области шельфа, фации относительно глубоководной части шельфа с глинисто-карбонатным типом разреза.

Карта качества нижнефранской региональной покрышки (см. рисунок) построена на литолого-фациальной основе, а зоны с различным качеством покрышки выделялись в соответствии с оценочной шкалой (табл. 1).

Наиболее благоприятными экранирующими возможностями обладают отложения, относимые нами в классу качества I и развитые в области перехода от мелководного шельфа к относительно глубоководному с мощностями разреза свыше 80 м. В этой зоне нами детально изучены разрезы скважин 55 и 56, расположенных на севере Возейской структуры. В разрезе четко выделяются две глинистые пакки, разделенные небольшим алевроитовым прослоем. Аргиллиты, слагающие большую часть разреза, характеризуются беспорядочной, реже линзовидно-слоистой текстурой, лептопелитовой, мегапелитовой и реже алевропелитовой структурами. Основная глинистая масса представлена гидрослюдистыми (40—50%), смешанослойными (25—30%), каолинистыми (15—25%) и в подчиненном количестве хлоритовыми минералами. Для аргиллитов характерно высокое содержание ОВ III и II типов. Суммарная емкость поглощения глинистых пород (табл. 2) изменяется от 22 до 38 мг-экв. на 100 г породы. Характерным для разрезов рассматриваемой зоны является сравнительно однородный гранулометрический состав с высоким (70—90%) содержанием глинистой фракции. В отложениях среднего девона, экранируемых покрышками данной зоны, установлены залежи нефти и газоконденсата на Возейской и Харьятинской структурах. Нефти характеризуются небольшим удельным весом, высоким газовым фактором. Градиенты пластовых давлений, рассчитанные для сводовых частей залежей, превышают 1,2.

К подклассу качества IIa отнесены отложения области перехода от мелководной к относительно глубоководной части шельфа (с мощностями менее 80 м), развитые в южной части Возейской и на Усинской структурах. По литологическому составу разрезы аналогичны вышеописанным на севере Возейской структуры. Основная глинистая масса

представлена гидрослюдистыми (60—70%), каолинистыми (10%) и смешанослойными (15—25%) минералами. Состав поглощенного комплекса (табл. 2) характеризуется несколько более повышенным содержанием щелочноземельных катионов. Залежи нефти, установленные на Усинской и Возейской структурах и контролируемые покрывками подкласса качества IIa, характеризуются значительно более низким газовым фактором, пониженными значениями градиентов пластовых давлений — 1,15—1,18.

Таблица 2

Состав поглощенного комплекса глинистых пород нижнефранской покрывки севера Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна

Номер скв.	Номер образца	Интервал отбора образца, м	Поглощенные катионы в мг-экв. на 100 г породы				Относительное содержание катионов		
			Ca'' + Mg''	Na'	K'	Сумма поглощенных катионов	Ca'' + Mg''	Na'	K'
Класс качества I									
Харьгинская площадь									
1	4033	3462,8—3464,8	11,977	14,024	2,465	28,646	41,8	49,6	8,6
1	4034	3492,6—3495,0	8,686	7,048	1,524	17,258	50,3	40,9	8,8
1	4035	3531,1—3533,6	9,528	5,543	1,997	17,068	55,8	32,5	11,7
Возейская площадь									
55	1116	3490,5—3505,5	10,343	10,261	2,890	23,494	44,0	43,6	12,4
55	1112	3490,5—3505,5	9,11	14,435	1,56	25,105	36,2	57,5	6,3
55	1108	3490,5—3505,5	8,574	14,826	1,637	25,037	34,2	59,3	6,5
55	1107	3506,5—3522,5	8,367	9,522	2,583	20,472	40,8	46,6	12,6
55	1103	3506,5—3522,5	6,476	17,13	7,315	30,921	20,9	55,4	23,7
55	1099	3522,5—3538,6	8,887	9,217	2,404	20,508	43,3	45,0	11,7
55	1093	3522,5—3538,6	5,351	14,391	2,046	21,788	24,6	66,0	9,4
55	1089	3538,6—3559,6	8,066	7,978	2,977	19,021	42,4	42,0	15,6
55	1088	3559,6—3570,9	10,558	9,413	1,918	21,889	48,2	43,0	8,8
55	1084	3570,9—3587,1	9,054	9,87	2,532	21,456	42,2	46,0	11,8
56	4580	3100,7—3116,1	6,816	17,391	2,199	26,406	25,8	65,9	8,3
56	4582	3100,7—3116,1	8,786	24,73	5,593	39,109	22,4	63,3	14,3
56	4584	3131,3—3146,3	7,855	7,643	5,092	20,59	38,1	37,2	24,7
56	4586	3146,3—3161,3	9,926	8,435	6,714	25,075	39,5	33,7	26,8
56	4587	3146,3—3161,3	8,901	9,461	5,371	23,733	37,5	39,8	22,7
Класс качества IIa									
Возейская площадь									
54	182	3208,0—3222,0	5,278	13,043	6,854	25,175	21,0	51,8	27,2
54	177	3225,0—3239,0	4,944	14,696	2,506	22,146	22,3	66,4	11,3
57	1053	3140,1—3145,1	9,016	7,435	1,969	18,42	48,9	40,4	10,7
57	1051	3145,1—3153,1	4,396	15,783	0,409	20,588	21,3	76,7	2,0
57	1050	3145,1—3153,1	5,335	16,565	2,174	24,074	22,2	68,8	9,0
58	1065	3189,2—3202,9	4,049	13,739	1,228	19,016	21,3	72,2	6,5

Номер скв.	Номер образца	Интервал отбора образца, м	Поглощенные катионы в мг-экв. на 100 г породы				Относительное содержание катионов		
			Ca''+Mg''	Na'	K'	Сумма поглощенных катионов	Ca''+Mg''	Na'	K'
Усинская площадь									
30	67	3311,3—3326,3	8,498	4,739	2,174	15,411	55,1	30,8	14,1
28	66	3262,6—3276,7	7,814	7,609	2,366	17,789	43,9	42,8	13,3
33	79	2895,9—2911,0	10,315	7,609	0,946	18,87	51,6	40,4	5,0
28	64	3262,6—3276,7	14,793	6,652	2,89	24,335	60,8	27,4	11,8
33	80	2911,0—2926,1	12,232	8,783	4,015	25,03	48,8	35,0	16,2
35	84	3005,4—3021,0	16,359	7,0	2,302	25,661	65,7	27,3	9,0
35	82	2999,7—3005,4	13,843	8,957	4,169	26,969	51,3	33,3	15,4
Класс качества IIб									
Командиршорская площадь									
12	2573	4350,0—4363,0	10,08	11,526	2,228	23,834	42,3	48,4	9,3
12	2756	4350,0—4363,0	10,301	17,643	0,675	28,619	36,0	61,6	2,4
12	2758	4350,0—4363,0	9,593	11,443	1,962	22,998	41,7	49,8	8,5
12	2760	4390,0—4396,0	13,893	14,87	3,35	32,043	43,1	46,4	10,5
12	2762	4390,0—4396,0	10,396	14,739	2,501	27,636	37,6	53,3	9,1
Ярейюская площадь									
1	4701	4020,0—4028,0	8,609	16,739	5,499	30,847	27,9	54,3	17,8
1	4702	4071,0—4073,0	8,066	13,87	6,138	28,074	28,7	49,4	21,9
Седьягинская площадь									
1	4901	2887,0—2893,0	10,868	17,174	4,527	32,569	33,4	52,7	13,9
1	4905	2996,0—2999,0	9,244	13,826	4,527	27,597	33,5	50,1	16,4
1	4904		7,162	12,209	3,460	22,831	31,4	53,4	15,2
Класс качества IIIб									
Лаявожская площадь									
3	1248	4283,0—4289,0	10,41	7,391	2,558	20,359	51,1	36,3	12,5
3	1254	4312,0—4320,0	8,733	6,478	2,455	17,666	49,4	36,6	13,8
3	1257	4320,0—4328,0	8,811	7,826	2,199	18,836	46,7	41,5	11,6
3	1264	4498,0—4499,0	6,247	10,391	2,276	18,914	33,0	54,9	12,0
3	1265	4523,0—4528,0	10,102	7,696	1,535	19,333	52,3	39,8	7,8
Мишванская площадь									
11	4046	4388,0—4404,0	8,682	9,087	3,875	21,644	40,1	42,0	17,9
11	4048	4388,0—4404,0	8,492	8,522	1,946	18,96	44,8	44,9	10,3
11	4049	4424,0—4439,0	9,091	8,739	2,506	20,336	44,7	43,0	12,3
11	4052	4424,0—4439,0	7,81	11,435	3,376	22,621	34,5	50,6	14,9
11	4055	4424,0—4439,0	8,775	10,522	6,752	26,049	33,7	40,4	25,9
11	4057	4424,0—4439,0	13,364	3,652	2,455	19,471	68,6	18,8	12,6
Пашшорская площадь									
34	1178	3724,4—3728,9	7,713	7,957	4,68	20,35	37,9	39,1	22,9
34	1179	3724,4—3728,9	7,957	9,087	4,834	21,878	36,2	41,6	22,2
34	1180	3800,7—3802,0	3,961	8,0	2,941	14,902	26,5	53,8	19,7

Номер скв.	Номер образца	Интервал отбора	Поглощенные катионы в мг-экв. на 100 г породы				Относительное содержание катионов		
			Ca''+Mg''	Na'	K'	Сумма поглощенных катионов	Ca''+Mg''	Na'	K'
36	2722	3575,6—3582,3	7,83	11,63	2,662	22,122	35,4	52,6	12,0
36	2723	3575,6—3582,3	7,568	13,657	3,545	24,77	30,6	55,1	14,3
36	2724	3575,6—3582,3	7,18	8,778	2,276	18,234	39,4	48,1	12,5
36	2725	3575,6—3582,3	7,357	7,526	6,703	21,586	34,1	34,9	31,0
Нижний Тобыш									
23	3587	1166,6—1172,9	17,132	6,030	2,714	25,876	66,2	23,3	10,5
23	3606	1025 — 1030	11,105	7,526	2,320	20,951	53,0	35,9	11,1
23	3607	980 — 987,5	17,922	15,057	2,228	35,207	50,9	42,8	6,3
23	3609	987,5— 980	16,734	12,374	2,583	31,691	52,8	39,0	8,2
23	3611	972,9— 980	14,691	11,309	2,524	28,524	51,5	39,7	8,8
23	3614	952,5— 957,5	10,806	8,222	4,862	23,89	45,2	34,4	20,4
23	3617	939,5— 947	9,15	10,330	1,348	20,828	43,9	49,6	6,5

Покрышки подкласса качества IIб нами выделяются в области развития фаций мелководного шельфа. Область распространения их приурочена к центральной и восточной частям Денисовского мегапрогиба и северной части Колвинского мегавала, Хорейверского мегапрогиба и Варандей-Адзввинской структурной зоны (Командиршорская, Верхне-Грубешорская, Ярейюская, Варандейская, Седьягинская и Нядейюская структуры). Мощность покрышек этого класса изменяется весьма значительно: от 80 до 200 м, неоднородность достигает 15%. Сложены они аргиллитами в основном со слоистой и линзовидно-слоистой микротекстурой и алевропелитовой микроструктурой (содержание алевролитового материала до 20%). Основная глинистая масса хорошо ориентирована и представлена гидрослюдой (до 50%), смешанослойными минералами (20—50%), каолинитом (25—60%) и хлоритом (10%). В составе ОВ наряду со II и III типом появляется много ОВ I типа.

Под покрышками класса качества IIб в настоящее время установлены залежи нефти на Верхне-Грубешорской структуре и газоконденсата на Командиршорской. Градиенты пластовых давлений, рассчитанные по ним, составляют 1,12—1,19.

В качестве подкласса IIIа нами выделяются глинисто-карбонатные покрышки, развитые на большей части Хорейверского мегапрогиба (Средне-Макарихинская, Салюкинская, Баганская и Хорейверская структуры). Из-за повышенной склонности к трещинообразованию карбонатных пород покрышки этого класса качества обладают сравнительно невысокими экранирующими возможностями. На всей этой территории под нижнефранской покрышкой выявлена лишь одна небольшая залежь тяжелой дегазированной нефти на Средне-Мака-

рихинской структуре. Градиенты пластовых давлений, рассчитанные для этой залежи, незначительно превышают I. Вопрос наличия таких залежей под покрышками подкласса качества IIIa еще нуждается в исследовании в связи с аномальным составом нефтей по сере (не исключено влияние древних гипергенных процессов).

Покрышки подкласса качества IIIб развиты в западной части Денисовского мегапрогиба и на юге Шапкина-Юрьяхинского вала (часть Лаявожской, Пашшорская, Южно-Шапкинская, Василковская, Верхне-Куйская, Выдшорская, Средне-Шапкинская структуры). Основным отличием их от покрывок класса IIб является более высокая неоднородность (15—25%) и значительно большее содержание алевроитового материала в глинах (30—35%).

К классу качества IV нами отнесены отложения зоны переходных фаций, а также прилегающий к ней участок подзоны мелководного шельфа. Разрезы характеризуются высокой неоднородностью (порядка 40%) и значительным содержанием песчано-алевритового материала в аргиллитах (30—40%). Аргиллиты пестроцветные, со слоисто-линзовидной микротекстурой и алевропелитовой микроструктурой. Основная глинистая масса представлена гидрослюдой (65%), каолинитом (15%), смешанослойными минералами (20%). Отмечается ОВ трех типов. Градиент пластовых давлений в экранируемых пластах не превышает 1,05. Класс качества IV нижефранской региональной покрывки обладает крайне неблагоприятными возможностями для сохранения залежей в нижележащих отложениях.

Таким образом, в пределах северной части Тимано-Печорского НГБ выделены различные по экранирующим свойствам зоны нижефранской покрывки, распространение которых хорошо согласуется с литолого-фациальными условиями седиментогенеза нижефранских отложений. Наилучшими экранирующими возможностями обладают покрывки, развитые в области перехода от мелководной к относительно глубоководной части шельфа с мощностями свыше 80 м на севере Возейской и на Харьягинской структурах. По мере приближения к береговой линии нижефранского бассейна качество покрывки ухудшается и самые неудовлетворительные покрывки отмечаются в зоне развития переходных фаций. Полученные нами данные следует учитывать при перспективной оценке территории на нефть и газ и при проведении поисково-разведочных работ на севере Тимано-Печорского НГБ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Клубова Т. Т. Глинистые минералы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции нефти.— М.: Недра, 1973.— 256 с.
2. Козлов А. Л. Формирование и размещение нефтяных и газовых залежей.— М.: Гостоптехнадат, 1959.— 164 с.
3. Прозорович Г. Э. Покрывки залежей нефти и газа.— М.: Недра, 1972.— 120 с. (Тр. ЗапСибНИГНИ; вып. 49).

