

553.98

Г36

**ГЕОЛОГИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НЕФТИ
И ГАЗА
ЕВРОПЕЙСКОГО
СЕВЕРО-ВОСТОКА
СССР**

10 ГК РК

**СЫКТЫВКАР
1987**

Институт геологии
Коми филиала
Академии наук СССР

Производственные объединения:
Полярноуралгеология, Ухтанефтегазгеология,
Печорагеофизика

ГЕОЛОГИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА ЕВРОПЕЙСКОГО СЕВЕРО-ВОСТОКА СССР

(Труды X геологической конференции Коми АССР)

**Сыктывкар
1987**

Рассмотрены условия размещения залежей углеводородов по площади и нефтегазоносным комплексам Тимано-Печорской провинции. Приведены литологическая и коллекторская характеристики продуктивных толщ. Показаны гидрогеологические условия существования залежей нефти и газа в пределах отдельных нефтегазоносных областей. Оценена продуктивность нефтегазоматеринских толщ и экранизирующие возможности региональных покрышек. Охарактеризованы углеводородные системы. Работа представляет интерес для геологов-нефтяников, геохимиков и литологов, занимающихся вопросами разведки и поиска залежей нефти и газа.

Ответственные редакторы:
Л. З. Аминов, В. А. Дедеев

**ГЕОЛОГИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА
ЕВРОПЕЙСКОГО СЕВЕРО-ВОСТОКА СССР**

(Труды X геологической конференции Коми АССР)

Редактор О. П. Сорокина
Техн. редактор М. А. Сазанская

Сдано в набор 11.07.86 г. Подписано в печать 30.03.87 г. Ц01823.
Формат 60×90¹/₁₆. Бум. типографская № 1. Печать офсетная. Усл. печ. л. 10,71.
Уч.-изд. л. 10. Тираж 600. Заказ 5886. Цена 65 коп.

Областная типография, 160001, г. Вологда, ул. Чкаловскийцев, 3.

**НОВЫЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ
О СТРОЕНИИ ХОРЕЙВЕР-МОРЕЙЮСКОЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ
В СВЯЗИ С ПЕРСПЕКТИВАМИ
ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ
ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ
НА НЕФТЬ И ГАЗ**

В. В. Ростовщиков, С. А. Прохоров, А. С. Бушует, Р. И. Бирон
Печорагеофизика, Ухта

П. П. Тарасов

Объединение Ухтанефтегазгеология, Ухта

Хорейвер-Морейюская нефтегазоносная область занимает обширную северо-восточную часть Тимано-Печорской провинции и геологически приурочена к двум разно построенным элементам: Хорейверской впадине и Варандей-Адзвинской структурной зоне.

Промышленная нефтеносность установлена в 1971 г. после открытия в Хорейверской впадине Салюкинского нефтяного месторождения с залежами в пермо-карбоне, затем в 1978 г. — Макарихинского месторождения нефти с залежами в верхнем силуре.

Варандей-Адзвинская зона представляет сложно построенный структурно-тектонический элемент, состоящий из валов Сорокина, Гамбурцева, Сарембой-Няртейягинского, разделенных Морейюской и Верхне-Адзвинской впадинами.

В строении осадочного чехла Хорейвер-Морейюской области принимают участие мощная толща палеозойских (триасовых, пермско-каменноугольных, девонских, силурийских и ордовикских) и мезозойских (юрских и меловых) отложений. Мощности осадочного чехла в Хорейверской впадине от 4100 до 5000 м, в Варандей-Адзвинской зоне — от 5000 до 8000 м.

До начала восьмидесятых годов в Варандей-Адзвинской зоне, в северной части вала Сорокина, были открыты месторождения нефти, связанные с триасовыми, пермско-каменноугольными и верхнедевонскими отложениями. В 1980 г. установ-

лена промышленная нефтеносность нижнедевонских карбонатных отложений на Сарембой-Няртейягинском валу (Северо-Сарембойская и Сарембойская площади). В 1981 г. получен промышленный приток нефти из силурийских отложений на Сандивейской площади.

Полученные данные позволили высоко оценить перспективы нефтегазоносности Хорейвер-Морейюской нефтегазоносной области и предопределить широкий разворот геолого-разведочных работ. К этому моменту уже были известны общие черты строения Варандей-Адаьвинской структурной зоны, подготовленной по пермско-каменноугольным и верхнедевонским отложениям сейсморазведкой — методом одно- и шестикратного профилирования.

Хорейверская впадина отличалась крайне низкой изученностью как сейсморазведкой, так и бурением. Четырехлетний период интенсивного ведения геолого-разведочных работ позволял в значительной мере уточнить геологическое строение Хорейвер-Морейюской нефтегазоносной области и основательно расширить перспективы поисков новых месторождений нефти и газа в Тимано-Печорской провинции.

Если в Хорейверской впадине перед геофизическими и буровыми работами ставилась задача изучения строения и перспектив нефтегазоносности всего осадочного чехла, то в Варандей-Адаьвинской впадине она несколько конкретизировалась полученными открытиями и определила необходимость изучения только нижнедевонско-силурийских и ордовикских отложений.

Основным методом изучения строения и подготовки нефтегазоперспективных объектов для поисково-разведочного бурения являлась сейсморазведка в модификации многократного (6 и 12) профилирования с проведением небольших объемов детальной гравиразведки. Сейсморазведочные работы четко определялись стадийностью: региональной, поисковой и детальной. Широко применялись испытатели пластов в процессе бурения.

Комплексные геолого-геофизические работы позволили получить важные геологические результаты, раскрывающие перспективы и дальнейшие направления геолого-разведочных работ в Хорейвер-Морейюской нефтегазоносной области.

Хорейверская впадина. Установлена промышленная нефтеносность пермско-каменноугольных (Сандивейская-1, Веякская площади), верхнедевонских (Мусюршорская, Баганская, Восточно-Харьягинская площади) и силурийских (Сандивейская и Баганская площади) карбонатных отложений.

Залежи в пермско-каменноугольных отложениях среднедебитные, приурочены к малоамплитудным (50—100 м) структурным ловушкам. Сейсморазведочными работами в Хорейверской впадине выделен еще целый ряд крупных и крупнейших малоамплитудных структур в этих же отложениях.

Верхнедевонский нефтегазоносный комплекс характеризуется широким развитием рифовых отложений, зонально объединяющихся в разновозрастные барьеры, крупные карбонатные банки и одиночные постройки.

В пределах Ухтинского барьерного рифа в подготовленной сейсморазведкой Восточно-Харьягинской рифовой ловушке открыта промышленная залежь нефти. Характерной особенностью является тот факт, что Восточно-Харьягинская ловушка является продолжением Ухтинского барьера, который пересекает Печоро-Колвинскую нефтегазоносную область и продуктивен на Харьягинском месторождении. Доказана принципиальная возможность наличия залежей в новом типе рифовых ловушек — структурно-тектоническом.

В центральной части Хорейверской впадины, по периферии крупнейшего Сандивейского поднятия, установлена цепочка окаймляющих рифовых построек верхнедевонского возраста. В свode Мусюршорского рифа из пробуренной скважины получен высокодебитный приток нефти. Моделируя условия осадконакопления в верхнедевонское время, авторы пришли к выводу о существовании крупнейшей Сандивейской карбонатной банки. К востоку и югу от нее выделен целый ряд сейсмических аномалий, однозначно интерпретируемых как рифогенные отложения. Возможно, что и промышленный приток нефти на Баганской площади также приурочен к зоне развития рифогенных отложений. Таким образом, важным итогом прошедшего пятилетия является выработка оптимального комплекса для поисков и разведки залежей нефти, связанных с рифогенными отложениями.

В силурийских отложениях установлены мощные пласты — коллекторы и покрышки. Мощности силурийских отложений сокращаются с востока на запад вследствие предверхнедевонского глубокого размыва. В центральной части под кыновско-саргаевскими глинистыми отложениями выходят пласты нижнесилурийских карбонатных отложений, на востоке в разрезе присутствуют не только верхнесилурийские, но и нижнедевонские отложения.

Сложные палеогеографические условия формирования силурийских отложений определили наличие ловушек структурно-стратиграфического и литологического экранирования. К такому типу ловушек приурочены выявленные высокодебитные залежи в юго-западной части Сандивейского поднятия и на Баганской площади.

Увеличение мощностей силурийских и появление нижнедевонских отложений на востоке впадины определяют новое направление поисков залежей, связанных со структурно-стратиграфическими ловушками. Этому способствует промышленная нефтеносность нижнедевонских отложений на валу Соронкина.

На западе, в зоне сочленения Колвинского мегавала и Хорейверской впадины, по данным сейсморазведки и бурения предполагается наличие верхне-среднедевонских терригенных отложений, высокопродуктивных на Колвинском мегавале.

Менее определенные данные получены по терригенному пермско-триасовому комплексу, но несмотря на это здесь отмечается сложная геологическая обстановка (выклинивание отдельных комплексов, наличие палеоделът, резкая литолого-фациальная изменчивость) для поисков и разведки залежей нефти и газа. Первые признаки нефтеносности верхнепермских терригенных отложений установлены на крупной Восточно-Хорейверской структуре.