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ В СВЯЗИ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ

Л. З. АМИНОВ, В. А. ГОРБАНЬ, А. З. ПАНЕВА, В. Ф. УДОТ

Коми филиал АН СССР, Сыктывкар

В основу геохимической оценки перспектив нефтегазоносности положено количественное определение нефтегазопродуцирующих возможностей пород отдельных стратиграфических горизонтов. Исследования проводились в пределах Хорейверской впадины, Варандей-Адзвинской структурной зоны и Печоро-Колвинского авлакогена. Объемы разнофациальных пород, скорости их накопления, генетический тип и морфология органического вещества (ОВ), содержание его в породах и типы битумоидов приведены на рис. 1 и 2, табл. 1 и 2. На основе аналитических определений рассчитано количество жидких и газообразных углеводородов (УВ), генерированных рассеянным органическим веществом пород при катагенезе, и их распределение по разрезу (рис. 1).

Фанерозойские отложения на севере Тимано-Печорской провинции имеют мощность от 6 до 9 км. В их разрезе выделяются четыре толщи пород, отражающие циклы седиментогенеза первого порядка: ранне-среднепалеозойский, среднепалеозойско-раннемезозойский, средне-поздне-мезозойский и кайнозойский.

Из отложений ранне-среднепалеозойского цикла седиментогенеза изучались осадочные образования силурийского и раннедевонского времени, представленные карбонатными и глинисто-карбонатными породами, основная часть которых формировалась в морских водоемах повышенной солености, меньшая — в мелководно-морских и морских бассейнах нормальной солености. Они составляют 15,9% от общего объема пород осадочного чехла рассматриваемой территории.

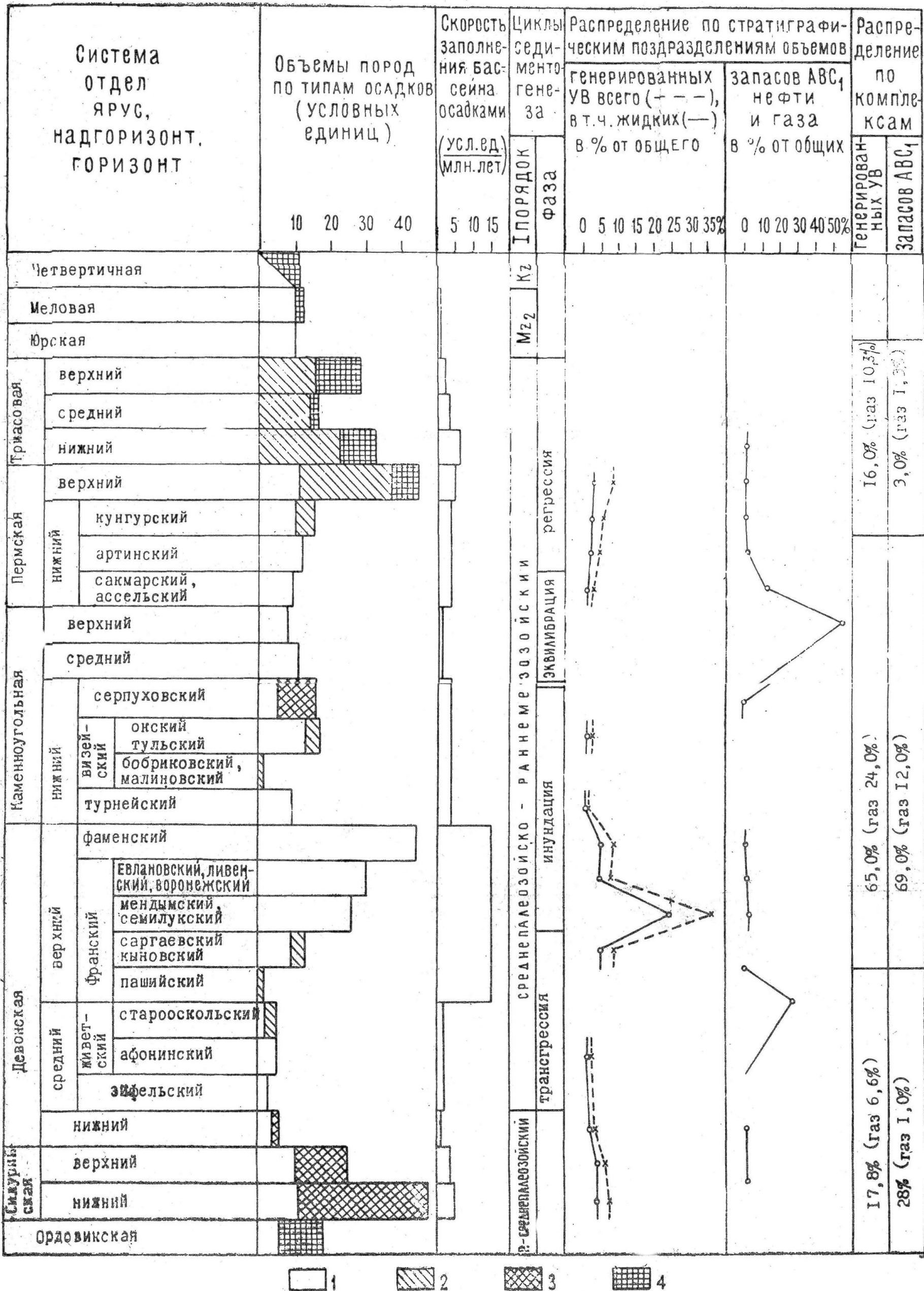


Рис. 1. Распределение объемов разнофациальных осадков и генерированных ими углеводородов в разрезе фанерозоя севера Тимано-Печорской провинции.
1—4 — фациальные типы осадков: 1 — отложения открытой части моря, мелкого и глубокого шельфа, 2 — лагунные и озерные отложения, в том числе углесодержащие, 3 — отложения внутренних морей, заливов и озер с повышенной соленостью, солеродных бассейнов, 4 — отложения низменных и возвышенных равнин, плато и гор (континентальные комплексы осадков).

Система, отряд, ярус, надгоризонт, горизонт	Морфологическая форма	Морские						Лагуновые						Континентальные					
		Содержание в разрезе пород, %			Содержание в породе, %			Содержание в разрезе пород, %			Содержание в породе, %			Содержание в разрезе пород, %			Содержание в породе, %		
		Олигисты карбонатных	Нефтегазовые	Ритониды	Сорт (число определений)	ХБ (число определений)	М-ПЗ УВ	Олигисты карбонатных	Нефтегазовые	Ритониды	Сорт (число определений)	ХБ (число определений)	М-ПЗ УВ	Олигисты карбонатных	Нефтегазовые	Ритониды	Сорт (число определений)	ХБ (число определений)	М-ПЗ УВ
Брокая		54	-	2,21(19)	0,048(21)	143	19												
Трапезовая	верхний							50	-	1,83(8)	0,029(8)			57	-	1,34(5)	0,017(5)		
	средний							78	-	1,13(13)	0,017(16)			64	-	0,99(42)	0,017(42)		
	нижний							у ^М	78	-	1,83(3)	0,015(27)		62	3	1,28(84)	0,010(89)		
Персидская	верхний	у ^Ф , Д, Р, П, С	56	24	1,83(26)	0,037(40)		у ^Ф , Д, КЛ, М	52	20	2,89(105)	0,027(135)	10,48	28	90	-	2,1(45)	0,013(45)	
	кумгурский	у ^М , КЛ, ПР, Д, Р, П, С	70	49	2,26(81)	0,042(102)	11,97	22	у ^М , КЛ, Д, КР	65	37	3,03(106)	0,044(127)	8,70	34				
	артинский	Д, КЛ, П, У, КЛ, М, С	66	61	1,65(151)	0,042(151)	8,35	35		98	42	3,11(29)	0,048(42)						
	сакмарский, ассадский	Д, ПР	50	50	0,77(48)	0,043(65)	10,81	26											
Кемелюгская	верхний		11	11	0,67(10)	0,022(29)													
	средний		30	30	0,68(4)	0,068(25)													
	серпуховский		34	34	0,44(55)	0,37(91)	8,83	27											
	окский, тульский	у ^{СП}	30	30	0,69(27)	0,027(49)	11,34	24											
	бобриковский, малиновский	у ^{СП}	80	80	1,78(19)	0,023(31)													
	турнейский		35	35	0,74(18)	0,040(31)													
Давыдовская	фамоиский	Д, КЛ, У, М, О	46	44	0,50(70)	0,027(84)													
	овленовский, дивенский, воронешский	Д, КЛ, С, П, Р, Ф	70	46	1,19(107)	0,029(126)	8,41	35											
	мендымовский, ромилуковский	Д, П, Н, Р, С	56	52	2,93(47)	0,136(51)	6,83	38											
	сартаевский, кимовский	Д, КЛ, П	81	57	1,49(90)	0,092(107)	7,13	45	Д, Р ¹ , у ^М , КЛ, В	75	27	1,11(50)	0,017(64)	11,08	24				
	павинский	Д, Р	47	-	0,91(12)	0,044(26)			у ^М , П, Р, О	69	-	1,13(24)	0,018(37)						
	старооскольский		43	-	0,70(21)	0,022(40)				16	-	0,81(15)	0,017(18)			40	-	126(12)	0,011(17)
	афонинский	Д, КЛ, С, М, Р, У, СП, ПР	54	50	1,65(69)	0,051(69)	8,19	37											
Сидуринская	айфельский																		
	нижний	Д, Р, П, Н (у ^{ПР})	65	47	1,15(74)	0,042(79)	4,58	60		36	36	1,47(8)	0,025(17)						
	верхний	Д, Р, М, П	58	53	0,77(35)	0,033(43)	4,50	60											
Сидуринская	нижний	Д, Р, М, П	21	21	0,55(11)	0,029(16)	6,81	48	Д, Р, у ^М , В	8	8	0,61(10)	0,007(16)						

Примечание: Д, Р, П, С, Н, ПР, М, МК, МЗ - дисперсное СВ, равномерно распределенное в породе (Р), в виде нитей (П), сгустков (С), нитей (Н), прихотливых очертаний (ПР), микропрожилков (М), микропрожилков с коллоидным центром (МК), мелкозерновое распределение (МЗ). [Д^Р] - то же, встречается редко. у^{СП}, М, ПР, КЛ, Ф, В - детритное СВ с формальными элементами, спорам, кутикулам (СП), в виде микропрожилков (М), прихотливых очертаний (ПР), крупнопелитовой размерности (КЛ), сложено фазитом (Ф), интриктом (В), 0 - отсутствие включений.

Содержание глинистых и глинисто-карбонатных пород с благоприятными для генерации УВ условиями изменяется от 21 до 53% от мощностей стратиграфических горизонтов, а количество ОВ ($C_{орг.}$) в породах — от 0,66 до 1,26%, оно находится в дисперсном виде и только в терригенных образованиях нижнего девона присутствует детритное ОВ. Содержание хлороформенного битумоида (ХБ) в породах составляет 0,014—0,042%; преобладает остаточный битумоид. ОВ богато углеводородами: в 1 м³ пород их до 1030 г. Нефтематеринские свойства пород оцениваются как хорошие и очень хорошие [2]. Проведенные расчеты показали, что ОВ пород ранне-среднепалеозойского цикла седиментогенеза генерировало 9,8% жидких и 5,8 газообразных УВ от общего количества УВ, генерированных палеозойскими осадками.

Отложения среднепалеозойско-раннемезозойского цикла седиментогенеза составляют 74,3% от общего объема осадочного чехла. По соотношению разных литологических типов пород и изменению скорости заполнения бассейна осадками выделены осадочные образования следующих фаз цикла: а) трансгрессии; б) инундации; в) эквилибрации; г) регрессии.

Трансгрессивные отложения представлены песчано-глинистыми осадками, накапливавшимися в среднедевонское и раннефранское время в лагунно-континентальных, прибрежно- и мелководно-морских условиях. От общего объема пород осадочной толщи они составляют 2,6%. Содержание нефтегазоматеринских толщ в разных стратиграфических подразделениях различно; в афонинском горизонте — 50%, в кыновском и саргаевском горизонтах оно изменяется от 90% в осадках, формировавшихся в мелководно-морских условиях, до 27% — в лагунно-континентальных. В осадочных образованиях старооскольского и пашийского горизонтов, накапливавшихся в лагунно-континентальной и частично в прибрежно-морской обстановках, нефтематеринские породы не установлены. ОВ в породах афонинского горизонта смешанного гумусово-сапропелевого типа и распределено в них в виде дисперсии. В кыновско-саргаевских отложениях ОВ сапропелевого и гумусово-сапропелевого типов (табл. 1) в породе находится также в дисперсном виде. Содержания $C_{орг.}$ и ХБ составляют соответственно от 0,70 до 1,65% и от 0,014 до 0,092% на породу. В нефтепроизводящих толщах установлены паравтохтонный, гемипаллохтонный и остаточный битумоиды (рис. 2). Нефтематеринские свойства пород афонинского горизонта хорошие, а кыновско-саргаевского — очень хорошие: в 1 м³ пород соответственно 760 и 1670 г УВ. Осадки трансгрессивной фазы седиментогенеза могли генерировать 10,7% жидких и газообразных УВ (без учета нефтегазообразования породами эйфельского яруса).

Основной этап заполнения бассейна осадками (инундация) приходится на позднедевонское время. В течение этого периода накопилось 37,9% осадков, основная часть которых формировалась в мел-

ководно-морских и морской обстановках. Породы с благоприятными для нефтегазообразования условиями установлены почти во всех стратиграфических горизонтах верхнего девона и составляют от 30 до 80% от объемов горизонтов. Количество $S_{орг}$ находится в обратной зависимости от карбонатности пород и колеблется от 0,44 до 1,78%. Для верхнедевонских пород характерно дисперсное ОБ преимущественно сапропелевого типа. На сапропелевый тип ОБ указывает также состав его нерастворимой части: высокие содержания водорода и углерода, высокая величина отношения Н/С, наличие максимума на дифрактограмме при $4,2\text{\AA}$ и наличие поглощения при 2939, 2860, 1380 см^{-1} на инфракрасных спектрах, характеризующих алифатические группы (табл. 2; Усинская площадь, семилукский горизонт). По данным Г. С. Калмыкова и В. Н. Летуновского (1979 г.), породы верхнего девона достигли этапа среднего мезокатагенеза ($МК_2$), отвечающего главной зоне нефтеобразования. В нефтематеринских породах этой фазы седиментационного цикла установлены паравтохтонный, гемиллохтонный и остаточный битумоиды. В 1 м^3 пород от 244 до 2060 г УВ, что позволяет оценить нефтематеринские свойства пород как очень хорошие (мендымский и семилукский горизонты) и благоприятные (воронежские, евлановские, ливенские, фаменские, турнейские отложения). Осадками, сформировавшимися в этот этап развития бассейна, генерировано 52,5% УВ.

Серпуховские, нижне-, средне- и верхнекаменноугольные отложения представлены карбонатными и эвапоритовыми породами. Они формировались в морских водоемах с повышенной и нормальной соленостью (фазы эквilibрации). Осадочные образования этой фазы седиментации практически не содержат нефтематеринских пород; здесь развиты преимущественно коллектора.

Начальной регрессивной фазе цикла соответствуют осадки артинского и кунгурского, а заключительной — позднепермского и триасового возрастов. Формирование этих осадков проходило в прибрежно-морской и лагунно-континентальной обстановках; доля их в объеме осадочного чехла составляет 36,4%. В осадках триаса нефтегазоматеринские толщи не установлены, в породах перми их содержание изменяется от 24 до 61%, причем большая доля характерна для прибрежно-морских, нежели для лагунно-континентальных осадочных образований. Количество $S_{орг}$ в этих осадках отличается незначительно и составляет от 0,77 до 3,03% в прибрежно-морских и 0,99—2,89% в лагунно-континентальных. С верхнепермскими и кунгурскими осадками захоронялось детритное ОБ преимущественно гумусового типа, с артинскими, ассельскими и сакмарскими — дисперсное ОБ преимущественно сапропелевого типа. Гумусовый тип ОБ установлен в пермских осадках на Кумжинской, Ярейской и Падимейской площадях по результатам исследования нерастворимой части ОБ. Количество ХВ в породах составляет 0,007—0,044%, большее его содер-

Система, отдел, ярус, надгоризонт, горизонт		$\beta, \%$	$\frac{K}{H}$	Морфология битумоида	Типы битумоида в породе, %				
					10	30	50	70	90
Триасовая									
ПЕРМСКАЯ НИЖНЯЯ	верхний	$\frac{0,1-14,8}{2,3}$	$\frac{0,1-7,8}{1,3}$	Б л+т ор					
	хунгурский	$\frac{0,1-14,0}{5,4}$	$\frac{0,1-4,0}{1,8}$	Б ор, л+т					
	артинский	$\frac{0,1-39,0}{5,4}$	$\frac{0,1-8,0}{1,8}$	Б ор, лк					
	сакмарский, ассельский	$\frac{0,6-28,4}{7,2}$	$\frac{0,1-4,0}{1,0}$	Бл+т, лк, лмз					
КАМЕННОУГОЛЬНАЯ НИЖНЯЯ	верхний								
	средний								
	серпуховский								
	окский, тульский	$\frac{3,0-13,0}{7,0}$	$\frac{0,2-1,0}{0,5}$	Б лмз					
	бобриковский, челяновский								
	турнейский								
ДЕВОНСКАЯ СРЕДНЯЯ	Франский	фаменский	$\frac{1,3-26,7}{5,6}$	$\frac{0,1-2,7}{0,8}$	Б л+т, ор				
		евлановский ливенский воронежский	$\frac{0,2-44,0}{5,9}$	$\frac{0,1-5,8}{0,8}$	Б л+т, лк				
		мендымский семилюкский	$\frac{0,2-19,4}{6,2}$	$\frac{0,1-4,0}{0,7}$	Б ор, л+т, лк				
		саргаевский кыновский	$\frac{0,1-13,3}{5,9}$	$\frac{0,1-8,0}{1,0}$	Бл+т, лк				
		пашийский	$\frac{0,2-9,3}{1,8}$	$\frac{0,1-8,0}{1,3}$	-				
	Живетский	староосколь- ский	$\frac{0,1-20,0}{2,3}$	$\frac{0,1-2,7}{0,8}$	-				
		афонинский	$\frac{0,3-26,7}{5,9}$	$\frac{0,1-2,7}{0,6}$	Б л+т, лк				
	эйфельский								
	Нижний		$\frac{0,3-14,0}{4,8}$	$\frac{0,1-4,0}{0,8}$	Б лмз лк				
	Силурийская		$\frac{0,5-23,5}{4,8}$	$\frac{0,1-5,0}{1,4}$	Б лк				

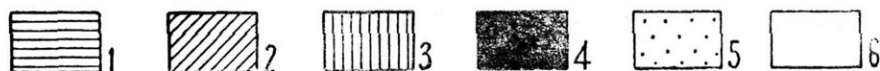


Рис. 2. Типы битумондов в осадочном разрезе севера Тимано-Печорской провинции по данным люминесцентной микроскопии и люминесцентно-битуминологических анализов.

В числителе предельные значения, в знаменателе — средние. 1—6 — типы битумондов: 1 — домиграционный, 2 — паравтохтонный, 3 — геммаллохтонный, 4 — остаточный, 5 — аллохтонный, 6 — немиграционноспособный. Морфология: Бт — тяжелый, Бл — легкий, Бор — ореольное расположение битумоида вокруг ОВ, Блмз — насыщенные битумонды межзернового пространства, Блк — легкий битумонд в кавернах и порах. β — содержание битумоида в органическом веществе,

$\frac{K}{H}$ — отношение кислых битумондов к нейтральным.

Таблица 2

**Характеристика нерастворимой части ОВ палеозойских отложений
севера Тимано-Печорской провинции**

Возраст отложений	Тектонический элемент, площадь	Условия седimentации	Н/С атомное	Рентгеноструктурный анализ		Характеристические полосы поглощения ИК-спектров, см ⁻¹	Генетический тип органического вещества
				Положение основного дифракто- метриче- ского уровня, Å	Коэффициент аромати- чности		
Верхняя пермь	Шапкина-Юрья- хинский вал, Кумжинская	Лагуно- континен- тальные	0,75	3,5	0,63—0,65	750; 1640—1625; 1720	Гумусовый
	Колвинский ме- тавал, Ярейнос- кая	Прибрежно- морские		3,5	0,65		Гумусовый
	Варандейский вал, Ярейягин- ская	Лагуно-кон- тинентальные		4,0	0,41		Смешанный (гумусово- сапропелевый)
Нижняя пермь Кулгурской ярус	Хорейверская впадина, Салюкинская	Лагуно-кон- тинентальные	1,0	3,5	0,67	900—700, 1640—1625	Смешанный (са- пропелевый, гу- мусовый)
	Варандейский вал, Хосолтинская	Прибрежно- морские, лагуно-кон- тинентальные	0,7	3,8	0,34—0,55	1720—1705, слабо интенсифи- чные 2930, 2860	
	Предуральский прогиб, Падимейская	Лагуно-кон- тинентальные		3,5	0,73		Гумусовый
Верхний девон Семилюкский горизонт	Колвинский метавал, Усинская	Морские	1,3	4,2	0,41	2930, 2860	Сапропелевый

Возраст отложений	Тектонический элемент, площадь	Условия седimentации	Н/С атомное	Рентгеноструктурный анализ		Характеристические полосы поглощения ИК-спектров, см ⁻¹	Генетический тип органического вещества
				Положение основного дифракто- метриче- ского п уровня, Å	Коэффициент ароматич- ности		
Кыновско- сартаевский горизонт	Колвинский мегавал, Усинская	Мелководно- морские	0,9				
	Денисовский про- гиб, Лаявожская	Лагунно-кон- тинентальные	1,30	4,1	0,46	2930, 2860, 1380	Сапропелевый
Средний девон Афонинский горизонт	Колвинский мегавал, Усинская	Прибрежно- морские	0,7	3,5	0,67	900—700 1640—1625	Гумусовый
Нижний девон	Колвинский мегавал, Возейская	Мелководно- морские	1,0	3,6 3,9	0,41—0,59	2930, 2860, 1380, слабо интенсив- ные	Смешанный (гумусово-са- пропелевый)

жание характерно для морских, а меньшее — для континентальных осадков. В нефтематеринских породах позднепермского возраста распространен домиграционный, а в породах раннепермского возраста — паравтохтонный битумонды. Осадки регрессивной фазы не достигли главной зоны нефтеобразования, о чем свидетельствует и начальный этап мезокатагенеза МК₁ [1]. Основным продуктом генерации пермских толщ являются газообразные УВ; количество их составляет 19% от общего объема генерированных УВ. Кайнозойские и верхнемезозойские отложения изучены слабо; признаков генерации в них жидких УВ не установлено.

Анализ литолого-фациальных условий образования осадков в целом по разрезу осадочного чехла позволяет сделать следующие выводы.

Потенциальные ресурсы УВ рассматриваемого района (при условии аккумуляции 1% генерированных УВ) составляют 30—35% от потенциальных геологических ресурсов всего Печорского бассейна. Нефтегазопродуцирующие потенциалы пород разных седиментационных циклов различны. Они зависят от объема и литолого-фациального состава пород. ОВ пород ранне-среднепалеозойского цикла седиментогенеза генерировало 9,8% жидких и 5,8% газообразных УВ от общего количества, генерированного органическим веществом палеозойских отложений этой территории. ОВ пород среднепалеозойско-раннемезозойского цикла седиментогенеза генерировало 84,4%, при этом отложениями трансгрессивной серии — 10,7, инундации — 52,5 и регрессии — 19%.

Лучшие условия для накопления и преобразования ОВ в отношении генерации УВ отмечаются в мелководно- и прибрежно-морских отложениях. Доля нефтегазоматеринских отложений достигает в них 80% от мощности горизонта. Породы обогащены органическим веществом сапропелевого типа, содержание УВ высокое (до 2000 г в 1 м³ пород). По условиям нефтегазообразования земли распространения этих отложений наиболее перспективны в отношении поисков первичных залежей нефти и газа. По девонским и силурийским отложениям это Хорейверская впадина, южная и восточная части Печоро-Колвинского авлакогена.

В морских (карбонатных) отложениях содержание нефтегазоматеринских пород не превышает 18%; содержание ОВ в них также низкое; это в основном коллекторские толщи (средний и верхний карбон). Они содержат вторичные залежи УВ.

В лагуно-континентальных и континентальных отложениях содержание нефтегазоматеринских пород около 12%; ОВ в них гумусового типа. По условиям нефтегазообразования площади развития этих отложений малоперспективны для поисков залежей жидких УВ. Для них характерны как первичные, так и вторичные залежи нефти и газа.

Распределение продуктивных горизонтов и промышленных запасов в разрезе рассматриваемого региона неравномерное. В трансгрессивных отложениях среднепалеозойско-раннемезозойского цикла сконцентрировано 28% запасов нефти и газа по промышленным категориям $A+B+C_1$, в карбонатных породах фазы эквilibрации — 69%. Подобное соотношение в распределении запасов объясняется наличием в кровле этих толщ существенно глинистых пород, выполняющих роль региональных экранов для УВ, их способностью экранировать нефть и газ, образовавшиеся не только во вмещающих, но и в подстилающих нефтегазоматеринских отложениях. Эти комплексы пород можно отнести к регионально нефтегазосборным. Так, формирование залежей нефти и газа в среднедевонских отложениях проходило за счет УВ, генерированных материнскими породами среднего и нижнего девона, силура, ордовика, в верхнекаменноугольных и ассельско-сакмарских — за счет УВ, генерированных породами верхнего девона и нижнего карбона.

Разный нефтегазогенерирующий потенциал отложений, питающих региональные нефтегазосборные горизонты, позволяет оценить перспективы каменноугольных и нижнепермских отложений в 2—3 раза выше, чем среднедевонских.

ЛИТЕРАТУРА

1. Калмыков Г. С., Летуновский В. Н. Стадии катагенеза и палеотемпературы по отражательной способности витринита в Тимано-Печорской провинции. — В кн.: Геология и нефтегазоносность северных районов Тимано-Печорской провинции. М., 1979, с. 89—97.
2. Родионова К. Ф., Максимов С. П. Критерии диагностики нефтегазоматеринских пород. — Сов. геология, 1970, № 11, с. 4—10.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОГРЕШНОСТЕЙ ОЦЕНОК ПАРАМЕТРОВ РЕАЛЬНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ МОДЕЛИРОВАНИЕМ НА ЭВМ

Ю. А. ТКАЧЕВ

Коми филиал АН СССР, Сыктывкар

Изучение погрешностей оценки средней пористости и проницаемости на разведанных залежах нефти представляет большой интерес, так как позволяет оценивать достоверность проведенной разведки и выбирать детальность опробования на новых месторождениях. Однако узнать фактические погрешности на разведанных месторождениях для их сопоставления с расчетными принципиально невозможно. Сроки отработки месторождений составляют многие годы и десятилетия, а сопоставление необходимо проводить самое позднее — в момент окончания разведки. Конечный фактический коэффициент извлечения является весьма неопределенной величиной и отклонение подсчитанных запасов от фактически добытой нефти не может интерпретироваться однозначно.

Перечисленные трудности относятся и к месторождениям других полезных ископаемых. Однако особенности разработки нефтяных месторождений усиливает их, так как мощность, пористость, проницаемость при добыче нефти непосредственно не контролируются, поэтому сопоставление можно проводить лишь по запасам в целом. Кроме того, число однотипных обрабатываемых объектов, как правило, мало, а единичные расхождения или совпадения не доказательны. Для этого необходима более или менее обширная статистика. Все это является тормозом в развитии методов оценки параметров и их погрешностей и делает особенно актуальным цифровое моделирование на ЭВМ.

Мы будем различать полное и неполное моделирование. Наиболее эффективным средством изучения погрешностей при различных методах их оценки является полное моделирование. Оно заклю-

чается в создании математической модели месторождения и получении набора разведочных данных, соответствующих как модели месторождения, так и принятой методике разведки. Здесь необходима максимальная осторожность, чтобы явно или неявно не внести в модель особенностей, отсутствующих в разведываемом месторождении. Допустим, исследуемая модель должна содержать тренд. Тогда он не должен быть какого-либо специального вида, например, полиномом n -ной степени от координат. Технически реализовать на ЭВМ какую-либо выбранную модель несложно, значительно труднее не допустить подгонки модели под метод. Эта методологическая проблема настолько сложна, что мы рекомендуем в основу модели брать фактические данные по разведываемым месторождениям и соответствующим образом дополнять их до полной модели.

Результаты полного моделирования дают возможность быстро получать много независимых комплектов «разведочных» данных одного модельного объекта, что позволяет с необходимой полнотой изучить распределение фактических погрешностей в сравнении с расчетными. Одна из существенных трудностей моделирования заключается в отсутствии хороших программ-датчиков случайных (псевдослучайных) чисел: довольно быстро они начинают циклически повторяться и результаты «разведки» с некоторого момента дублируются. Наши исследования по полному моделированию находятся в стадии разработки.

Неполное моделирование целиком опирается на фактические данные разведки месторождения и заключается в получении различных выборок из них с сохранением общей структуры разведочных данных. Анализ проводится в следующей последовательности:

а) по методике КЕРН-2М [1] оценивается среднее значение параметра (пористости, проницаемости) и его погрешность по полному набору данных;

б) расчеты повторяются n раз на модельном материале, отличающемся от реального внесением в него другой аналитической погрешности (обычно $n=6$, относительная аналитическая погрешность принималась равной 0,05, 0,1, 0,15, 0,25, 0,5, 1,0). Все полученные средние и их погрешности выражаются в процентах к соответствующим величинам для полного набора данных при 5%-ной аналитической погрешности. Фрагмент полученных результатов приведен в табл. 1;

в) производится «разрядка» образцов керна через один и расчеты повторяются как в пункте б; разрядка производится до тех пор, пока в каждом интервале коллектора не останется по одному образцу;

г) производится разрядка скважин и расчеты повторяются как в пунктах б и в, пока не останется одна скважина.