Барандей-Адзвинская структурная зона. Важным результатом явилось установление промышленной нефтеносности нижнедевонских карбонатных отложений в целом ряде площадей. Широкое опосредование нижнедевонско-ордовикских горизонтов методами разведочной геофизики (сейсморазведкой и гравиразведкой) и бурения позволили сделать целый ряд интересных выводов.

Структурные планы на большей части Барандей-Адзвинской зоны по глубоким горизонтам сохраняются, но мощности нижнедевонских отложений увеличиваются с юго-запада на северо-восток. На структурах южной части (Черпауской, Степковожской) отсутствует гипсо-ангидритовая толща, а на северо-восточных (Тобойская площадь) в верхней части появляется мощная толща терригенных отложений (пересланение песчаных пластов с аргиллитами).

Структуры восточной части в пределах Сарембой-Няртейягинского вала (Леккейягинская, Енагнехойская и др.) резко осложнены блоково-надвиговой тектоникой со стороны Коротанжинской впадины и трудно картируются даже современными модификациями сейсморазведки.

На примере Сарембойского и Северо-Сарембойского месторождений установлены сложный характер распространения нефтенасыщенных коллекторов как по площади, так и по разрезу, резкая изменчивость от скважины к скважине. Это затрудняет проведение разведки выявленных залежей с высокой геолого-экономической эффективностью.

Установление промышленной нефтеносности вала Гамбурцева предопределяет возможность открытия здесь значительного месторождения нефти.

Детальная корреляция разрезов скважин, пробуренных в Барандей-Адзвинской зоне, и анализ сейсмического материала позволяют выделить зоны возможного развития рифогенных отложений верхнедевонского возраста.

Пересечение этих зон с крупными валами (Сорокина, Гамбурцева, Сарембой-Няртейягинским) создают благоприятные условия для формирования структурно-рифовых ловушек на

Седьягинской, Наульской, Торавейской, Западно-Лексейягинской площадях. Кроме того, предполагается инверсионный характер формирования валов Сорокина и Гамбурцева. Тектонические корреляции определяют возможное наличие структурно-тектонических (примыкающих) ловушек на границе валов и смежных впадин.

Основные выводы по результатам полученных материалов в Хорейвер-Морейюской нефтегазоносной области включают следующее:

установление высокой перспективности отложений практически всего осадочного чехла с доказанной промышленной нефтеносностью пермско-триасового (вал Сорокина), нижнепермско-каменноугольного (Хорейверская впадина, вал Сорокина), верхнедевонского (Хорейверская впадина, валы Сорокина, Гамбурцева), нижнедевонско-силурийского (Хорейверская впадина, валы Сорокина, Гамбурцева и Сарембой-Няרתейягинский) нефтегазоносных комплексов;

выявление широкого развития сложных, неантиклинальных типов ловушек (структурно-стратиграфических, литологических, рифовых, палеогеоморфологических, эрозионных и др.);

определение сложного характера распространения коллекторов в продуктивных карбонатных толщах верхнедевонского, нижнедевонского и силурийского возрастов.

Эти выводы определяют необходимость: а) комплексного научно обоснованного подхода к поиску и разведке залежей и месторождений нефти и газа в этой области; б) выработки оптимального геолого-геофизического комплекса (сейсморазведки, электроразведки, гравиразведки и бурения); в) использования в широком плане методов палеогеографической реконструкции бассейнов осадконакопления в различное время; г) развития методов прогнозирования геологического разреза (коллекторов и покрышек); д) сейсмофациального и сейсмо-стратиграфического анализов.

Такие работы уже проводятся. Обоснованы направления и методика поисков рифовых ловушек в верхнедевонских отложениях, начаты опытно-методические исследования с целью прогнозирования распространения коллекторов в нижнедевонских продуктивных отложениях на Сарембойской площади.

Выявлена новая зона нефтенакпления рядом с разрабатываемыми месторождениями Колвинского мегавала. Быстрое открытие и разведка новых месторождений создают реальную основу для увеличения объема добычи нефти в республике. Поэтому основная задача геологоразведчиков — ускорить промышленную оценку Хорейвер-Морейюской нефтегазоносной области, выявить и подготовить новые запасы с высокой геолого-экономической эффективностью.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НОВОГО ЮЖНО-ХОРЕЙВЕРСКОГО РАЙОНА

А. С. Головань, Е. Б. Шафран, В. С. Коваленко
Объединение Ухтанефтегазгеология, Ухта

В результате поисково-разведочных работ, разворачиваемых ПГО Ухтанефтегазгеология в Хорейверской впадине, в течение X и в особенности XI пятилеток открыт перспективный Южно-Хорейверский нефтеносный район. Поисковому бурению на указанной территории предшествовали региональные работы: проведены аэромагнитная и гравиметрическая съемки, на отдельных участках электроразведочные исследования различных модификаций, отработаны два региональных профиля КМПВ (XXI-Ф и XXIV-Ф), пробурено 5 параметрических скважин (1-Средняя Макариха, 1-Баганская, 1-Сандивейская, 30-Сандивейская, 1-Хорейверская). Площадь перспективных земель составляет несколько тыс. км², а начальные потенциальные ресурсы углеводородов — 8,4% от величины суммарных ресурсов Тимано-Печорской провинции. Вместе с тем рассматриваемый район находится на самой ранней стадии разведанности и характеризуется следующими показателями: степень разведанности 3%, разбуренность территории 3,8 м/км² при достигнутой по провинции 14,0 м/км². Последнее предопределено тем, что интенсивные поисковые работы начаты только в 1977 г. (начало буровых работ в 1970 г.). По материалам ВНИГРИ на территории Хорейверской впадины прогнозируется существование более 180 локальных структур, из которых к настоящему времени выявлено 66. Имеются весьма благоприятные предпосылки для подготовки в районе запасов нефти промышленных категорий и успешного вовлечения их в разработку. Перспективные земли находятся в центре Усинского промышленного района, расположенного в южной части Хорейверской впадины — крупной тектонической структуры 1 порядка. На западе Хорейверская впадина сочленяется с Колвинским мегавалом по системе кули-

сообразно расположенных флексур в доверхнепермских отложениях и отвечающей им системе разломов в нижнепермско-ордовикской части разреза и метаморфического фундамента. На востоке впадина по системе разрывных нарушений сочленяется со структурами вала Сорокина. Юго-восточная граница впадины контролируется системой надвигов гряды Чернышева, по которой карбонатные породы девона и силура гряды надвинуты на терригенные отложения верхней перми и триаса впадины. На юге Хорейверская впадина резко сужается и через узкий пролив сочленяется с Большесынинской впадиной Предуральяского прогиба. Разрез осадочного чехла Хорейверской впадины характеризуется в основном спокойным залеганием отложений и подразделяется на три структурных комплекса. Верхний (отложения до нижнетриасовых включительно) и средний (отложения от верхнепермских до девонских включительно) структурные комплексы, по которым выделяется как отрицательная структура Хорейверская впадина, характеризуются в основном согласным залеганием; наблюдается лишь небольшое несоответствие в углах наклона различных отражающих горизонтов, связанное с изменением мощностей отдельных толщ разреза. По нижнему силурийско-ордовикскому структурному комплексу, согласно залегающему на кровле рифей-нижнекембрийских отложений и перекрываемому с резким угловым несогласием средним комплексом, под Хорейверской впадиной выделяется крупное поднятие — Большеземельский палеосвод, наиболее приподнятая часть которого находится в районе Сандивейского поднятия. Большеземельский палеосвод, замыкаясь к югу от Ваганской структуры (поднятия) на западе обрамляется Западно-Хорейверской, на востоке — Сямаюской палеовпадинами, над которыми в верхних частях разреза наблюдается подъем отражающих горизонтов. Такое резкое угловое несогласие структурных комплексов в прибортовых частях впадины связано, вероятно, с увеличением мощности силурийско-ордовикских и, возможно, средне- и нижнедевонских отложений. Общая мощность осадочного чехла в южной части Хорейверской впадины достигает 4100—4200 м. Южная часть Хорейверской впадины характеризуется в целом пологими крупными малоамплитудными структурами. К ним относятся Сандивейское, Веяжское и Ваганское поднятия. Амплитуды их не превышают 100 м, размеры в среднем 40×20 км и более. Характерной особенностью указанных поднятий является их осложненность по различным горизонтам верхнего палеозоя большим числом локальных изометричных структур. По материалам сейсморазведочных работ МОГТ, выполненных в 1977—1983 гг., в пределах поднятий (особенно Сандивейского) были выявлены аномалии волнового поля, образующие протяженные зоны вдоль их склонов. Стратиграфическая приуроченность анома-

лий связывается с верхнедевонскими и на отдельных участках с силурийскими карбонатными отложениями. Геологическая природа таких аномалий интерпретируется как погребенные органогенные постройки. Этому предположению не противоречат материалы бурения на Сандивейской и Веянской площадях (скв. 3, 40, 30 и др.). Юго-западный борт Сынян-ырской депрессии осложнен Мастерельской структурой размерами $12,5 \times 4,5$ км по кровле карбонатов. Структура четко прослеживается по всем горизонтам осадочного чехла. Севернее намечены контуры Северо-Мастерельской структуры. В зоне сочленения Хорейверской впадины с Хорьинским поднятием передана в глубокое бурение Восточно-Хорьинская структура, которая по верхнему девону является непосредственным продолжением продуктивного Хорьинского рифа.

В системе структур юга Хорейверской впадины выделяются структуры Макариха-Салюкинского вала. Их отличает вытянутость в меридиальном направлении, четкие линейные формы и значительная амплитуда (длина 51—52, ширина 4—6 км, амплитуда до 400 м). В районе работ по результатам глубокого бурения и сейсморазведки во вскрытом разрезе выделяются четыре нефтегазовосных комплекса (НГК): силурийско-ордовикский, верхнедевонско-турнейский, нижнепермско-визейский карбонатные и нижнепермско-триасовый терригенный.

Силурийско-ордовикский НГК имеет мощность свыше 700 м. Коллекторами являются перекристаллизованные и реликтово-органогенные доломиты и доломитизированные известняки. Покрышка — глинистые известняки кыновско-саргавского горизонта. В разрезе данного НГК выявлено четыре залежи на Средне-Макарихинском, Сандивейском и Ваганском месторождениях. Верхнедевонско-турнейский НГК слагают карбонатные породы. Коллекторы — рифогенные известняки и доломиты в значительной степени кавернозные. Региональной крышкой служат глины и глинистые известняки в подошве визейского яруса, а также межпластовые глинистые известняки. В разрезе комплекса выявлено три залежи: в фаменских закарстованных известняках Мусюрпорской площади, домакиновых известняках Ваганского месторождения и рифогенных карбонатах верхнего девона Восточно-Хорьинской площади.

Нижнепермско-каменноугольный НГК мощностью до 600 м представлен в основном карбонатными породами и охватывает диапазон отложений от визейских до артинских включительно. Коллекторами в рассматриваемом НГК являются высокопористые выщелоченные или биогермные известняки и доломиты, емкость которых обусловлена межзерновой пористостью. Выделение коллекторов по комплексу ГИС затруднений не вызывает. Региональной крышкой являются

глины кунгурского яруса, локальными — межпластовые глинистые известняки артинского и ассельского + сакмарского ярусов. В пределах Южно-Хорейверского района подготовлена к разработке массивная залежь нефти в карбонатах $P_1a + C_2b$ на Салюкинском месторождении, запасы по которому утверждены в ГКЗ СССР; находится в разведке верхнекаменноугольная залежь на структуре Сандивейской-1 и выявлено две залежи нефти массивного типа в карбонатах P_1 и $C_3 + C_2$ на Веянской площади. Характеристика залежей представлена в таблице.

Кроме перечисленных выше промышленно-нефтеносных комплексов, прямые признаки нефтеносности (притоки нефти при опробовании ИП на трубах, нефтенасыщение в керне и др.) установлены в высокопористых доломитах серпучовского яруса нижнего карбона на площади Сандивей-1. Эти данные позволяют рассчитывать на открытие в межангидритовых пачках доломитов залежей легкой нефти, аналогичных ранее разведанной залежи на соседнем Усинском месторождении. Пока не ясны перспективы нефтеносности терригенных отложений верхнепермско-триасового НГК, хотя имеющиеся геолого-геофизические материалы не отрицают вероятности обнаружения залежей и в этой части разреза.

Таким образом, в пределах Южно-Хорейверского района стратиграфический диапазон нефтеносности весьма широк и охватывает отложения от нижнепермских до ордовикских включительно. Разнообразны и типы залежей: массивные, пластовые, сводовые, литологически ограниченные и, возможно, тектонически экранированные. Исходя из геологического строения территории, морфологии ловушек и других геологических факторов можно определить, по крайней мере, три основных направления проведения поисково-разведочных работ *и пути их реализации*.

1. Западная зона — сочленение Хорейверской впадины с Колвинским мегавалом. В этой зоне расположены Восточно-Харьятинская, Северо-Мастерьевская, Мастерьевская и Леккерская структуры. Перспективы прироста запасов связаны с отложениями перми-карбона, рифогенными карбонатами верхнего девона, зонами повышенной проницаемости силурийских отложений, а также с возможным наличием среднедевонских отложений, тектонически ограниченных с запада зоной глубинного разлома вдоль Колвинского мегавала и выклинивающихся в направлении Большеземельского палеосвода. Необходимо постановка детализационных сейсморазведочных работ с целью подготовки и переподготовки к глубокому бурению Мастерьевской и Северо-Мастерьевской структур, а также для трассирования границ выклинивания среднедевонских отложений и выявления в них ловушек структурно-стратиграфического типа. В связи с получением поло-

Характеристика нефтяных залежей

Месторождение	Возраст залежи	Интервал опробования, м	Дебит нефти, т/сут.	Пластовое давление, кг/см ²	Пластовая температура, °С	Литология коллектора
	Возраст покровных	Номер скважины	Диаметр штуцера, мм	Глубина замера, м	Глубина замера, м	Литология покровных

Силурийско-ордовикский НГК

Средне-Макарихинское	O ₁	8120—8180	14	332,0	72	Известняк + доломит
	D ₃ kn + gr	7	10	3150	3150	Глинистый известняк
То же	O ₂		42,2	598,8		Доломит
	O ₃	8	9	4160		Доломит + ангидрит
Сандивейское	S ₁	3428—3448	211	370,8		Доломит
	D ₃ kn + gr	3	24	3425		Глинистый известняк
Баганское	S ₂	3246—3272	216	350,0	79	Доломит
	D ₃ kn + gr	2	13	3259	3259	Глинистый известняк

Верхнедевонско-туркменский НГК

Мусюршорское	D ₃ fm	2914—2950	1420	318,7		Известняк
	C, V	30	24	2900		Глины
Баганское	D ₃ dm	3141—3230	188	345,1	78	Известняк
	D ₃ f ₂	2	11	3200	3200	Мертель рифогенный
Восточно-Харьгагинское	D ₃ f ₃	3409—3451	Не опр.	Не опр.	Не опр.	Карбонаты
	D ₃ fm ₁ ?	26				Глинистые карбонаты

Нижнепермско-каменноугольный НГК

Сандивейское-1	C ₂	2266—2293	17	235,1		Известняк
	P, kg	22	5	2270		Глины
Салюкинское	P _{1a} —C _{2a}	1389—1536	217,8	153,0	33,7	Известняк
	P, kg	1/21	10	1427	1427	Глины

жительных результатов на Восточно-Харьгагинской площади — ускорить промышленную оценку открытой залежи.

2. Центральная зона — Сандивейское, Веяское и Баганское поднятия. Перспективы нефтегазоносности связаны с поисками зон разуплотнения высокопористых карбонатов в силурийских отложениях, подготовкой к бурению и проверкой поисковым бурением полосы одиночных рифогенных массивов в верхнефранском подъярусе, а также залежей в структурах их облекания. Для этой цели, кроме поискового бурения, следует максимально уплотнить сеть сейсмических профилей (до 2—3 км/км²) в зонах, характеризующихся аномальной записью волнового поля. Рекогносцировочными и площадными работами необходимо охватить территорию между грядой Чернышева и Баганским поднятием. Поисковым бурением следует охарактеризовать все структурные осложнения Сандивейского и Баганского поднятий, выйти с поисковым бурением на Западно-Макарихинскую, Веякошорскую, Ладскую структуры для оценки промышленной значимости пермско-каменноугольных отложений. Подготовить к глубо-

южной части Хорейверской впадины

Тип коллектора	Пористость, %	Свойства нефтей			
	Проницаемость, мД	Плотность, г/см ³	Вязкость, сСт	Содержание парафина, вес. %	Содержание смол, вес. %
Порово-кавернозный	$\frac{7-13,7}{1-587}$	$\frac{0,915-0,926}{0,926}$	11,4 сСт	2,0	22-24,7 (с асфальт.)
Тращинный	Не опр.	$\frac{0,838-0,858}{0,858}$	7,8	6,6-10,0	4,0
Порово-кавернозный	$\frac{17,3-19,8}{599-1025}$	0,842	7,65	2,75	3,4
То же	$\frac{6-9,5}{\text{Не опр.}}$	0,827			
То же	$\frac{\leq 11}{\text{Не опр.}}$	0,865		2,36	8,43
Поровый	$\frac{7,1-13,9}{\text{Не опр.}}$	0,842			
Не установлен	Не опр.	0,843	9,42	22,94	3,3
Поровый	$\frac{\leq 10}{\text{Не опр.}}$	0,863	16,3	2,85	6,8
Порово-кавернозный	$\frac{13,0}{610-890}$	$\frac{0,873-0,900}{0,900}$	$\frac{23,3-62,1}{62,1}$	$\frac{2,3-4,6}{4,6}$	$\frac{9,1-15,1}{15,1}$

кому бурению Янашошорскую и Южно-Янашошорскую структуры и ввести их в поисковые бурения.

3. Восточная зона — Макариха-Салюкинская дислокации. Провести детализационные сейсморазведочные работы с целью переподготовки Салюкинской структуры к глубокому бурению по силурийско-ордовикским отложениям. Выполнить поисковые сейсморазведочные работы между Макариха-Салюкинским валом и грядой Чернышева с целью выявления новых локальных структур. Закончить разведку Средне-Макарихинского месторождения и подготовить его к промышленной разработке.