Результаты исследований позволяют сделать следующие выводы: — разработанный метод неполного моделирования является эффективным средством изучения погрешности оценок параметров нефтяных месторождений.

Таблица 1

Залежь	Кол-во скважин	Кол-во образцов	Относительная погрешность оценки средней пористости в процентах при аналитической погрешности, %					
			5	10	15	25	50	100
Среднедевонская залежь Усинского месторождения	11	692	100	100	105	117	163	181
Вторая залежь Южно-Шаткинского месторождения	5	165	100	101	104	110	156	285
Пермокарбоновая залежь Саликинского месторождения	3	149	100	115	115	125	136	177

— Главнейшим фактором точности является число скважин. Недостаточное количество скважин при значительной площадной изменчивости залежи не компенсируется ни увеличением числа образцов, ни уменьшением погрешности анализа.

Таблица 2

Залежь	Кол-во образцов	Средняя пористость, %	Расчетная относительная погрешность средней пористости, %	Отклонение средней пористости варианта разрежения в относительных процентах к средней пористости по полному набору
Среднедевонская южная залежь Воейского месторождения	681	13,32	4,34	0
	468	13,42	4,32	+0,8
	351	13,32	6,19	0
	185	13,35	3,42	+0,2
	102	13,22	5,90	0,8
	64	13,11	16,46	-1,58

— Следующим по важности фактором является число образцов в интервалах коллектора по скважинам. Особенно сильно он начинает сказываться при малом числе образцов. При этом важно наличие в каждом интервале не менее некоторого критического числа образцов.

— Аналитические погрешности оказывают наименьшее влияние. Они начинают ощущаться лишь при таких величинах погрешностей, которые в лабораториях практически не допускаются.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ткачев Ю. А. Оценка параметров и их погрешностей при подсчете запасов нефти и газа.— Сыктывкар, 1979.— 53 с. (Сер. препринтов сообщ. «Науч. рекомендации — нар. хоз-ву» /АН СССР, Коми фил.; вып. 18).

ГЛИНИСТЫЕ МИНЕРАЛЫ НИЖНЕФРАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

Е. О. МАЛЫШЕВА, Б. А. ПИМЕНОВ

Коми филиал АН СССР, Сыктывкар

В процессе изучения глинистых покрышек нижнефранского возраста севера Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ) авторами получены новые данные о составе, морфологических особенностях и распространении глинистых минералов, которые представляют интерес при оценке экранирующих свойств пород и решении некоторых вопросов осадконакопления.

Исследовано 120 образцов кыновско-саргаевских и 30 пашийских отложений из разрезов Колвинского мегавала и Денисовского мегапрогиба. Основная масса изученных образцов представлена аргиллитами и алевро-глинистыми породами с подчиненным количеством алевролитов и песчаников. Изучение глинистых минералов проводилось с помощью рентгеноструктурного (150 обр.), термического (150 обр.) и электронномикроскопического (60 обр.) методов.

В целом исследованные глинистые породы, слагающие нижнефранскую покрышку, характеризуются полиминеральным составом: гидро-слюда, смешанослойные минералы, каолинит, хлорит. В этом случае пластичность глин определяется соотношением различных минералов в породе. Из перечисленных минералов, при прочих равных условиях, наиболее благоприятным воздействием на экранирующие свойства пород обладают смешанослойные. Их содержание в глинистой части очень переменчиво и колеблется от 15—18 до 70—80%. Наблюдается слабая тенденция увеличения количества смешанослойных минералов по направлению от зоны прибрежно-морских отложений (Пашшорская структура, в среднем 17%) к зоне распространения относительно глубоко-

водных (Возейская структура, в среднем 35%). Чаще всего смешанослойные минералы встречаются в механической смеси с гидрослюдами. Рентгенограммы таких образцов (рис. 1 Б, В,) имеют широкий

пик I рефлекса от 10 до 11 Å, характеризующие рефлекс гидрослюда и среднюю величину рефлексов 10,0 и 12,4 Å. Пик 5 Å/6,2 Å остается близ 5 Å по всему пределу содержаний. Этот пик совсем слабый; если он и присутствует, то затемняется

пиком 5 Å гидрослюда (4). Обработка образцов глицирином вызывает развитие более симметричного пика I порядка

и образование пика при 9,8 Å. Содержание набухающих слоев изменяется от 10 до 30%. Под электронным микроскопом смешанослойные минералы имеют изометричную форму кристаллов с очень нечеткими хлопьевидными краями, часто в окружении облаковидной массы (рис. 2 г). Такие частицы чаще всего имеют форму изометричной гидрослюда, но иногда напоминают псевдогексагональные кристаллы каолинита (рис. 2 б), что не только подтверждает преимущественный монтмориллонит - гидрослюдистый состав, но и свидетельствует о возможности наличия монтмориллонит-каолинитовых образований. Кроме указанных морфологических типов смешанослойных мине-

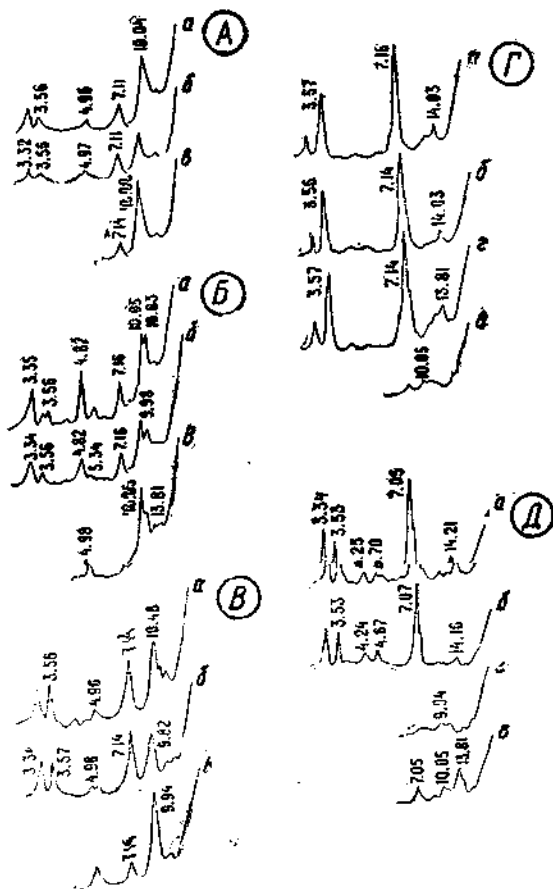


Рис. 1. Дифрактограммы глинистых фракций образцов нижнефранских отложений.

А — гидрослюда, обр. 182, скв. 54 Возейского месторождения смешанослойных образований ряда гидрослюда-монтажа, глубина 3210 м, глина аргиллитоподобная; Б — механическая смесь гидрослюда и неупорядоченных смешанослойных образований ряда гидрослюда монтмориллонит, обр. 1089, скв. 55 Возейского месторождения, глубина 3550 м, глина аргиллитоподобная алевритовая; В — смешанослойные глинистые образования ряда гидрослюда-монтмориллонит, обр. 4587, скв. 56 Возейского месторождения, глубина 3150 м, глина аргиллитоподобная; Г — каолинит, обр. 4613, скв. 56 Возейского месторождения, глубина 3300 м, глина аргиллитоподобная; Д — хлорит, обр. 4041, скв. 11 Мишванской площади, глубина 4390 м, алеврит; а — исходных фракций; б — насыщенных глицирином; в — прогретых до 600°C; г — обработанных в соляной кислоте.

ралов, иногда встречаются облаковидные или комковатые частицы, от которых отходят лучеобразные выступы (рис. 2 д), свидетельствующие о преобразовании смешанослойных минералов.

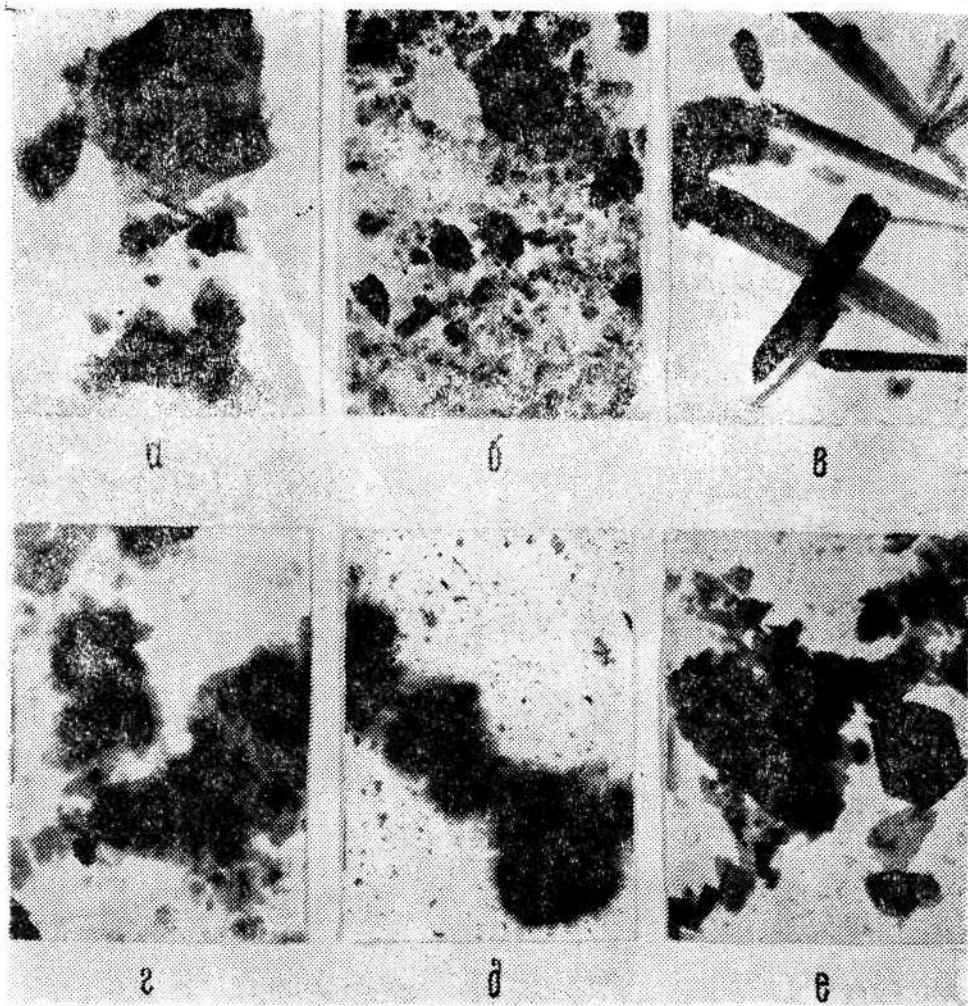


Рис. 2. Электронно-микроскопические снимки глин ниже-франских отложений. а — Воейское месторождение, скв. 54, обр. 182, глубина 3210 м, изометричнопластинчатая гидрослюда, увел. $\times 24000$; б — Воейское месторождение, скв. 55, обр. 1090, глубина 3555 м, каолинит и деградированная гидрослюда, увел. $\times 8000$; в — Воейское месторождение, скв. 54, обр. 182, глубина 3210 м, удлиненно-пластинчатая гидрослюда, увел. $\times 24000$; г — Мишванская площадь, скв. 11, обр. 4053, глубина 4430 м, смешанослойное образование ряда гидрослюда — монтмориллонит, увел. $\times 24000$; д — Мишванская площадь, скв. 11, обр. 4044, глубина 4399 м, смешанослойное образование ряда гидрослюда-монтмориллонит, увел. $\times 10000$; е — Воейское месторождение, скв. 56, обр. 4613, глубина 3300 м, каолинит, увел. $\times 10000$.

Вопрос о происхождении смешанослойных минералов весьма сложен и не решается однозначно. Вероятно, большая часть смешанослойных имеет аллотигенное происхождение, хотя несомненно имело место их образование в процессе гидрослюдизации монтмориллонита.

Тот факт, что неупорядоченные монтмориллонит-гидрослюдистые образования оказывают наиболее благоприятное воздействие на экраняющие свойства пород, а также их сложный, разнообразный состав и слабая изученность в Тимано-Печорском НГБ говорят о необходимости дополнительного детального изучения смешанослойных образований.

Наиболее широко развитыми глинистыми минералами, характерными для всех изученных типов разрезов, являются гидрослюды. Их содержание изменяется от 0 до 80%, в среднем составляя 55%. Выделяется несколько морфологических разновидностей гидрослюд: 1) изометрично-пластинчатая с четкими линиями ограничения и незначительной толщиной (рис. 2а); 2) изометрично-пластинчатая с нечеткими расплывчатыми контурами (рис. 2 а, б); 3) удлинненно-пластинчатая (рис. 2 в). Размеры пластин меняются в широком диапазоне — от 0,1 до 2—3 мк. Морфологические отличия являются отражением генетических особенностей гидрослюды. Первый морфологический тип свойственен незначительно деградированным гидрослюдам аллотигенного происхождения (рис. 1 А). Второй тип характерен для аллотигенных сильно деградированных гидрослюд (рис. 1 Б) со следами образования смешанослойного минерала, вероятно, монтмориллонит-гидрослюдистого типа (рис. 1 Б). На дифрактометрических кривых пик 001 подобных гидрослюд характеризуется сильной асимметрией в сторону малых углов, пик 002 слабо выражен. Отношение $I_{001}:I_{002}$ изменяется от 3,5 до 5, что свидетельствует о высокой степени зрелости гидрослюды [1]. Третий тип, характерный для аутигенной гидрослюды, встречается довольно редко в песчано-алевритовых и алевро-глинистых породах и связан, вероятно, с катагенетическими новообразованиями. Следует отметить явное преобладание деградированных гидрослюд на всей изученной территории, что свидетельствует о высокой степени выветривания источников сноса.

Каолиниты присутствуют почти во всех исследованных образцах. В среднем их содержание колеблется от 10 до 20%, резко возрастая в породах пашийского возраста, цементах песчано-алевритовых пород кыновско-саргаевских отложений Мишваньской структуры (до 30—70%). Для кыновско-саргаевских отложений характерно некоторое увеличение его содержания от 0—10% в зоне развития прибрежно-морских отложений (Шапкина-Юрьяхинский вал) до 10—25% в зоне относительно глубоководных осадков (Возейская и Усинская структуры).

Можно выделить два морфологических типа каолинитов. Первый тип представлен псевдогексагональными пластинами с нечеткими края-

ми (рис. 1 г), имеющими размеры от 0,4 до 1,8 мк. Второй тип встречается редко, в основном в алевритовых породах, и характеризуется хорошо окристаллизованными гексагональными кристаллами (рис. 2 е) размером $2,1 \times 1,6$ мк. Преимущественное распространение каолинитов первого морфологического типа, характерного для аллотигенных разностей, свидетельствует о преобладающем аллотигенном генезисе каолинитов на рассматриваемой территории. Увеличение содержания каолинита на структурах юга Колвинского мегавала и особенно на Мишваньской структуре, возможно, обусловлено подводным перемывом предкыновской коры выветривания, сформировавшейся на палеоподнятии юга Колвинского мегавала. Повышенное содержание каолинита в отложениях пашийского возраста, по-видимому, можно объяснить увеличением площади материковой суши.

Хлорит присутствует во многих изученных породах, но в незначительном количестве (10%). Отмечается некоторое увеличение его содержания в среднем до 15% в глинистых породах Шапкина-Юрьехинского вала и Лайской структуры и до 40—80% в цементах песчано-алевритовых пород (Мишваньская структура). Подобное распределение минералов группы хлорита может свидетельствовать как об аллотигенном происхождении хлорита в глинистых породах, так и о катагенетическом его новообразовании в цементах песчано-алевритовых пород.

Таким образом, выполненные нами исследования показали, что в глинистых породах пашийского и кыновско-саргаевского возраста основными породообразующими минералами являются гидрослюда, смешанослойные неупорядоченные монтмориллонит-гидрослюдистые образования и каолинит. В изменении содержания гидрослюд не наблюдается никаких закономерностей. Для смешанослойных минералов можно отметить некоторое увеличение их содержания в относительно глубоководных отложениях (Возейская и Харьягинская структуры). Количество каолинита резко возрастает в отложениях пашийского и кыновско-саргаевского возраста Мишваньской структуры. В целом, данный комплекс глинистых минералов кыновско-саргаевских отложений является благоприятным для формирования экранирующих свойств пород. Некоторое улучшение качества пород-покрышек на Возейской и Харьягинской структурах может быть обусловлено повышением содержания смешано-слойных минералов. Увеличение количества каолинита в глинистых породах ведет к ухудшению их экранирующих свойств (Мишваньская структура).

Морфологические особенности глинистых минералов нижнефранского возраста севера Тимано-Печорского НГБ свидетельствуют в пользу преимущественно аллотигенного характера их образования.

По данным ряда исследователей [2, 3], различные зоны гипергенеза доверхнедевонских кор выветривания на метаморфических породах фундамента Тимана характеризуются следующими ассоциациями

глинистых минералов: хлорит-гидрослюдастая, каолинит-гидрослюдастая, преимущественно каолинитовая и гидрослюда-каолинит-смешанослойные образования (за счет гидратации гидрослюды). Причем наиболее характерной ассоциацией является каолинит-гидрослюдастая.

Наличие аналогичных глинистых минералов и высокая степень деградированности гидрослюд в изученных нами породах дают основание предполагать, что главным источником сноса рассматриваемых отложений, вероятно, были продукты доверхнедевонских кор выветривания метаморфических пород фундамента.

Повышенное содержание каолинита в пашийских отложениях, вероятно, объясняется как увеличением площади материковой суши, так и размывом верхней каолинитовой зоны выпеназванной коры выветривания.

Различие в количественном соотношении глинистых минералов кыновско-саргаевских отложений обусловлено общими процессами седиментации, наличием местных источников сноса и в меньшей степени постседиментационными преобразованиями.

ЛИТЕРАТУРА

1. Акульшина Е. П. Глинистые минералы как показатели условий литогенеза.— Новосибирск: Наука, 1976.— 192 с.
2. Беляев В. В. Минералогия и генезис бокситов Южного Тимана.— Л.: Наука, 1974.— 184 с.
3. Нестеренко И. П., Трубина К. Н., Волочасев Ф. Я. и др. Распространение продуктов выветривания в додевонских осадочных породах.— В кн.: Додевонские коры выветривания Русской платформы. М.: Наука, 1969, с. 175—188.
4. Уивер Ч. Е. Распространение смешанослойных глинистых минералов и их определение в осадочных породах.— В кн.: Вопросы минералогии глин. М.: ИЛ, 1962, с. 342—368.

ПРОГНОЗНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

В. Е. ЛЕЩЕНКО, А. В. БОРИСОВ, А. В. ПОЛЕ

Печориньнефть. Ухта

Объективное планирование развития нефтегазовой промышленности невозможно без знания ожидаемого прироста запасов, который зависит от эффективности и объема геологоразведочных работ. Однако до настоящего времени прирост запасов углеводородов и эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ планируются без достаточно надежных критериев и определяются, как правило, исходя из достигнутого их уровня. В частности, по Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в течение последних лет, несмотря на усложнение поисков, увеличение глубинности разведочных работ и других осложняющих факторов, постоянно планируется повышение эффективности геологоразведочных работ и увеличение прироста запасов углеводородов при незначительном росте объемов поисково-разведочного бурения на нефть и газ. Это приводит к невыполнению планов прироста, а в конечном итоге — и уровней добычи нефти и газа, определенных исходя из ожидаемого состояния сырьевой базы. Из опыта развития нефтегазовой промышленности известно, что эффективность геологоразведочных работ после достижения некоторого предела начинает неизбежно снижаться.

Впервые на это обстоятельство обратил внимание М. К. Хаберт в 1967 г., который показал, что по старым нефтедобывающим районам США снижение эффективности геологоразведочных работ происходит в целом при разведанности потенциальных ресурсов на 60%. Снижение эффективности геологоразведочных работ в зависимости от особенностей размещения ресурсов в регионе и их абсолютных величин

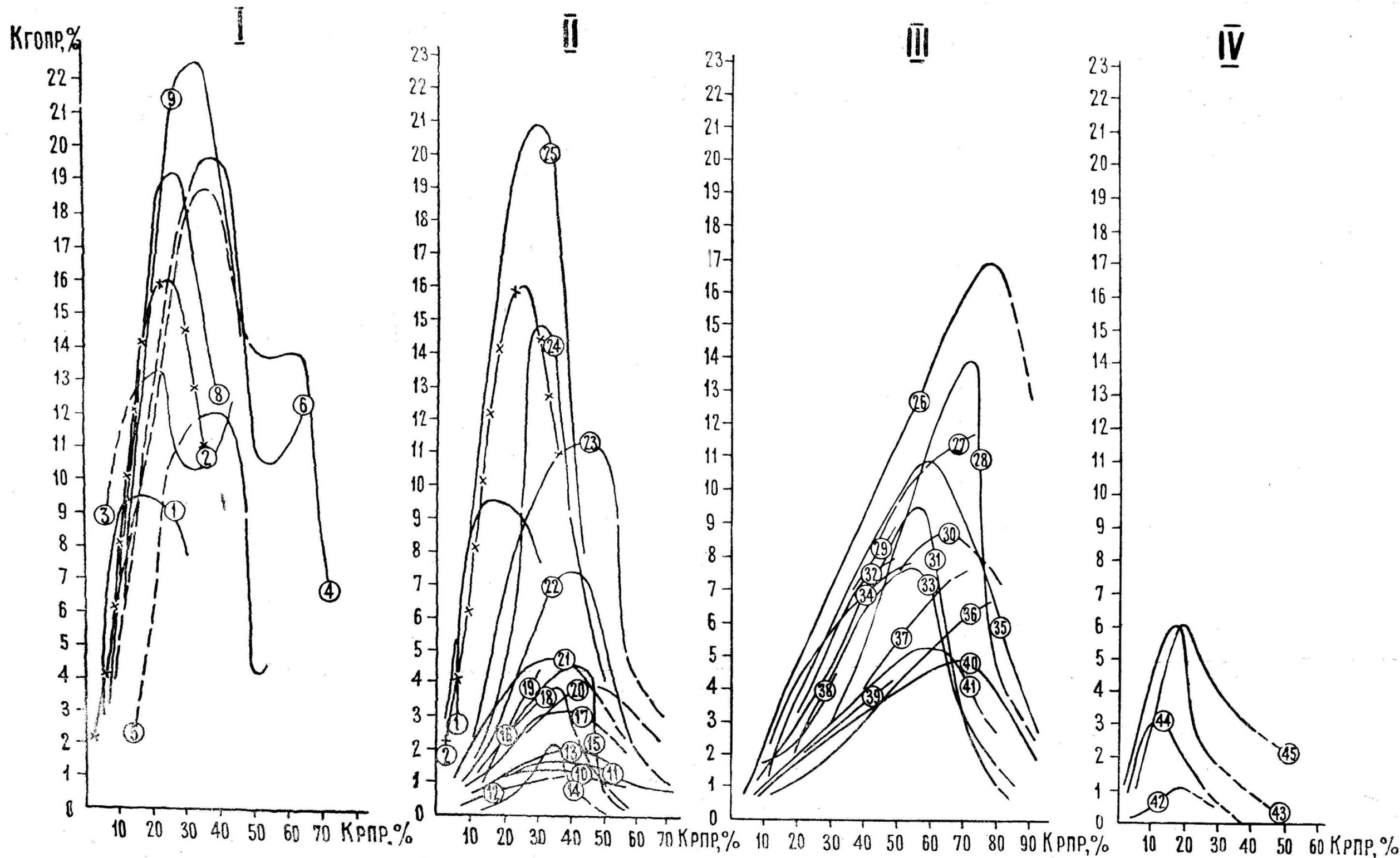


Рис. 1. Зависимости изменения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ в нефтегазоносных областях Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинциях и в зарубежных странах ($K_{гпр}$) от изменения степени разведанности потенциальных ресурсов этих полезных ископаемых ($K_{рп}$). I—IV—группы стран и районов, отличающихся по темпам изменения $K_{гпр}$: I—Волго-Уральские и Тимано-Печорские нефтегазоносные области Коми АССР.

Страны и районы (к рис. 1—3): 1—Тимано-Печорская провинция, 2—Коми АССР, 3—Пермская область, 4—Татарская АССР, 5—Башкирская АССР, 6—Куйбышевская область, 8—Оренбургская область, 9—Удмуртская АССР, 10—Венесуэла, 11—Италия, 12—Индонезия, 13—Катар, 14—Пенсильвания, 15—Калифорния, 16—АРЕ, 17—ФРГ, 18—Арканзас (США), 19—Бахрейн, 20—Нейтральная зона (Кувейт), 21—Абу Даби, 22—Техас, 23—Луизиана, 24—Нью Мексико, 25—Северная Дакота, 26—Габон и Конго, 27—Нигерия, 28—Канзас, 29—Великобритания, 30—Ливия, 31—Иллинойс, 32—Оман, 33—Оклахома, 34—Дубай, 35—Нидерланды, 36—Иран, 37—Саудовская Аравия, 38—Ангола, 39—Кувейт, 40—Австрия, 41—Алжир, 42—Япония, 43—Колорадо, 44—Миссисипи, 45—Западная Виргиния.

может начаться даже при освоенности потенциальных запасов 15%. В. В. Стасенков, П. И. Журавлев на примере освоенных нефтегазовых районов Волго-Урала, Северного Кавказа, Азербайджана и Украины показали, что максимальная эффективность на нефть достигается в первый этап поисково-разведочных работ при разведанности потенциальных ресурсов на 15—25% и в три раза снижается при разведанности ресурсов в 50%. М. С. Моделевский, В. В. Шимановский, проанализировав геолого-экономическую эффективность поисково-разведочного бурения в различных капиталистических и развивающихся странах по районам, отличающимся геологическим строением, темпами, уровнями развития работ и глубинами залегания нефтегазоносных комплексов, предложили применять вместо общераспространенного показателя — прироста запасов углеводородов на 1 м бурения, — более обобщенный показатель — отношение ежегодного общего прироста запасов к величине начальных потенциальных ресурсов, названный ими коэффициентом годового освоения ресурсов [$K_{госр}$]. Анализ указанного коэффициента показывает, что общей закономерностью для всех нефтегазоносных районов является изменение эффективности поисково-разведочных работ примерно в соответствии с нормальным законом распределения: везде отмечается только один максимум наиболее высокой эффективности, который достигается при разведанности потенциальных ресурсов [$K_{госр}$] от 10 до 75%.

Сравнение характера кривой зависимости коэффициента годового освоения ресурсов от степени их разведанности по Тимано-Печорской провинции с аналогичными кривыми по другим нефтегазоносным районам (рис. 1) показывает, что темп освоения ресурсов в провинции аналогичен районам Урало-Поволжья (за исключением Татарии) и таким странам, как Абу-Даби, Катар, Бахрейн, Венесуэла, Индонезия, американские штаты Техас, Луизиана, Калифорния и др. Названные районы обладают сравнительно крупными потенциальными ресурсами. Абсолютная величина максимума годового освоения ресурсов по ним составляет 12—22,5% (среднем 16,5%) и достигается при 15—46% (в среднем 30,5%) разведанности.

Для Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (рис. 1) максимум освоения ресурсов был достигнут в конце восьмой пятилетки. Этот максимум был обусловлен практически одновременным выявлением и разведкой в провинции Вуктыльского и других месторождений. В последующем эффективность геологоразведочных работ имеет устойчивую тенденцию к снижению, и уже к концу десятой пятилетки этот коэффициент годового освоения снижается до 7,7%.

С целью выявления характера снижения эффективности геологоразведочных работ по провинции на перспективу нами построены кривые изменения относительной эффективности геологоразведочных работ по мере разведанности потенциальных ресурсов для районов, имеющих высокую степень разведанности и близкие с Тимано-Печор-

ской провинцией темпы освоения ресурсов. Для всех этих районов (рис. 2) наблюдается примерно одинаковый темп снижения относительной эффективности по мере освоения ресурсов, что позволяет принять установленную закономерность и для рассматриваемой провинции.

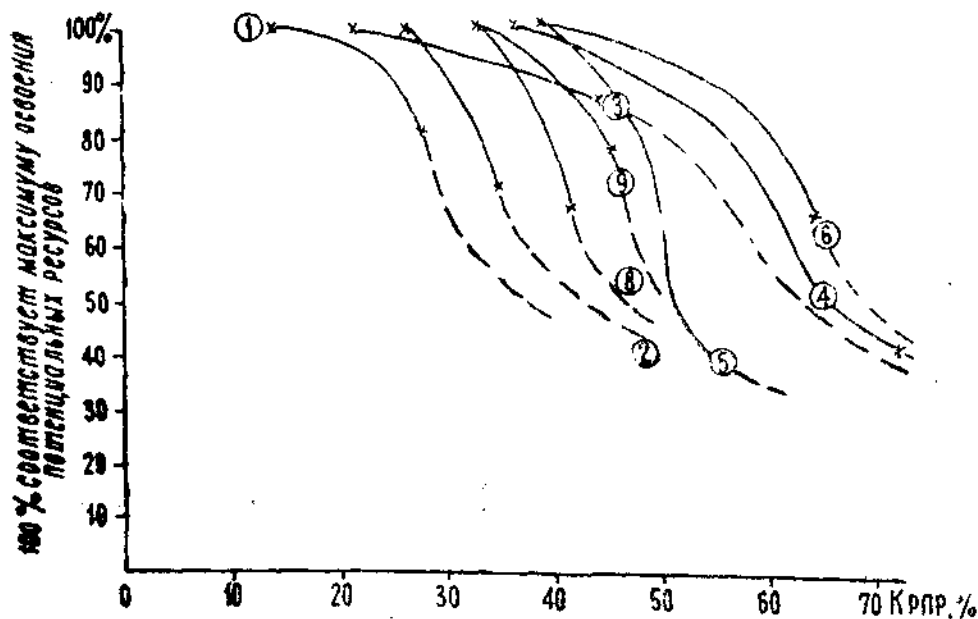


Рис. 2. Изменение относительной эффективности геологоразведочных работ по мере разведанности потенциальных ресурсов.