Особенности геологического строения и характера промышленной нефтеносности Южно-Хорейверского района определяют специфичность методики подготовки месторождений к промышленной разработке. Имеющийся опыт показывает, что в этом районе на подготовку месторождений к разработке будут затрачены существенно большие объемы как сейсморазведочных, так и буровых работ. Так, если при подготовке Усинского и Возейского месторождений было пробурено соответственно 110 и 150 тыс. м, то на Сандивей-

ском поднятии выполненный объем глубокого бурения уже составил около 80 тыс. м. Отработан также большой объем полевых геофизических исследований. Однако полная оценка промышленной значимости залежей Сандивейского поднятия пока не дана. Это естественный процесс наступившего нового этапа изучения недр провинции, и задача состоит сейчас в том, чтобы выработать и внедрить в самые сжатые сроки в практику работ новую рациональную методику ускоренной оценки открытых месторождений и их подготовки к разработке. Важнейшим фактором является высококачественная опережающая подготовка к глубокому бурению малоамплитудных локальных структур, исключающая, как правило, их последующую детализацию (переподготовку). Это позволит опоскоровать и дать оценку промышленной значимости выявленных залежей сразу же на первом этапе работ при минимальном количестве зависимых скважин. Необходимо своевременное проведение детализационной сейсмораазведки, что позволит свести до минимума количество непродуктивных скважин. Особое внимание следует уделять качеству, достоверности и полноте получаемой геолого-геофизической информации, особенно на поисковом этапе, шире применять методику поэтажного опоскования, успешно оправдавшую себя в последние годы.

Значительные прогнозные ресурсы Южно-Хорейверского района, открытые новые высокодебитные месторождения, хорошие качества нефтей, благоприятные горно-геологические условия (глубины залегания залежей до 3500 м) и особенно их очень удачное географическое положение (вблизи разрабатываемых месторождений Усинского промышленного узла) создают предпосылку для ускоренной подготовки промышленных запасов нефти в северной части Тимано-Печорской провинции.

ПРОБЛЕМЫ ОПТИМИЗАЦИИ НЕФТЕРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В ЮЖНЫХ РАЙОНАХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

А. К. Цехмейстрюк
ПечорНИПИнефть, Ухта

Южные районы Тимано-Печорской провинции в пределах Восточно-Тиманского мегавала, Омра-Лузской седловины и западного борта Верхнепечорской впадины обладают определенными перспективами открытия нефтяных месторождений. Анализ геолого-геофизической изученности и степени освоенности начальных потенциальных ресурсов свидетельствует о том, что в этом районе могут быть обнаружены в основном малоамплитудные, малоразмерные залежи нефти. Исследование особенностей геологического строения нефтяных месторождений районов показало, что подавляющее число залежей заключено в ловушках структурного типа. Однако часто распространение коллектора осложняется литологическим фактором. Выделяемые ранее как типично литологические залежи (р. Лемью, верхняя пермь) при дополнительном изучении их глубинного геологического строения оказываются приуроченными к структурным поднятиям, которые в конечном счете и определяют их продуктивность.

Несмотря на локальность и недостаточную информативность проведенных ранее геолого-геофизических исследований, они содержат достаточно ценные сведения о глубинном строении территории, что выявляется в процессе целенаправленного пересмотра фактического материала, позволяющего решать задачи постановки нефтеразведочных работ не только в региональном плане, но и частично на уровне локального прогноза.

Обобщение геолого-геофизических материалов по восточному склону Южного Тимана и прилегающим районам депрессии позволило установить большое количество структурных осложнений осадочной толщи, представляющих интерес в ка-

честве объектов для постановки структурного, а в дальнейшем мелкого поискового, разведочного и эксплуатационного бурений. На северном и северо-восточном погружениях Омра-Сойвинского полусвода выявлена система ступеней, осложненных локальными остаточными возвышенностями.

В связи с унаследованностью развития ряда структурных элементов до неотектонического этапа определенной информативностью обладают материалы космофотоснимков (КС). Анализ КС позволил выделить ряд аномалий, вероятно обусловленных структурным планом осадочной толщи, и передать их для проверки структурным бурением и сейсморазведкой.

В соответствии с требованиями экономической оценки месторождений по величине народнохозяйственного эффекта минимальной моделью ловушки может являться складка амплитудой порядка 20 м и площадью около 5 км². С уменьшением размеров и запасов месторождения объективно должно происходить совмещение стадий и этапов поисково-разведочных работ. Можно представить модель месторождения, открытого на стадии подготовки структуры параметрической скважиной, с такими запасами, при которых одна скважина выполнит задачи и разведочной, и эксплуатационной скважин. Это минимальная модель объекта, при которой этапы подготовки, поиска, разведки и эксплуатации совмещаются в одноцикловом производственном процессе.

По действующим в настоящее время экономическим критериям оценки нефтяных месторождений в южных районах Тимано-Печорской провинции положительный народнохозяйственный эффект может быть получен от месторождения, на котором разместятся не менее пяти продуктивных скважин. Исходя из этого можно реализовать несколько вариантов оптимизации поисково-разведочного процесса с целью сокращения затрат на геологоразведку и скорейшее промышленное освоение месторождения.

В провинции имеется определенный опыт проведения геолого-разведочных работ по ускоренной методике. На месторождениях, таких, как Усинское, Вуктыльское, ускорение работ осуществлялось благодаря совмещению поискового этапа и работ по подготовке структуры. На месторождениях Войвожской группы были совмещены разведочные и эксплуатационные работы. Проведение эксплуатационного бурения на заключительном этапе разведки реализовано на среднедевонской залежи Возейского месторождения. Все эти мероприятия дали большой народнохозяйственный эффект в виде ускорения получения промышленностью углеводородного сырья.

В связи с наиболее вероятной моделью залежи южных районов Тимано-Печорской провинции, с учетом степени изученности и имеющегося опыта можно рекомендовать следующий порядок геолого-разведочного цикла:

анализ имеющихся геолого-геофизических материалов с целью зонального определения перспектив нефтеносности, выявление локальных осложнений и оценка их достоверности; в случае необходимости — проведение двух-трех сейсмических профилей для поочередного подтверждения выявленных локальных осложнений;

подготовка детальной сейсморазведкой в обязательном комплексе с опережающим параметрическим бурением структур с отработкой опорных разрезов по методике ПГР;

бурение поисковой скважины, закладываемой обычно в присводовой части структуры, с учетом литологических и гидродинамических факторов.

При отрицательных результатах бурения параметрической и поисковой скважин (после детального анализа) площадь, как правило, выводится из поискового процесса. В случае открытия залежи параметрической скважиной поисковая скважина не бурится. На этом заканчивается поисковый этап.

Разведочный этап совмещается с эксплуатационным освоением месторождения, осуществляемым на основании проекта разведочных работ и плана пробной эксплуатации, предусматривающего бурение опережающих эксплуатационных скважин. При этом должен реализоваться порядок разбуривания «от известного к неизвестному». Скважины размещаются по эксплуатационной сетке. В критическом направлении, где может быть получен отрицательный результат, закладывается разведочная скважина, остальные три скважины в крестовом пересечении могут быть эксплуатационными. При этом, если какая-то из эксплуатационных скважин подсечет ВНК, то она может быть использована в качестве нагнетательной. Дав, таким образом, оценку месторождения относительно минимальной критической величины, можно перейти к расширению фронта буровых работ на основе полученных результатов по пробуренным скважинам. Как правило, разбуривание месторождения осуществляется одним буровым станком. Учитывая, что расстояния между скважинами задаются по эксплуатационной сетке (до 500 м), бурение можно осуществлять с одной площадки наклонно направленным способом. При положительных результатах бурения первоочередной группы разведочных и эксплуатационных скважин и при определенной уверенности в более широкой территории продуктивности на месторождении может быть задействована вторая буровая установка.

В процессе буровых работ детально изучается весь разрез геофизическими методами и пластоискателем. Бурение осуществляется до подошвы базисного горизонта — среднедевонско-нижнефранского комплекса. Одновременно с бурением ведутся анализ и обобщение геолого-геофизических материалов: при получении существенных расхождений данных бу-

рения и геофизики организуется доизучение месторождения сейсморазведочными работами, по результатам которых должно корректироваться дальнейшее размещение скважин.

Предлагаемые методические приемы, основанные на особенностях геологического строения прогнозируемых объектов, учитывающих ландшафтные условия района, позволят повысить эффективность геолого-разведочного процесса и в кратчайший срок получать промышленную продукцию на открываемых месторождениях. В то же время они повышают требования к полноте геологической информации, оперативности ее обработки и осмысления, а также к руководству геолого-разведочным процессом.

В качестве специальных проблем нефтеразведочных работ в южных районах Тимано-Печорской провинции следует выделить изучение геологического строения и нефтеносности до-среднедевонского комплекса, поиск и разведку литологических залежей в зоне регионального выклинивания терригенных комплексов.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДЕПРЕССИИ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

*Б. А. Яралов, С. Н. Горецкий, В. И. Иотов,
В. Л. Соеенко, С. П. Тюнегин, В. В. Богатырев,
З. П. Юрьева*

Объединение Архангельскгеология, Архангельск

Депрессии как отрицательные структурные формы II порядка в отдельных нефтегазоносных регионах нашей страны начинают играть все возрастающую роль в общем балансе прироста запасов нефти и газа. Научный и практический интерес к ним обусловлен, с одной стороны, сокращением фонда ловушек в пределах ограничивающих их положительных структурных элементов, с другой — возможностью обнаружения в пределах депрессий значительных скоплений нефти и газа.