Динамика эффективности поисково-разведочного бурения в зависимости от степени использования начальных потенциальных запасов углеводородов по Тимано-Печорской провинции, с учетом выявленного темпа снижения приведена на рис. 3.

Таким образом, анализ фактической динамики эффективности и прогноз ее на перспективу по провинции показывает, что для обеспечения достигнутого темпа роста нефтегазодобывающей промышленности приростом запасов углеводородов необходимо постоянно наращивать объемы геологоразведочных работ в соответствии с темпами снижения эффективности. В частности, на одиннадцатую пятилетку для прироста необходимого количества запасов нефти и газа объем поисково-разведочного бурения на нефть и газ должен быть увеличен против существующего уровня на 36—38%.

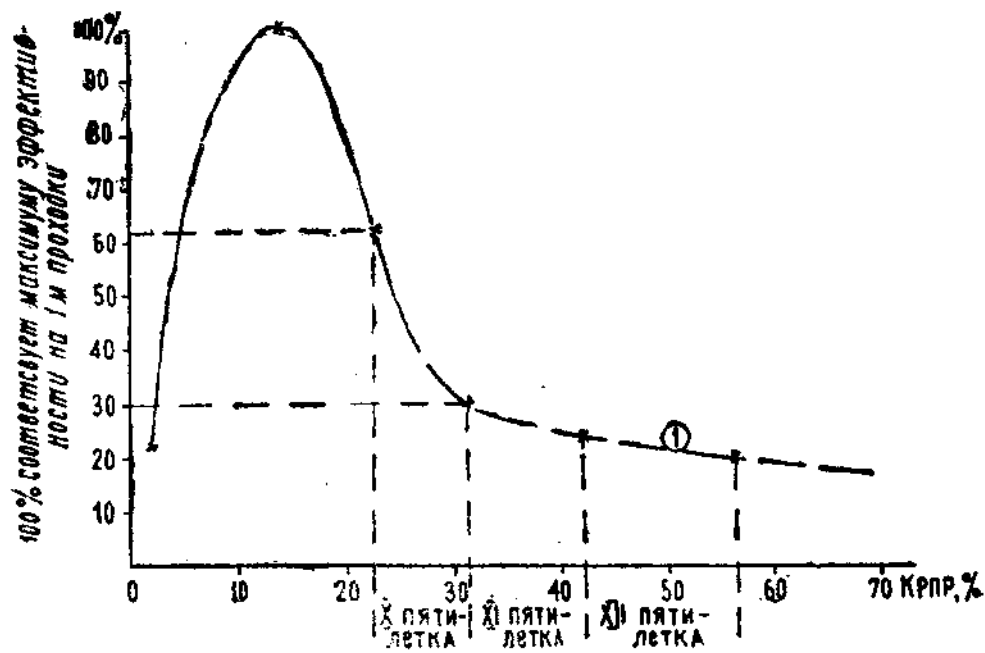


Рис. 3. Динамика эффективности поисково-разведочного бурения от степени освоения начальных потенциальных ресурсов.

ПРОБЛЕМЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ПРИ ИЗУЧЕНИИ КОЛЛЕКТОРОВ СЛОЖНЫХ ТИПОВ В ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

П. Г. ПАРФЕНОВ, Ю. Ф. СКИРНЕВСКИЙ, К. Х. МУЗАФАРОВ

Ухтинское территориальное геологическое управление, Ухта

В период с VIII по IX геологические конференции Коми АССР продолжалось дальнейшее совершенствование комплекса геофизических исследований скважин (ГИС), бурящихся на нефть и газ, а также методик интерпретации полученных материалов. Оно имело конечной целью повышение геологической эффективности ГИС и осуществлялось путем освоения и внедрения новых методов исследований, обеспеченных скважинной и наземной аппаратурой. Так, в 1974 г. были внедрены методы бокового и микробокового каротажа (БК и БМК), в 1975 г. — индукционного и акустического каротажа (ИК и АК), в 1978 г. опробован широкополосный акустический каротаж (ШАК). Наряду с внедрением косвенных методов ГИС шло производственное освоение прямых методов исследований: в 1976 г. — опробователь пластов на каротажном кабеле (ОПК), в 1977 г. — метод гидродинамического каротажа (ГДК), в 1978 г. — сверлящий керноотборник (СКО). Одним из перспективных путей повышения геологической эффективности ГИС явилось проведение специальных исследований. К их числу можно отнести проведение с 1975 г. временных замеров удельных электрических сопротивлений (БК, БКЗ), с 1976 г. — исследований по методике «каротаж — воздействие — каротаж» (КВК) в модификациях «каротаж — давление — каротаж» (КДК) и «каротаж — испытание — каротаж» (КИК), с 1977 г. — по методике двух разноминерализованных растворов с циклом КВК.

Совершенствование методики обработки и интерпретации данных

ГИС достигается все более широким применением электронно-вычислительной техники, с помощью которой материалы ГИС обрабатываются по программам ИНГЕФ (1976 г.), «нормализации» диаграмм каротажа по пористости (1974 г.), ПГ-2Д (1975 г.), «ствол» (обработка данных профилометрии и кавернометрии — с 1977 г.).

Как известно, промышленная нефтегазонасыщенность пород осадочного чехла Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП) установлена в широком стратиграфическом диапазоне (от силура до триаса). Литологический состав пород разреза отличается разнообразием и содержит большинство известных типов карбонатных и терригенных коллекторов. Примером такого разнообразия нефтегазосодержащих коллекторов служат полимиктовые песчаники триаса и перми, кварцевые песчаники среднего девона, карбонатные породы пермокарбона, рифогенные образования франского яруса, доломиты силурийского возраста. К этим отложениям приурочены залежи нефти и газа на разведываемых площадях: Харьгинской, Пашшорской, Кочмесской, Интинской, Западно-Соплесской, Югидской, Командиршорской, Средне-Макарихинской. Совершенствование ГИС диктуется необходимостью детального изучения коллекторов, установления их эффективных мощностей, нефтегазонасыщения, а также выдачи обоснованных рекомендаций на их опробование.

Накопленный опыт изучения коллекторов по материалам ГИС показывает, что эффективность применяемого комплекса исследований для различных типов коллекторов резко неодинакова. В коллекторах гранулярного типа как терригенных, так и карбонатных, применяемый комплекс ГИС основные геологические задачи решает наиболее полно: выделение коллекторов, определение эффективных мощностей, оценка пористости, определение нефтегазонасыщенности, установление положения ВНК и ГВК. Существенные затруднения при решении некоторых из перечисленных задач связаны с глубокой зоной проникновения фильтра в пласт, наличием переходной зоны в некоторых нефтяных залежах, а также коллекторами, представленными тонким неравномерным чередованием плотных и проницаемых разностей.

Наибольшую трудность представляет изучение сложных типов терригенных низкопоровых коллекторов, видимо, осложненных трещиноватостью (песчаники среднего девона на Командиршорской и Югид-Вуктыльской площадях), и карбонатных гранулярно-кавернозных, трещинно-кавернозных, трещинных коллекторов (например, карбонаты пермокарбона Интинского газового и Кочмесского нефтяного месторождения, рифогенные верхнедевонские образования Харьгинского и Пашшорского месторождений нефти, силурийские карбонаты Средне-Макарихинского месторождения нефти). Перечисленные породы-коллекторы не обладают основными общеизвестными признаками гранулярных коллекторов по комплексу ГИС. В большинстве случаев единственным критерием для их выделения служили данные РК и АК, а

также полученные при опробовании притоки нефти и газа. По данным выполняемого комплекса ГИС такие коллекторы обычно характеризуются номинальным или несколько увеличенным диаметром скважины: по кавернограмме, сильной изрезанностью на кривых микрокаротажа (при отсутствии положительных приращений), преимущественно двухслойными кривыми зондирования по БКЗ при высоких (от 100 до 800 омм) удельных сопротивлений, низкими и средними значениями естественной гамма-активности по ГК, средними и высокими значениями НГК.

Таким образом, геофизическая характеристика сложных коллекторов не отличает их от вмещающих плотных пород. Во многих случаях коллекторы сложных типов выделяются в разрезе отрицательными аномалиями (от 20 до 80 мв, при максимальных величинах до 170 мв) на кривых ПС. Наиболее четко это явление наблюдается в тех случаях, когда пласты-коллекторы образуют в разрезе мощные пачки. Установление петрофизических связей для коллекторов сложных типов является трудной, зачастую неразрешимой задачей.

Для повышения геологической информативности ГИС в разрезах с коллекторами сложного строения необходимым условием в настоящее время является проведение так называемых специальных исследований. Такие исследования проводятся по специальным программам и методикам, начиная с 1976 г. К ним относятся проведение временных замеров электрическими методами, исследования по методикам «каротаж—испытание—каротаж», «каротаж—давление—каротаж», исследования на двух растворах различной минерализации. Перечисленные виды исследований проведены в рифогенном массиве на Пашшорском (скв. 35, 38, 42) и Харьгинском (скв. 2) нефтяных месторождениях, на Кочмесской площади в карбонатах нижней перми (скв. 11, 14, 16), в силурийских карбонатах на Средне-Макарьинском нефтяном месторождении (скв. 11, 12).

Эффективность исследований ГИС по приведенным выше методикам в разных условиях неодинакова. Однако полученные положительные результаты по некоторым скважинам создают предпосылки для более широкого проведения этих работ. Надежным резервом получения дополнительной информации по сложным типам коллекторов представляется применение прямых методов исследования, хотя методика проведения ОПК и ГДК и интерпретация получаемых результатов пока разработаны только для коллекторов гранулярного типа.

В трудоемком процессе интерпретации большого комплекса данных ГИС в отдельных случаях (скв. 2-Инта, 35-Пашшор и др.) является эффективным применение автоматизированного способа непрерывного прослеживания связей между геофизическими параметрами, который реализуется на ЭВМ с помощью программы ИНГЕФ (Н. З. Залаяв, БелНИГРИ).

Подводя итог изложенному выше, можно сделать следующие выводы:

1. Применяемый в настоящее время в ТПП комплекс ГИС не является достаточно эффективным и универсальным для сложных типов коллекторов, с которыми связаны перспективы прироста запасов нефти и газа.

2. Специальные исследования ГИС при условии соблюдения необходимых технологических требований к их проведению в комплексе с прямыми методами являются перспективными резервами повышения геологической эффективности изучения пород-коллекторов сложных типов. Для выделения газонасыщенных коллекторов сложного типа эффективным может оказаться метод временных замеров НГК в обсаженных скважинах по контролю за расформированием зоны проникновения. Такие исследования можно проводить как в эксплуатационных, так и технических колоннах на Интинской площади. На площадях с нефтяными залежами бурение продуктивного разреза в двух-трех скважинах необходимо проводить на минерализованном растворе с выполнением временных замеров электрическими методами с последующей заменой на пресный раствор и повторением замеров. Дополнением к этим работам могут быть исследования по методике «каротаж—испытание—каротаж».

3. Для однозначного выделения в разрезе сложных коллекторов по данным ГИС необходимо резкое увеличение объемов петрофизических исследований, а также увеличение поинтервальных испытаний дифференцированно по различным геофизическим характеристикам (типам коллекторов).

ВОЗМОЖНОСТИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ПРИ ПОИСКАХ ЛОВУШЕК НЕАНТИКЛИНАЛЬНОГО ТИПА В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

**А. С. БУШУЕВ, Ю. М. ПОРТНОВ, А. Ф. ПАНЦЕРНО,
Н. Г. ГОЛОВАНОВА, В. Д. КУЗОВКОВА, Т. М. МОСКАЛЕВА**

Ухтинское территориальное геологическое управление, Ухта

В последние годы все большее значение приобретает проблема поисков залежей нефти и газа, связанных с ловушками неантиклинального типа. В Тимано-Печорской провинции важнейшими объектами для поисков залежей подобного типа являются верхнедевонские рифогенные образования и структурно-стратиграфические ловушки в терригенных отложениях среднего девона. Существенная роль при поисках неантиклинальных ловушек отводится геофизическим методам и в первую очередь сейсморазведке. Значение последней особенно возросло в связи с внедрением способа многократных перекрытий (метод общей глубинной точки — МОГТ) и цифровой аппаратуры, что способствовало повышению разрешающей способности метода и сделало возможным проведение целенаправленных поисков ловушек указанного типа в различных районах провинции.

Наиболее важные в практическом отношении результаты получены при картировании верхнедевонского (ухтинского) рифа в южной части Ижма-Печорской впадины, где Геофизической сейсморазведочной экспедицией УТГУ в 1976 г. начаты специальные исследования по поискам неантиклинальных ловушек в комплексе с детальной гравиразведкой, электроразведкой, магниторазведкой и структурно-поисковым бурением. На первом этапе наблюдения МОГТ проводились одновременно на двух профилях — продольном и непродольном. Этим достигалось увеличение информации, получаемой от одного взрыва, и повышение надежности корреляции записи, зарегистрированной на

соседних профилях. Густота сети продольных профилей составляла 3—4 км, расстояния между продольными и непродольными профилями в парах 0,8 км. На втором этапе число непродольных профилей, сопряженных с продольными, увеличено до двух. В последующем на одной из площадей была создана равномерная сеть профилей через 0,8 км, что дает возможность ее использования при детализационных работах без дополнительных затрат на топографо-геодезическую подготовку профилей. Применение продольно-непродольного профилирования способствовало повышению геологической эффективности работ и позволило только одной сейсмпартии сэкономить за один сезон более 90 тыс. м бурения взрывных скважин и почти 60 т взрывчатых веществ.

Цифровая регистрация полевых наблюдений сейсмостанциями ССЦ-2 и последующая обработка материалов на ЭВМ «Сайбер-73» обеспечили получение коррелируемого материала практически по всему разрезу осадочного чехла, включая силурийские отложения, и выделение характерных признаков наличия в разрезе рифогенных образований. На сейсмических профилях, пересекающих зону палеошельфа и предполагаемый барьерный риф, установлено закономерное увеличение на восток мощности карбонатной толщи ухтинской свиты, заключенной между отражающими горизонтами III^a и III^b. Мощность этой толщи достигает максимальных значений (260—340 м) в зоне развития рифа, который отмечается также на всех профилях антиклинальными перегибами горизонта III^a, приуроченного к кровле рифогенных отложений. На структурной карте по этому горизонту зона рифа представлена в виде пологого валообразного поднятия шириной 2—3 км, протягивающегося в субмеридиональном направлении к северу и югу от Западно-Тэбукской структуры. Структура облеганя фиксируется и в вышележащих карбонатных отложениях нижней пермикарбона, где она имеет более пологие очертания и значительно меньшую амплитуду.