Особенностью формирования залежей в депрессиях, как показали исследования в Волго-Уральской и Днепровско-Донецкой провинциях, является то, что местоположение их могло контролироваться не современным, а палеоструктурным планом продуктивных горизонтов. Высказано предположение о формировании подобных залежей на этапе стабилизации бассейна осадконакопления и постепенного охлаждения осадочного чехла, что содействовало прогрессированию на контакте залежь — вмещающая порода биогеохимических процессов, сопровождающихся выпадением смолисто-асфальтеновых компонентов нефтей. Последние способствовали битумоминеральному запечатыванию поровой системы, обусловив невозможность перемещения нефти по восстанию слоев при последующем расформировании антиклинальной ловушки.

Подобные примеры имеют место и в пределах Тимано-Печорской провинции (ТПП) — на Лаявожском, Хыльчуйском и других месторождениях, расположенных в пределах валов. Следует добавить, что наряду с выпадением тяжелых смолисто-асфальтеновых компонентов нефтей, содержание кото-

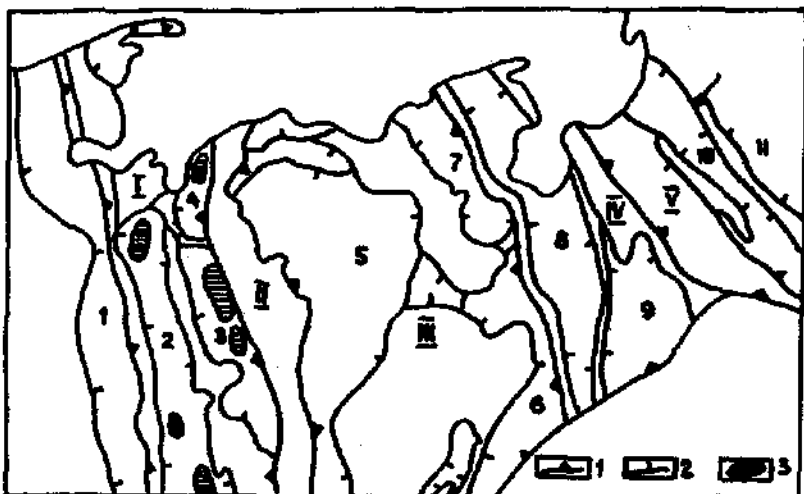


Рисунок. Обзорная схема северной части Тимано-Печорской провинции.

1—3 — границы структур: 1 — первого порядка, 2 — второго порядка, 3 — расформированных палеоподнятий.

I—V — структуры первого порядка: I — Денисовский прогиб, II — Колвинский мегавал, III — Хорейверская впадина, IV — Варандей-Адзвьянская структурная зона, V — Кортанхинский прогиб.

1—11 — депрессии: 1 — Патеysкая, 2 — Тибейнская, 3 — Верхнелайская, 4 — Устьпечорская, 5 — Чернореченская, 6 — Восточно-Хорейверская, 7 — Песяковская, 8 — Морейюская, 9 — Верхнеадзвьянская, 10 — Лымбинюская, 11 — Шарапюская.

рых увеличивается по мере приближения к внешней зоне залежи от 5 до 17%, в контактной зоне наблюдается повышенная по сравнению с вмещающими отложениями коррозия минеральных включений, в частности, на контакте битум — кварцевые зерна (скв. 1 Хыльчукской площади и др.), повышенная (в 1,5—3 раза) по сравнению с фоновыми значениями гамма-активность (Нульская площадь), обусловленная распределением радиоактивных элементов, связанных с глинистым и сингенетичным тонкодисперсным органическим веществом. Рассмотренные признаки запечатанных залежей приведены на основании изучения месторождений, пространственное размещение которых контролируют валы.

Следовательно, не исключая возможность подобных процессов в геологическом прошлом на этапах формирования месторождений и в пределах палеоподнятий, которым в современном структурном плане отвечают депрессии или склоны. В пределах северной части ТПП последние известны на территории Малоземельско-Колгуевской моноклинали, Варандей-Адзвьянской структурной зоны, Денисовской, Хорейверской и Кортанхинской впадин (см. рисунок). Всего их насчиты-

вается одиннадцать. По выраженности в разрезе осадочного чехла выделяются три группы депрессий: сквозные (Пятейская, Тибейвисская, Чернореченская, Восточно-Хорейверская, Мореюская, Верхнеадзвинская, Лымбиноуская), отражающиеся по всем горизонтам осадочного чехла; наложенные (Усть-Печорская, Верхнелайская), выраженные лишь в верхних его горизонтах, и погребенные (Песяковская, Шароповская), находящие отражение только в нижних горизонтах разреза осадочного чехла. По условиям формирования они подразделяются на унаследованные и новообразованные формы. Заложение первых относится к началу платформенного этапа развития территории, вторых — к кунгурско-позднепермскому времени (по подошве семилукского горизонта).

В зависимости от строения и истории развития вышеперечисленные депрессии, по-видимому, будут характеризоваться различными условиями нефтегазоносности. Наибольший интерес представляют новообразованные депрессии, заложившиеся на месте палеоподнятий, в последующем полностью или частично расформированных. К числу таких относятся Усть-Печорская, Тибейвисская, Верхнелайская и Чернореченская (южная часть) депрессии. Нефтегазоносность последних прежде всего следует связывать с терригенными отложениями среднего и верхнего девона, в которых имела возможность формирования запечатанных залежей в пределах палеоподнятий. Эти образования наиболее полно изучены на территории Денисовского прогиба и Колвинского мегавала. Продуктивными являются песчаники, суммарная мощность которых увеличивается с севера на юг от 30—40 (Ярейюская, Хыльчюуская площади) и до 80 м (Харьятгинская площадь). Наибольшая их мощность (более 100 м) зафиксирована в районе Усино-Возейского месторождения. Песчаники по составу преимущественно кварцевые (80—85%) с примесью зерек полевого шпата, обломков эффузивных, кремнистых пород и слюд. Из акцессорных минералов присутствуют эпидот, турмалин, циркон, лейкоксен; аутигенные минералы представлены сидеритом, кальцитом, гидроокислами железа. Размер зерен терригенной фракции колеблется от 0,05 до 0,9 мм, реже до 2 мм (скв. 1-Хыльчюуская) и в среднем составляет 0,25—0,5 мм. Материал от мелко- до крупнозернистого, отличается слабой окатанностью и сортировкой. Зерна кварца преимущественно полуокатанные, реже угловатые, имеют изометричную и удлинённую формы. Цемент порового, базально-порового, контактного и регенерационного типов, по составу — каолинитовый, местами карбонатный, глинистый, нередко хлоритизированный, серицитизированный, тонкошуйчатый.

Следует отметить, что условия седиментации предопределили, по-видимому, не только формирование первичных ем-

костно-фильтрационных свойств отложений, но и способствовали активному развитию в них вторичных (постседиментационных) процессов — регенерации, кальцитизации, каолинитизации, выщелачивания и других, что в конечном итоге обусловило широкое разнообразие типов коллекторов в разрезе среднедевонско-нижнефранских отложений и их неравномерное распределение по площади региона.

Так, пористость и проницаемость на Усинской площади составляют 5—18% и 150—1000 мД при средних значениях 13% и 200—350 мД соответственно. Тип коллектора поровый. В разрезе отложений Шапкина-Юрьяхинского вала пористость песчаников 6—9%, проницаемость 1—10 мД. Аналогичные образования Лайского вала (скв. 1 Лаявожской площади) обладают пористостью 3—6% и проницаемостью менее 1 мД.

Как видно из приведенных примеров, в северном направлении наблюдается в целом ухудшение емкостной характеристики среднедевонско-нижнефранских отложений. В этом же направлении предполагается увеличение роли порово-трещинного и трещинного типов коллекторов, а также наличие зон расцементации в результате действия агрессивных вод.

Следует подчеркнуть, что приведенные данные базируются на лабораторных исследованиях керн скважин, пробуренных в пределах валов, а в пределах депрессий в связи с низкой степенью их изученности бурением достоверные сведения о коллекторских свойствах отложений отсутствуют.

Однако, как показали результаты палеогеографических реконструкций, территория Денисовского прогиба и Колвинского мегавала в эйфельско-нижнефранский отрезок времени являлась частью обширного мелководного бассейна с преимущественно высокой гидромеханической активностью условий седиментации. Рельеф дна бассейна осадконакопления был слабо дифференцированным, что в свою очередь определило избирательный характер седиментации. В западинах откладывался преимущественно мелкообломочный материал от мелко- до крупноалевритовой размерности (размер фракций менее 0,1 мм), в то же время на приподнятых участках ложа бассейна происходило осаждение более грубозернистого материала песчаной размерности (размер фракций от 0,37 до 1,5 мм). Причем с увеличением амплитуды подводных поднятий повышается роль максимальных размерных песчаных фракций, и соответственно повышается их гранулометрическая зрелость. Последний фактор является наиболее важным при оценке коллекторских свойств отложений. С увеличением гранулометрической зрелости осадков улучшаются их емкостно-фильтрационные (коллекторские) свойства. В этой связи прогноз древних палеоподнятий в рассматриваемых отложениях представляется нам чрезвычайно актуальным.

В пределах Денисовского прогиба по подошве семилукских отложений к началу визейского века на месте современных Тибейвисской, Верхнелайской и Усть-Печорской депрессий существовали крупные палеоподнятия. Последние в свою очередь были осложнены локальными положительными структурами амплитудой до 100 м. Формирование залежей к этому времени в пределах указанных палеоподнятий в терригенных поддоманиковых отложениях еще не происходило вследствие незначительной глубины залегания этих толщ (800—1700 м).

Процессы нефтеобразования в указанных отложениях на территории прогиба и в смежных с ним тектонических зонах могли осуществляться с раннепермского времени. Генерированные на данном этапе углеводороды могли мигрировать в сторону вышеотмеченных палеоподнятий. Аккумуляция нефти происходила в их наиболее приподнятых частях.

В течение позднепермского времени наблюдается расформирование палеоподнятий и заложение депрессий. Возможно, связанные с ними залежи нефти в терригенных поддоманиковых отложениях могли, с одной стороны, подвергаться разрушению, с другой — сохранять первоначальное положение в случае их минеральной запечатанности или литолого-фациального контроля.

Таким образом, расформированные палеоподнятия в пределах новообразованных депрессий следует рассматривать как перспективные объекты для поисков залежей углеводородов в указанных отложениях. С целью оценки перспектив нефтегазоносности новообразованных депрессий, прежде всего Верхнелайской, Усть-Печорской и Тибейвисской, целесообразно осуществить бурение параметрических скважин в комплексе с детальными сейсморазведочными работами МОГТ. Скважины следует закладывать на своде расформированных палеоподнятий. Положение последних указано на рисунке. Их изучение необходимо рассматривать как новое направление поисков залежей нефти и газа в северной части ТПП.

Перспективы унаследованных депрессий, очевидно, следует связывать с локальными структурами длительного развития,

КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА МЕСТОРОЖДЕНИИ НЕФТИ И ГАЗА В ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

*В. И. Громека, А. М. Вуровой, Н. Т. Куренков,
В. В. Меннер, Е. Я. Поделько*
ИГиРГИ, Москва

Достоверность научного прогноза нефтегазоносности и обоснованность основных направлений геолого-разведочных работ приобретают все большую актуальность в условиях растущей освоенности потенциальных ресурсов Тимано-Печорской провинции и увеличения количества поисковых объектов с более сложным геологическим строением и меньшей концентрацией запасов.

Прогноз нефтегазоносности, теоретической основой которого является проблема закономерностей размещения месторождений нефти и газа, связан с раскрытием тектонических, литолого-фациальных, геохимических, гидрогеологических, термобарических и ряда других факторов, контролирующих нефтегазообразование, миграцию, аккумуляцию и сохранность залежей углеводородов.

Обобщение результатов изучения этой проблемы многочисленными исследователями позволяет сформулировать следующие общие ее положения для рассматриваемой провинции: 1) концентрация ресурсов нефти и газа в ордовикско-триасовом платформенном этаже; 2) преимущественная приуроченность скоплений к среднедевонско-нижнефранскому и верхневизейско-нижнепермскому комплексам, контролируемых наиболее выдержанными и надежными региональными покровными; 3) своеобразие нефтегазоносности двух разнородных по тектоническому режиму регионов провинции — Печорской плиты и Предуральяского краевого прогиба; 4) сосредоточение на платформе основных разведанных и прогнозных ресурсов в мобильных тектонических зонах рифтовой

приравломной природы, а в стабильных областях — к сводам и их склонам и бортам депрессий; 5) в Предуральском прогибе ведущее значение имеет нефтегазоносность доорогенного яруса с преимущественно платформенными закономерностями на внешнем и смешанными — на внутреннем бортах. Перечисленные положения имеют решающее значение при региональном прогнозе нефтегазоносности и определении стратегии поисков. Однако на достигнутой степени изученности провинции возрастает важность дальнейшего углубленного изучения и разработки критериев зонального и локального прогнозов нефтегазоносности.

Среди критериев зонального и локального прогнозов ведущую роль играют тектонические, литологические и отчасти палеотемпературные факторы как в связи с возможностями получения соответствующих данных имеющимся арсеналом легких поисковых методов, так и в силу большей конкретности, прогнозной информативности этих аспектов геологического анализа.

В составе тектонических критериев главное внимание должно сосредотачиваться не только на морфологических, но и на палеотектонических особенностях структур-ловушек разного порядка, их приуроченности к различным по тектоническому режиму районам, интенсивности перестроек и нарушенности регионов.

В мобильных зонах плиты оптимальными для аккумуляции наиболее крупных залежей являются структурные ловушки относительно раннего заложения, унаследованного развития с умеренной интенсивностью тектонических перерывов и перестроек структурного плана. Выгодным отличием структур-ловушек в этих зонах является их консервативность, малая вероятность расформирования возникших форм. Важным для прогноза наиболее контрастных и емких инверсионных структур можно считать их формирование в районах с увеличенной мощностью осадочного чехла и соответственно большей глубиной залегания фундамента. Благоприятными обстоятельствами следует рассматривать быструю смену умеренных тектонических перерывов нисходящими движениями и изоляцию покрывками трансгрессивных серий. Существенными при тектоническом прогнозе являются изучение дизъюнктивной тектоники, детальное прослеживание и анализ развития разломов древнего заложения и многократной однонаправленной активизации, тектонической нарушенности ловушек и покрывших и т. д.

В пределах стабильных зон плиты при сохранении большинства из вышеуказанных положений отмечается и ряд дополнительных критериев прогноза, в связи с большим многообразием ловушек тектонического и атектонического генезисов, значительным развитием небольших по размерам и

амплитуде структур, более подверженных, таким образом, перестроению вследствие региональных наклонов и частных перестроек структурного плана. Своеобразие стабильных зон определяется их более пестрой лито-фациальной характеристикой, большей сложностью природных резервуаров, преобладанием в их строении карбонатных формаций.

Базируясь на общих закономерностях для межрифтовых стабильных территорий, следует дополнительно учитывать благоприятность крупных положительных структурных осложнений, близких к зонам генерации углеводородов, в частности, Омра-Лыжского и Большеземельского. Перспективность таких территорий возрастает в связи с распространением в их пределах более интенсивных тектонических осложнений как линейной приразломной природы (Мицаю-Пашнинский вал Илыч-Чикшинской дизъюнктивной полосы, Макариха-Салюкинская дислокация и др.), так и изометричной формы (Омра-Сойвинский, Лаявожский, Сандивейский выступы).

Устойчивость стабильных блоков и преобладание в их пределах карбонатных толщ порождает широкое площадное и стратиграфическое распределения коллекторов в зонах перерывов. Важнейшее поисковое значение здесь приобретает прогноз не только региональных, но также и зональных и локальных покровов.

Более сложная ситуация для прогноза отличает область Преуральского краевого прогиба, что обусловлено особенностями его геологического строения, довольно слабой и неравномерной изученностью, резко различным стилем тектоники приуральской и приплатформенной территорий прогиба. Учитывая основную концентрацию ресурсов в доороженном структурном этаже, на значительной территории западной и центральной слабо дислоцированных частей прогиба можно предположить сохранение первостепенного значения платформенных закономерностей, определяемых поперечной тектонической зональностью. Наибольшая перспективность прогнозируется для районов, наложенных на мобильные зоны палеоплиты, с учетом их погруженности и переработки. Для звеньев прогиба, наложенных на стабильные зоны плиты, перспективность их западных территорий представляется невысокой, при этом некоторое исключение могут составить наиболее выраженные приразломные зоны (например, обрамление Илыч-Чикшинской системы). Для внутренней части прогиба наиболее перспективны линейные дислокации доороженного яруса стабильных зон, а линейные дислокации, наложенные на мобильные зоны платформы, имеют невысокие перспективы в связи с их крайне интенсивной и напряженной тектонической переработкой.

Среди литологических критериев детального прогноза в Тимано-Печорской провинции наиболее важны вторичные

преобразования коллекторов и особенности внутреннего строения природных резервуаров. Коллектора в терригенных породах, испытывших погружения до глубин 4,5 км и более, сохраняются лишь в мощных пластах среднезернистых кварцевых песчаников, что непосредственно сказывается на перспективности многих глубокопогруженных районов провинции. Под поверхностями перерывов и стратиграфических несогласий наблюдается улучшение коллекторов как в терригенных, так и в карбонатных комплексах особенно. Отмечается улучшение качества коллекторов в морских карбонатных толщах от ордовика к верхнему девону и перми, обусловленное увеличением роли органогенных пород.

Отчетливо проявляется закономерная приуроченность большинства крупных залежей к участкам отсутствия или минимальной мощности промежуточной толщи между породой-коллектором и покрывкой.