Помимо вышеуказанных признаков, рифовая зона проявляется на временных разрезах усложнением записи на уровне девонских отложений, закономерным ухудшением прослеживаемости подрифовых отражающих горизонтов III^a (нижнефранские отложения), IV (силур) и образованием «ложных» поднятий по этим горизонтам, обязанных своим происхождением увеличению пластовой скорости в рифогенных породах. Имеющиеся данные о скоростной характеристике разреза и результаты бурения на Южно-Тэбукской площади свидетельствуют об отсутствии положительной структуры под рифом.

Для восточного глубоководного склона рифа характерна сложная интерференционная запись. Установленные здесь наклонные отражающие площадки в девоне, по всей вероятности, отображают резкое увеличение мощности фаменской толщи заполнения на границе между рифом и депрессионной зоной.

По горизонту III^a и вышележащим отложениям перми—карбона

глубоководному склону отвечает пологая флексура амплитудой 60—80 и 20—30 м соответственно.

Зона ухтинского рифа непрерывно прослежена сейсморазведкой на расстоянии свыше 50 км, что подтверждает барьерный характер формирования рифовых построек в Ижма-Печорской впадине и позволяет более целенаправленно осуществлять поиски локальных рифогенных ловушек в пределах этой зоны. К числу подтвержденных бурением ловушек рифогенного типа следует отнести выявленную сейсморазведкой к югу от Западного Тэбука Южно-Тэбукскую структуру. С большой долей вероятности можно предполагать наличие подобных ловушек на месте локальных структур облекания, установленных сейсморазведкой МОГТ по горизонту III^a на Кыкаельской площади. Самая южная из этих структур (Верхне-Вонъюская) находится в районе скв. 34-Кыкаель, вскрывшей карбонатные отложения ухтинской свиты повышенной мощности (250 м). Структура полностью не оконтурена, ее размеры в изученной части составляют 3×1 км, амплитуда по горизонту III^a в замкнутом контуре не менее 30 м. Еще одна локальная структура предполагается в 2 км к западу от скв. 80-Кыкаель и по-видимому, имеет меньшие размеры по сравнению с Верхне-Вонъюской структурой. Связь этих структур с биогермами подтверждается приуроченностью к ним участков максимальных мощностей между отражающими горизонтами III^a и III^b (300—340 м). Обе структуры перспективны для поисков залежей нефти в карбонатных отложениях верхне-франского подъяруса и фамена.

Дальнейшие поиски неантиклинальных ловушек в Ижма-Печорской впадине должны быть направлены по пути расширения сейсморазведочных исследований МОГТ с целью картирования различных по возрасту и генезису рифогенных образований верхнего девона, а также детализации выявленных ловушек рифогенного типа.

Одновременно сейсморазведкой в комплексе с бурением должна решаться задача изучения зоны выклинивания среднедевонских отложений и поисков связанных с нею структурно-стратиграфических ловушек. Трудности решения этой задачи в Ижма-Печорской впадине обусловлены сравнительно малой мощностью этих отложений и незначительным градиентом ее изменения (2—7 м/км). Более благоприятные условия для изучения сейсморазведкой зон выклинивания отложений среднего девона установлены на некоторых площадях Печоро-Колвинского авлакогена и, в частности, на склонах Возейского и Мишваньского древних поднятий. Так, на Харьягинской площади, где мощность среднедевонских отложений достигает 400 м и резко (в среднем 15 м/км) выклинивается в сторону Возейского и Мишваньского поднятий; с этими отложениями связаны отражающие горизонты III^a, IIIst, IIIst. Контуров прослеживаемости указанных горизонтов дают представление о границах распространения среднедевонских отложений с точностью до 2—3 км, соответствующей ширине зоны интерференции

отражающих горизонтов. На южном склоне Возейского поднятия примерное положение границы выклинивания среднедевонских отложений определялось по данным сейсморазведки МОВ, МОГТ путем анализа изменения мощностей между отражающими горизонтами в низах верхнедевонских (III') и в кровле нижнедевонских (III'') отложений. Построенная таким способом и скорректированная по данным бурения первых скважин схематическая карта мощностей среднедевонских отложений была использована при разведке среднедевонской залежи Возейского месторождения.

Обнадеживающие результаты получены в северных районах провинции и в отношении картирования рифогенных образований. Тематическими исследованиями в присводовой части Харьягинской структуры предположительно выделен на основании особенностей записи сейсмических волн локальный участок распространения верхнедевонских рифогенных образований. Бурение глубоких скважин подтвердило правильность этого прогноза. В настоящее время здесь открыта залежь нефти в карбонатах верхнефранского подъяруса. Последующими работами МОГТ было уточнено местоположение южного склона Харьягинского рифогенного массива.

Не менее интересные данные получены на Командиршорской площади, где сейсморазведкой МОГТ установлено большое сходство в строении верхнефранской карбонатной толщи с ухтинским барьерным рифом Ижма-Печорской впадины. Этот факт в совокупности с результатами бурения на верхнедевонском (сирачойском) рифе Пашшорской площади доказывает широкое распространение барьерных рифов на территории Тимано-Печорской провинции, что в значительной мере расширяет перспективы обнаружения связанных с ними залежей нефти и газа.

О ВОЗМОЖНЫХ ЗОНАХ НЕФТЕ- И ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В СИЛУРИЙСКИХ И БОЛЕЕ ДРЕВНИХ ОСАДОЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Г. Г. ГРИГОРЬЕВ, В. Н. ГРОМЕКА, А. М. БУРОВОЙ

ИГиРГИ, Москва

К числу принципиально важных результатов геологоразведочных работ последних лет в Тимано-Печорской провинции следует отнести установление самостоятельной нефтегазоносности додевонских и в первую очередь силурийских отложений на севере и северо-востоке ее территории (Средняя Макариха, Возей, Варандей, Падимей). Эти открытия наряду с имеющимися геолого-геофизическими данными выдвигают додевонский комплекс и в первую очередь силурийские отложения в число новых перспективных объектов поисков нефти и газа. Отложения силура имеют широкое площадное распространение, увеличиваясь в мощности с запада на восток, достигая 3500—4000 м в пределах западного склона Урала. Литологически отложения силура представлены в основном карбонатными породами с прослоями ангидритов. Коллекторы силура относятся преимущественно к порово-трещинному типу и имеют довольно высокие емкостные и фильтрационные показатели, часто обусловленные как вторичными процессами — выщелачиванием, доломитизацией, так и интенсивностью тектонических нарушений. Покрышками могут служить толщи ангидритов и карбонатно-глинистых пород силурийского и более молодого возраста. Для рассматриваемых отложений специфично наличие крупных погребенных изометричных или линейных приразломных структурных элементов, наследующих рельеф фундамента. К первым относится древний Большеземельский свод, Лайский структурный выступ, ко вторым — Мичаю-Пашнинский, Шапкина-Юрьяхинский, Печоро-Кожвинский и Усино-Колвин-

ский валы. Сложность поисков структур в силурийских и более древних отложениях объясняется несоответствием их регионального, а часто и локального структурного плана с вышележащими горизонтами девона, карбона и перми. Помимо тектонических ловушек, на востоке провинции в зоне перехода от елецких к лемвинским фациям возможно распространение седиментационных или тектоно-седиментационных ловушек нефти и газа.

Большое значение при определении перспектив нефтегазоносности додевонских отложений имеет решение вопроса о нефтегазогенерирующих возможностях этих толщ. Одним из таких показателей является широкое площадное битумонасыщение пород силура. По данным Л. А. Анищенко и Л. И. Филипповой [2], общее содержание битумоидов в силурийских отложениях колеблется от 0,01 до 1% и более. Высокие концентрации битумоидов отмечаются в верхах силурийского комплекса на Колвинском мегавале, юге Хорейверской впадины и на гряде Чернышева. Значительные мощности и глубины погружения, восстановительные условия накопления и последующего преобразования рассеянного органического вещества являются благоприятными критериями для реализации нефтегазоматеринского потенциала силурийских отложений. Подтверждением нефтегазогенерирующих возможностей силурийских отложений могут служить результаты исследований геохимических лабораторий ИГиРГИ по определению генетических связей нефтей в различных районах и стратиграфических комплексах Тимано-Печорской провинции. По одному из наиболее достоверных генетических показателей — соотношению изопреноидов пристан/фитан отмечается отличие нефтей терригенных отложений девона Ижма-Печорской впадины и юго-восточного склона Тимана от нефтей Усыно-Колвинского и Шапкина-Юрьяхинского валов. В то же время нефти различных горизонтов месторождений Колвинского мегавала и Хорейверской впадины (включая нефть силура) по соотношению пристан/фитан отнесены к одному геохимическому типу, т. е. наблюдается генетическая однородность нефтей по разрезу. В таком случае можно предполагать, что нефтяные углеводороды в этом районе генерировались нефтегазо-содержащей карбонатно-терригенной толщей ордовикско-силурийского возраста, из которой осуществлялась как латеральная, так и вертикальная миграция. Это хорошо подтверждается на примере Средне-Макарихинского месторождения, где при отсутствии среднедевонских отложений отмечены близкие генетические показатели в нефтях силура и нижней перми.

Достоверность прогноза фазового состояния углеводородов чрезвычайно актуальна в свете задач по приросту запасов нефти в провинции. С этой целью ниже использованы материалы по стадиям катагенеза ОБ, отражающим динамику палеотемператур. Для отдельного прогнозирования использовалось положение о том, что залежи нефти могут находиться в осадочных породах, испытавших воздействие тем-

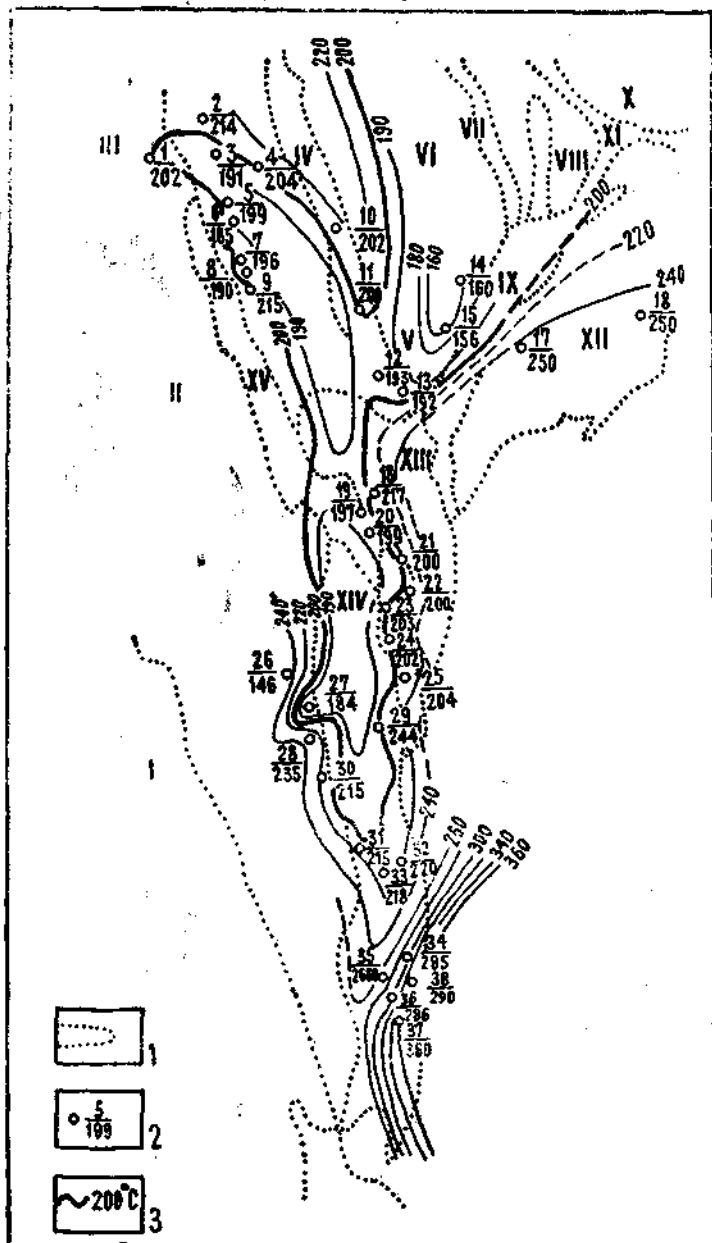


Рис. 1. Схематическая карта палеотемператур на срезе 4000 м.

1 — границы основных тектонических элементов; 2 — площади, по которым произведен расчет палеотемператур (в числителе — номер площади, в знаменателе — палеотемпература); 3 — изореспленды.

Тектонические элементы: I — Тиман, II — Ижма-Печорская впадина, III — Седухинский выступ и Малоземельская моноклинал, IV — Денисовская впадина, V — Колвинский мегавал, VI — Хорейверская впадина, VII — гряда Сорокина, VIII — Мореюский прогиб, IX — гряда Чернышева, X — Коротангинская впадина, XI — гряда Чернова, XII — Косью-Роговская впадина, XIII — Больше-Сытинская впадина, XIV — Верхне-Печорская впадина, XV — Печоро-Кожвинский мегавал.

Площади, по которым произведен расчет палеотемператур: 1 — Нарьян-Марская, 2 — Василковская, 3 — Ванейвиская, 4 — Лаявожская, 5 — Шапкинская, 6 — Южно-Шапкинская, 7 — Пашшорская, 8 — Верхне-Грубешорская, 9 — Юрьянская, 10 — Харьгинская, 11 — Возейская, 12 — Усинская, 13 — Мастерзельская, 14 — Салюкинская, 15 — Средне-Макарихинская, 16 — Лемвинская, 17 — Кочмеская, 18 — Вяткинская, 19 — Печоро-Кожвинская, 20 — Печорогородская, 21 — Аранецкая, 22 — Переборская, 23 — Западно-Сибирская, 24 — Андроновская, 25 — Еджид-Кыртинская, 26 — Мичаюская, 27 — Северо-Савиноборская, 28 — Восточно-Савиноборская, 29 — Вуктыльская, 30 — Пашинская, 31 — Рошальская, 32 — Илчская, 33 — Изырская, 34 — Пачгинская, 35 — Рассохинская, 36 — Курьянская, 37 — Патраковская, 38 — Средне-Андыгская.