Иллюстрация высказанных положений приводится ниже на ряде конкретных примеров, по Колвинскому и Печоро-Кожвинскому мегавалам и стабильной области Ижма-Печорской впадины. Так, в пределах Колвинского мегавала отмечается различие в условиях нефтегазоносности его южных и северных частей. Нефтяных залежей в интервале от среднего девона до верхней перми приурочены к южной части мегавала (Усинское, Воейское и Харьгинское месторождения). В то же время в северной части мегавала распространены преимущественно нефтяные, нефтегазоконденсатные и газовые залежи, стратиграфический интервал которых ограничивается верхними нефтегазоносными комплексами.

Такая специфика нефтегазоносности Колвинского мегавала определяется тремя основными геологическими критериями:

- 1) более ранним заложением, контрастным выражением структур в южной части мегавала, их устойчивой во времени гипсометрической приподнятостью относительно зон генерации. На севере мегавала структурообразование происходило позднее и в ослабленном виде на фоне интенсивного мезокайнозойского прогибания;

- 2) различием геологической истории южной и северной частей мегавала в докыновское время, что выразилось в более устойчивом прогибании на севере, где в разрезе наблюдается промежуточная песчано-глинистая толща между верхнекыновской покрывкой и песчаниками среднего девона. Напротив, в южных районах мегавала, испытывших частичную инверсию в предкыновское время, наблюдается оптимальное соотношение пород-коллекторов терригенного девона и кыновской покрывки;

- 3) разной степенью катагенного уплотнения пород-коллекторов терригенного девона вследствие их меньших палеопо-

гружений (менее 4 км) и залегания под поверхностью непрерыва на южных площадях вала.

Такой ход геологического развития Колвинского мегавала в целом определяет концентрацию основных ресурсов углеводородов в его северной части, главным образом в каменноугольно-нижнепермском карбонатном комплексе под нижнепермской глинистой покрывкой.

В отличие от Колвинского средняя и северная части Печоро-Кожвинского мегавала обладают наиболее продолжительной, вплоть до раннего карбона, доинверсионной рифтовой стадией развития с аномальными скоростями осадконакопления, неблагоприятной изоляцией среднедевонско-нижнефранских коллекторов нижнекемновской полупокрывкой, а также сильным доинверсионным уплотнением этих коллекторов в наиболее погруженных зонах. Отрицательным фактором, по-видимому, является и более позднее (по сравнению с югом Колвинского мегавала) формирование структур-ловушек. Кроме того, очень сильная инверсия в средней части мегавала привела к выводу на поверхность эрозии, дренажу и расформированию возможно существовавших скоплений не только в каменноугольных, но и в верхнедевонских отложениях.

Тектонические условия, в известной мере сходные с югом Колвинской области, присущи Лыжско-Кыртаельскому валу и соседним участкам Среднепечорского поднятия, где и располагается наиболее перспективная южная часть Печоро-Кожвинского мегавала.

В стабильной области Ижма-Печорской впадины по палеотектоническим условиям резко обособляется северо-западная ее часть. Валье слабо дифференцированные прогибания, сопровождаемые малоблагоприятными лито-фациальными условиями палеозойских отложений, отсутствие здесь нижних нефтегазоносных комплексов предопределяют ее низкую перспективность.

Юго-восточная половина впадины, где сосредоточены значительные скопления углеводородов, отличается более контрастными тектоническими структурами, устойчивыми и длительными прогибаниями с накоплением мощных палеозойских толщ и последующей реализацией их нефтегазогенерирующего потенциала. Важным является наличие в строении палеозойских отложений обширной гипсометрически приподнятой Омра-Лыжской седловины, осложненной Омра-Сойвинским, Велью-Тэбукским, Верхнелыжско-Лемъюским выступами и Мичаю-Пашнинским валом. В этих районах возможно обнаружение новых ловушек. Определенные перспективы могут быть связаны также и с северо-восточным обрамлением Ижма-Печорской впадины вдоль Печорского раалома.

При использовании палеотемпературных критериев фазо-

вого прогноза было принято, что генерация жидких углеводородов приурочена к интервалу температур 80—180, газоконденсатов — 180—200 и сухого газа — свыше 200—210°. К преимущественно нефтеносным отнесены центральная и южная части Колвинского мегавала, Варандей-Адзвинская зона и юг Ижма-Печорской впадины. Преимущественно газonosны впадины Предуральяского прогиба, Денисовская впадина, северные районы Колвинского и Печоро-Кожвинского мегавалов. Разработка принципов зонального и локального прогнозов на материалах Тимано-Печорской провинции, обладающей чертами нефтегазоносности, свойственными не только древним, но и молодым платформам, представляет особую важность. Для совершенствования критериев прогноза необходимы: 1) проведение детального анализа и оценки покрышек; 2) конкретизация прогнозной базы геохимических, гидрогеологических и главным образом геофизических (ПГР) методов; 3) исследование возможностей новых концепций древнего дорифейского фундамента Тимано-Печорской провинции; 4) системный анализ условий нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ, ИХ ГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ И НЕКОТОРЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

С. А. Данилевский, В. И. Вогацкий, Э. Л. Жданова,
Г. И. Абраменко

Тимано-Печорское отделение ВНИГРИ, Ухта

Промышленная нефтегазоносность и нефтегазопроявления в Тимано-Печорской провинции установлены почти во всех структурных этажах и подэтажах осадочного чехла и слагающих их формациях. Разделенные региональными несогласиями структурные этажи провинции (за исключением неоген-четвертичного) являются и нефтегазоносными этажами, а геологические формации тоже можно классифицировать как нефтегазоносные. В сложных геологических условиях Тимано-Печорской провинции практически все покрышки имеют локальное или зональное значения и не могут выполнять те функции, которые им отводятся при выделении нефтегазоносных комплексов (НГК). Нефтегазоносность последних предопределяется наличием и соотношением в них природных резервуаров и нефтегазопроизводящих толщ, а эти качества зависят скорее всего от принадлежности НГК к той или иной формации. Следовательно, НГК являются по существу частью структурно-формационных подразделений, и ведущим критерием их выделения и обоснования будут не региональные покрышки, а границы формаций и слагаемых ими структурных этажей и подэтажей. Исходя из вышесказанного, в осадочном чехле Тимано-Печорской провинции выделено восемь НГК: ордовикско-нижнедевонский ($O-D_1$); среднедевонско-нижнефранский поддоманиковский (D_2-D_{3fr}); франско-турнейский наддоманиковский ($D_{3fr}-C_1t$); ниже-средневизейский ($C_1v_1-v_2$); верхневизейско-нижнепермский карбонатный ($C_1v_3-P_1$); нижепермский терригенный (P_1); верхнепермский (P_2) и триасовый (Т). Для нефтегазоматеринских пород шести из них (кроме ниже средневизейского и триасового) изучался генерационный

потенциал, который определяется преобладающим типом fossilized органического вещества (ОВ).

Сравнение генерационного потенциала выделенных комплексов было произведено направленным изучением геохимических показателей ОВ гумусового и сапропелевого типов с параллельным определением отражательной способности по витриниту. Основные характеристики битумоидов наносились в соответствии со стадией углефикации на палеоглубинную шкалу, для каждой стадии вычислялись средние значения, а битумоиды были разбиты на группы, содержащиеся в гумусовом ОВ, сапропелевом и смешанном. Обращают внимание относительно невысокие концентрации хлороформенного битумоида (ХВ) в синбитумоидах как гумусового, так и сапропелевого ОВ. Максимальные содержания их наблюдаются на стадиях Г-Ж. Выше и ниже по шкале катагенеза диапазон концентраций ХВ сокращается.

Более закономерны для всех комплексов относительные значения концентраций синбитумоидов (β ХВ) в рассеянном органическом веществе (РОВ). Даже при большом разбросе значений β ХВ отмечается его рост на стадиях Г от 4 до 20%, с увеличением катагенеза эти значения начинают снижаться. «Зеркальной» картиной поведения ХВ является изменение суммы гетероэлементов, снижение их концентраций от начальных этапов катагенеза зоны Б и Д к зоне Ж и К, а затем более плавное возрастание к зоне О-С. Эти процессы собственно и составляют главную фазу нефтеобразования (ГФН), которая в разрезе осадочного чехла проявляется на северо-востоке Тимано-Печорской провинции, в пределах Хорейверского палеосвода и его обрамления на глубинах от 2000 до 5000 м.

Выявленные наименьшие стадии углефикации различны в отдельных НГК. В верхнепермском терригенном нефтегазодонном комплексе на данной территории регистрируются стадии от Б до Г, в нижнепермском терригенном, визейско-нижнепермском карбонатном, семилукско-турнейском — от Д до ОС; в среднедевонско-нижнефранском — от Г до ОС, а в карбонатном ордовикско-нижнедевонском — от Г-Ж до ОС.

Таким образом, для каждого комплекса нельзя определить верхнюю границу ГФН, и нижняя граница уверенно фиксируется также не во всех НГК. Кроме того, необходимо отметить, что на глубине 1 км стадии Б, от которой начинается наблюдение, в породах уже отмечаются следы новообразований и перераспределений битумоидов. По этим причинам трудно оценить максимальный масштаб прироста синбитумоидов в ГФН и с достаточной точностью определить генерационный потенциал каждого НГК.