температур не больше 200°C [1]. С целью прогнозирования зон нефте- и газонакопления для территории Тимано-Печорской провинции были построены схематические карты стадий катагенеза по отражательной способности витринита для терригенных отложений девона, карбона и перми. Построить такие карты по отложениям силура не представляется возможным из-за отсутствия данных по отражательной способности витринита и малого числа скважин. В связи с этим нами путем экстраполяции была построена схематическая карта палеотемпературного срезан на глубине 4000 м, характерного для глубин залегания силурийских отложений на наиболее перспективной территории провинции (рис. 1). На схеме выделены зоны, ограниченные палеоизотермой 200° , в пределах которой могут быть выявлены преимущественно залежи нефти. Районы с большими палеотемпературами относятся к преимущественно газоносным. Наиболее перспективными для поисков залежей нефти в силурийском комплексе пород являются Хорейверская впадина и южная часть Колвинского мегавала (рис. 2). В пределах Хорейверской впадины отмечаются минимальные для принятого срезан глубин (4000 м) значения палеотемператур: $150\text{--}160^{\circ}\text{C}$. Они приурочены к Макарихо-Салюкинскому валу. Получение нефти из верхне- и нижнесилурийских отложений на Средне-Макарихинском месторождении при отсутствии терригенных отложений девона подтверждает предположение о высоких аккумулирующих и нефтепродуцирующих возможностях силурийских отложений в этом районе. На территории Колвинского мегавала палеоизотерма 200° на широте Харьгинского месторождения отделяет южную более низкотемпературную часть от северной. Увеличение палеотемператур с юга на север хорошо согласуется с увеличением газоносности в разрезе в том же направлении.

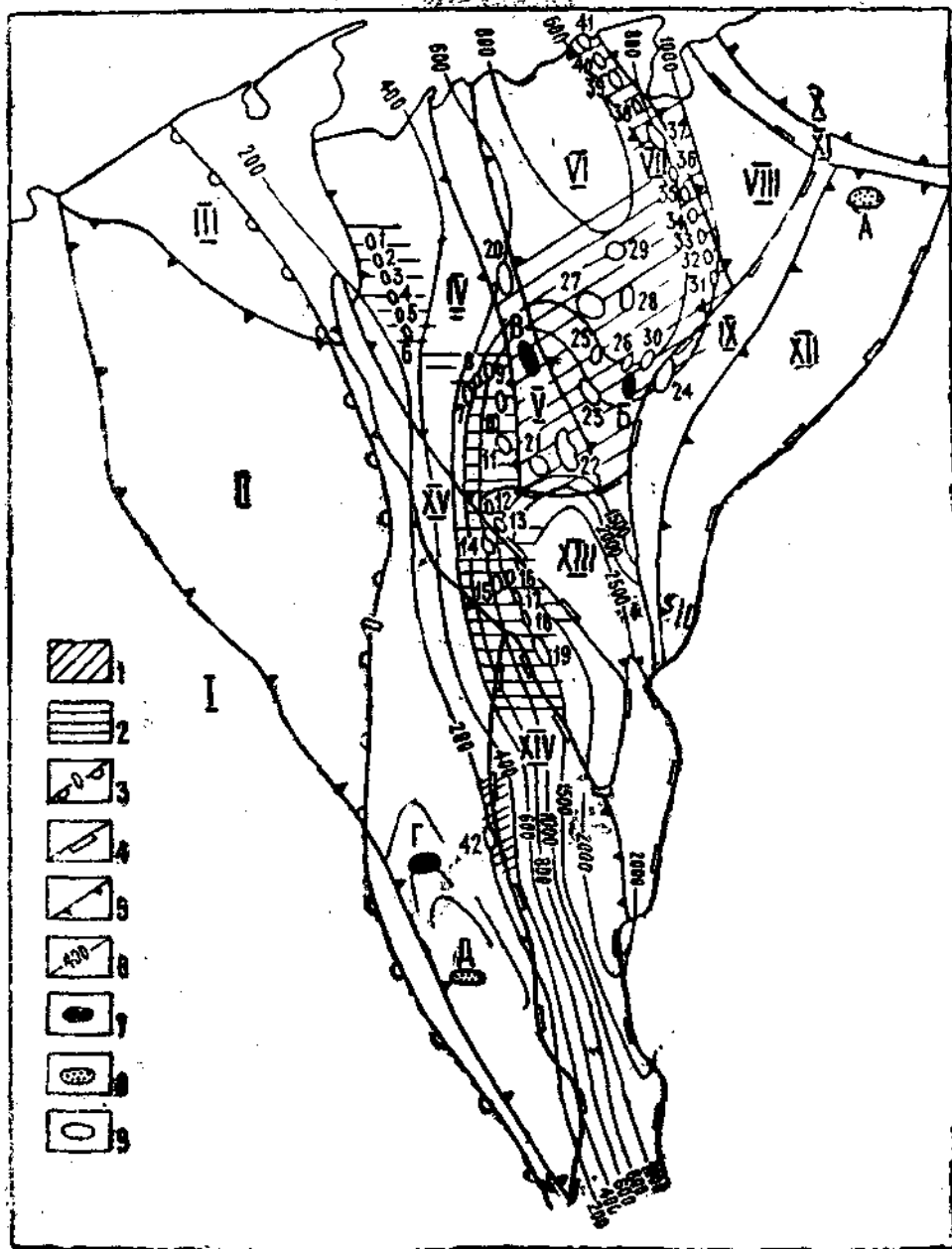


Рис. 2. Схематическая карта возможных зон нефте- и газонакопления в силурийских отложениях Тимано-Печорской провинции.

1 — зоны возможного нефтенакопления; 2 — зоны возможного газонефтенакопления; 3—5 — границы: 3 — распространения силурийских отложений, 4 — Предуральского прогиба, 5 — тектонических элементов; 6 — изопакиты силурийских отложений; 7—8 — залежи в отложениях силура; 7 — нефти, 8 — газа; 9 — перспективные структуры на нефть в отложениях силура.

Тектонические элементы см. на рис. 1.

Месторождения с залежами нефти и газа в отложениях силура: А — Падимейское. Б — Средне-Макарийское. В — Возейское. Г — Западно-Тэбукское. Д — Нижне-Омринское.

Структуры, перспективные на нефть и газ: 1 — Ванейвская, 2 — Северо-Шапкинская, 3 — Шапкинская, 4 — Южно-Шапкинская, 5 — Пашшорская, 6 — Верхне-Грубешорская, 7 — Верхне-Амдермабская, 8 — Нижне-Плавунтьевская, 9 — Усть-Юрьянская, 10 — Лая-Андрюшинская, 11 — Верхне-Подминская, 12 — Лекъюская, 13 — Валминская, 14 — Северо-Лыжская, 15 — Западно-Керкавожская, 16 — Южно-Лыжская, 17 — Песчанская, 18 — Каменская, 19 — Кыртабская.

Структуры, перспективные на нефть: 20 — Харьгинская, 21 — Новикобожская, 22 — Усинская, 23 — Баганская, 24 — Усно-Кушшорская, 25 — Веякская, 26 — Северо-Макарийнская, 27 — Сандивейская, 28 — Колванская, 29 — Хорейверская, 30 — Салюкинская, 31 — Подверьюская, 32 — Хосалтинская, 33 — Нерчейская, 34 — Осовейская, 35 — Семаюская, 36 — Ярейягинская, 37 — Седяхинская, 38 — Лабаганская, 39 — Наульская, 40 — Торавейская, 41 — Варандейская, 42 — Северо-Савиноборская.

Отмеченные в последнее время на гряде Сорокина признаки нефти в силурийских отложениях на отдельных структурах позволяют оценить эту территорию как нефтеносную. Определенные перспективы на газоконденсат, а возможно и на нефть, связываются с южной частью Шапкина-Юрьянского вала. Сложное распределение палеотемператур характеризует Мичаю-Пашинскую зону дислокаций. Формирование структур Мичаю-Пашинского вала тесно связано с развитием Илыч-Чикинской зоны разломов, вдоль которой происходило внедрение интрузий, являвшихся локальными генераторами тепла и способствовавших усиленному прогреву отдельных участков. В лучших палеотемпературных условиях находится Северо-Савиноборское поднятие.

В юго-западных районах Ижма-Печорской впадины, несмотря на небольшие глубины залегания силурийских отложений, благодаря благоприятным палеотемпературным условиям могло происходить образование жидких углеводородов [3].

По ряду районов можно выделить территории, где витринит достиг коксовой и более высоких стадий преобразования в девонских и даже в каменноугольных и пермских отложениях, т. е. палеотемпературы уже в них достигали 220—225°C и, следовательно, породы силура, залегающие на больших глубинах, бесспорно находились в еще более жестких палеотемпературных условиях. К таким районам относятся внутренние борта Предуральского прогиба. В центральной части и на внешних бортах температурные воздействия были не столь значительными, что предполагает сохранение здесь нефтяных залежей.

Реализация перспектив нефтеносности додевонского комплекса пород Тимано-Печорской провинции требует дальнейшего разворота и совершенствования методики геологоразведочных работ на указанных первоочередных направлениях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аммосов И. И., Еремин И. В. Палеотемпература главного этапа нефтеобразования.— В кн.: Проблема диагностики условий и зон нефтеобразования. М.: Изд-во ИГиРГИ, 1971, с. 108.

2. Анищенко Л. А., Филиппова И. И. Среднепалеозойские отложения северо-востока Тимано-Печорской провинции, перспективы поисков залежей нефти и газа.— В кн.: Геология и полезные ископаемые Тимано-Печорской провинции. Сыктывкар, 1975, вып. 3, с. 230—233.

3. Григорьев Г. Г., Буровой А. М. и др. Перспективы обнаружения залежей нефти в ловушках различного типа в южной части Коми АССР.— В кн.: Нефтегазоносность Северо-Востока европейской части СССР и севера Урала. Сыктывкар, 1977, с. 63—69. (Тр. VIII геол. конф. Коми АССР. 3).

СОДЕРЖАНИЕ

Вассерман Б. Я., Богацкий В. И., Богданов Б. П. Особенности геологического строения северных впадин Предуральяского прогиба и их нефтегазоносность	3
Тимонин Н. И., Юдин В. В. Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности западного склона севера Урала и Приуралья	7
Николаев Ю. Д., Муранова Г. Ф. Палеопрогнозы Тимано-Печорской провинции и их связь с нефтегазоносностью	12
Коваленко В. С., Елохин В. П., Панкратов Ю. А. Особенности геологического строения нефтегазовых залежей Колвинского мегавала	15
Соломатин А. В., Еременко В. И., Иоффе Г. А. Перспективы поисков неантиклинальных ловушек в палеозое южной части Тимано-Печорской провинции	19
Россихин Ю. А., Мельникова С. О. Геологическое строение и перспективы нефтеносности карбонатных комплексов вала Сорочкина	22
Анищенко Л. А., Данилевский С. А. Прогноз зон нефтегазоаккумуляции в основных нефтегазоносных комплексах Тимано-Печорской провинции	27
Гобанов Л. А., Сливкова Р. П., Шафран Е. Б. Особенности распространения среднедевонского терригенного нефтегазоносного комплекса Тимано-Печорской провинции	32
Вокуев Л. А., Овчинников Э. Н., Носов А. П. Перспективы наращивания запасов нефти в районе Ухтинской складки	36
Петренко В. И., Канашук В. Ф., Ильченко Л. А., Леонтьев И. А., Рассохин Г. В., Деметьева О. Ф. Новые данные о механизме увеличения углеводорододатчи газоконденсатных месторождений	39
Бенч А. Р., Крейнин Е. Ф., Поле А. В. Геологические особенности, анализ разработки и прогнозирование конечной нефтеотдачи некоторых длительно разрабатываемых месторождений Коми АССР	43
Гроссгейм В. А., Бескровная О. В., Рожков Г. Ф. Первичная и вторичная зональность терригенных поддоманиковых отложений Колвинского вала	48
Гроссгейм В. А., Бескровная О. В. Особенности постседиментационных изменений терригенных пород среднедевонских отложений Тимано-Печорской провинции	53
Якуцени В. П., Баркан Е. С., Прасолов Э. М., Лобков В. А. Закономерности размещения зон интенсивного газонакопления в мире и критерии их поисков на Европейском Севере	57
Воронов А. Н., Тихомиров В. Б., Якуцени В. П. Критерии прогноза качества газового сырья	69
Анищенко Л. А., Андреев Г. И., Кузьбожева З. М., Трифачев Ю. М. Прогноз качества углеводородных залежей на основании закономерностей изменения свойств нефтей и газов Тимано-Печорской провинции	74
Сорокин В. А., Саар Д. А., Паталов М. Н. Некоторые черты тектонического строения и истории развития приморской части Тимано-Печорской провинции	78
Гурью Н. Н., Степина Л. Ф., Галишев М. А., Жданова Н. С., Щелочанов Ю. С., Богомолов А. И. Преобразование углеводородного состава нефтей Тимано-Печорской провинции под влиянием гипергенных и миграционных факторов	84
Груздев А. М., Дедов Н. К., Канев В. А., Осипова Р. Е., Просужих Ю. А., Семуков С. В., Чуманов Е. И. Исследование закономерностей изменения свойств флюидов и коллекторов, термодинамических условий в пределах некоторых нефтяных и газоконденсатных залежей Тимано-Печорской провинции	89

Куликов П. К. О генетической основе прогнозирования нефтегазоносности	93
Пименов Б. А., Малышева Е. О. Оценка качества нижнефранской глинистой покрывки севера Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна	96
Аминов Л. З., Горбань В. А., Панева А. З., Удот В. Ф. Геохимическая характеристика палеозойских отложений северной части Тимано-Печорской провинции в связи с нефтегазоносностью	104
Ткачев Ю. А. Исследование погрешностей оценок параметров реальных залежей нефти моделированием на ЭВМ	111
Малышева Е. О., Пименов Б. А. Глинистые минералы нижнефранских отложений севера Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна	114
Лещенко В. Е., Борисов А. В., Поле А. В. Прогнозная эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ в Тимано-Печорской провинции	120
Парфенов П. Г., Скирневский Ю. Ф., Музафаров К. Х. Проблемы геофизических исследований скважин при изучении коллекторов сложных типов в геологических условиях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции	124
Бушуев А. С., Портнов Ю. М., Панцерно А. Ф., Голованова Н. Г., Кузовкова В. Д., Москалева Т. М. Возможности сейсморазведки при поисках ловушек неантиклинального типа в Тимано-Печорской провинции	128
Григорьев Г. Г., Громека В. И., Буровой А. М. О возможных зонах нефте- и газонакопления в силурийских и более древних осадочных отложениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции	132

Опечатки			
Страница	Строка	Напечатано	Следует читать
Между 8 и 9	Рисунок	10 — надвиговые	10 — поднадвиговые
18	10-я снизу	вернепермскими	верхнепермскими
58	14-я сверху	палеогенеогенового	палеоген-неогенового
63	15-я снизу	$^3\text{He}/^4\text{He}$	$^3\text{He}/^4\text{He}$
137	14-я сверху	17 — Песчанская	17 — Песчанская

Геология месторождений горючих ископаемых Европейского Северо-Востока СССР

Редактор Ю. А. Кочев
Художник Т. Н. Коданева
Техн. редактор М. А. Сазанская
Корректор Т. В. Цветкова

Подписано в печать 10.III.81 г. Ц01127. Формат 70×90¹/₁₆. Бум. типографская № 1.
Усл. печ. л. 10,8. Уч. изд. л. 10. Тираж 500. Заказ № 3706. Цена 70 к.

Итинская городская типография Госкомитета Коми АССР по делам издательств,
полиграфии и книжной торговли.
39930, г. Ията, ул. Чернова, 1.