Примечателен и важен факт смещения палеоглубин выхода из ГФН различных нефтегазодонных комплексов. Так, P_2 НГК

выходит из ГФН на стадиях Г-Ж при глубинах свыше 3600 м, P_1 НГК — на стадии К-ОС в инт. 3500—4000 м, P_1-C_1 и $D_{3sm}-C_{1t}$ НГК — на стадии К соответственно на глубинах 3600—4400 и 3900—4400 м, а D_2-D_{3gr} и О-Д₁ НГК на стадии ОС соответственно на глубинах 4500—5600 м еще не вышли из ГФН. Следовательно, положение нижней границы зоны ГФН в геологических условиях Тимано-Печорской провинции для слагающих ее осадочный чехол нефтегазоносных комплексов изменяется в значительном интервале глубин — от 3,5 до 5 км и более. ОВ рассматриваемых комплексов на указанных стадиях и палеоглубинах почти полностью исчерпало свои возможности в отношении генерации синбитумондов, поэтому генерация жидких УВ на более высоких стадиях преобразования ОВ либо ничтожна, либо исключена.

Интенсивность новообразований и степень проявления ГФН, различная для каждого НГК и типа содержащегося в нем ОВ, характеризуют генерационный потенциал ОВ комплекса. Разница средних значений β ХВ сапропеленого ОВ по стадиям катагенеза на входе в ГФН и в ней составляет: для P_1 НГК от 2 до 4%, для P_2 НГК от 3 до 6%, для P_1-C_1 НГК значения имеют аномальный характер. Он объясняется скорее всего исключительными условиями осадконакопления, при которых малые концентрации С орг. обуславливают реакное возрастание β ХВ, даже при микроувеличениях концентраций ХВ. Для $D_{3sm}-C_{1t}$ НГК изменение β ХВ составляет от 6 до 12%, для D_2-D_{3gr} НГК — от 10 до 17% (в связи с неясностью положения входа в ГФН). О-Д₁ НГК может быть охарактеризован только значениями β ХВ на выходе из ГФН (19% и ниже).

Новообразование синбитумондов в породах с гумусовым типом ОВ происходит в меньших масштабах. Проявление главной фазы очень вялое, значения β ХВ не превышают 4%. основное битумообразование происходит на стадии Д-Г. С увеличением стадии катагенеза интенсивность битумообразования остается прежней и даже несколько понижается. Резко отмечается в сторону уменьшения изменение концентрации гетероэлементов по сравнению с сапропеленым ОВ. Скорее всего это объясняется тем, что образование и восстановление битумондов в гумусовом ОВ недостаточно для активных процессов их эмиграции. У битумондов гумусового ОВ фиксация активного выхода из ГФН, по-видимому, отсутствует, и выделение положения нижней границы ГФН весьма проблематично. Что касается других параметров синбитумондов в катагенезе, то количество углерода в битумонде постоянно растет, достигая максимальной концентрации на стадии ОС (86—87%). ОВ гумусового типа генерирует преимущественно метановые УВ. Характерным для битумондов этого ОВ является очень

высокая концентрация бензолных и спиртобензолных смол, т. е. его высокая ароматичность.

При диагностике синбитумоидов и степени их катагенной преобразованности в зависимости от типа исходного ОБ были сняты серии образцов и выработаны принципы диагностики их по ИК спектрам. При этом использовались значения интенсивности плотностей поглощения при 1740, 1700, 750 см^{-1} ; кроме того, применены коэффициенты, несущие информацию

$$\text{о степени ароматичности битумоида: } C_1 = \frac{D_{1600}}{D_{720}}, \quad C_2 = \frac{D_{750}}{D_{720}}, \quad C_3 = \frac{\Sigma \text{ зам.}}{D_{720}}, \quad C_4 = \frac{D_{1740} - 1700}{D_{1600}}.$$

В результате проведенного сравнения выявлены резко отличные характеристики гумусовых и сапропелевых битумоидов для всех комплексов. Битумоиды, генерированные сапропелевым типом ОБ, по характеру их реакции на катагенные воздействия можно разделить на две группы: первая объединяет синбитумоиды сапропелевого типа О-Д₁, Д₂-Д₃Г₁, Д₃зм-С₁† НГК, а вторая — Р₁-С₁v, Р₁, Р₂ НГК. Различное молекулярное строение синбитумоидов этих групп НГК объясняет и различное изменение их геохимических показателей в зависимости от степени катагенеза.

Рассмотренные закономерности проявления ГФН и ГФГ в зависимости от палеоглубин погружения и типов исходного ОБ показывают, что в случае стабильного погружения толщ и при наличии возможностей миграции происходит смешение битумоидов, и как следствие этого — многостадийное формирование залежей. Углеводороды, накопленные в ранние фазы нефтеобразования, частично рассеиваются, а вновь образованные порции УВ других происхождения и состава поступают в ловушку и разбавляют сохранившиеся. Эта модель стабильного погружения, более сложная в действительности, подчеркивает длительность и прерывистость процесса нефтеобразования, которые отражены в распределении типа битумоидов в осадочном чехле.

Построенные карты катагенеза пород нефтегазоносных комплексов палеозойского цикла осадконакопления дают отчетливое представление о региональной смене степени катагенеза пород снизу вверх по разрезу осадочного чехла. Эта смена выразилась в смещении с запада на восток, от более древних НГК к более молодым зоны катагенеза Д-Г. Такое смещение определялось этапностью тектонического развития Уральской геосинклинали и Печоро-Колвинского авлакогена. Таким образом, граница изменения интенсивности катагенеза для всех НГК мигрировала в соответствии с миграцией областей активных тектонических движений и выразилась для отдельных циклов и фаз седиментогенеза осадочного чехла

распределением формаций заполнения с компенсированным и некомпенсированным характерами осадконакопления. Это определило возможность образования нефтематеринских свит, положение которых в разрезе связано с распределением формаций, соответствующих условиям постоянного морского режима областей опускания.

Области опускания и повышенной катагенной преобразованности пород в Предуральском прогибе и Печоро-Колвинском авлакогене ограничены постоянно приподнятыми мегаблоками фундамента Ижма-Печорской и Хорейверской впадин. Породы с повышенными концентрациями С орг., слагающие нефтематеринские свиты НГК, развиты именно в этих районах опускания. Они проходят наивысшие стадии катагенеза, что обусловило формирование здесь очагов генерации УВ. При постоянном погружении происходит многостадийное поступление УВ в приподнятые области нефтегазонакопления. Этот характер накопления регистрируется расположением областей развития битумоидов, различных по химическому составу. Битумоиды диагностируются как I — сингенетичный (остаточный), II — аллохтонный и III — гипергенно-преобразованный.

Битумоиды остаточного сингенетического типа приурочены к областям катагенеза и характеризуются следующими показателями: чрезвычайно низкой концентрацией $\beta\text{ХВ}$ ($<0,01\%$);

$\frac{\text{ХВА}}{\text{СВА}} - 0,7-2,5$; $\text{УВ} - 18-40\%$; $\Sigma \text{ см} - 36-70\%$; $\frac{\text{МНУВ}}{\text{АУВ}} - 1,0-5,5\%$; $\frac{\Sigma \text{ см}}{\Sigma \text{ асф.}} - 1,0-10,8\%$. Такой химический состав битумоидов свидетельствует о их глубокой преобразованности.

Битумоиды II типа отличаются высокими концентрациями $\beta\text{ХВ} - 0,05-7,0\%$; $\frac{\text{ХВА}}{\text{СВА}} - 2,0-45,0$; $\text{УВ} - 60-80\%$; $\Sigma \text{ см} - 18-40\%$; $\Sigma \text{ асф.} - 1,0-11,0\%$; $\frac{\Sigma \text{ см.}}{\Sigma \text{ асф.}} - 1,4-27,0$; $\text{С} - 84-87\%$; $\text{ONS} - 1-5\%$. Этот состав битумоидов уже свидетельствует об их аллохтонности.

Битумоиды III типа своеобразны по составу и несут в себе черты, характерные для аллохтонного и остаточного типов битумоидов: $\text{УВ} - 16-54\%$, $\Sigma \text{ см.} - 15-70\%$, $\Sigma \text{ асф.} - 6-35\%$, элементный состав близок к битумоидам аллохтонного типа — $\text{С} - 82,3-85,8\%$; $\text{ONS} - 2,5-8,8\%$. Двойственная природа битумоидов III типа говорит о его эмиграционной природе и гипергенной преобразованности.

Области распространения битумоидов третьего типа охватывают как современные поднятия, так и палеоподнятия. Наименьшее по площади распространение области с битумоидами этого типа наблюдается в ордовикско-силурийском НГК. Оно

ограничивается районами Хорейверской и Ижма-Печорской впадин. Однако площадь развития битумоидов третьего типа увеличивается вверх по разрезу, достигая максимума в нижнепермском карбонатном НГК и почти исчезая в породах триасового терригенного комплекса.

Область распространения битумоидов 1-го типа, напротив, широко развита в силурийско-нижнефранском НГК. Она локализуется в Печоро-Колвинском авлакогене и Предуральском прогибе, далее вверх по разрезу фиксируется только в пределах Предуральского прогиба, почти полностью исчезая в породах верхнепермского НГК. Граница распространения 1-го и III-го типов битумоидов разделяет территории с преимущественной генерацией УВ и их накоплением. Таким образом, зоны с развитием битумоидов III-го типа оконтуривают площади древнего и современного нефтенакоплений, а области развития битумоидов 1-го типа совпадают с областями сингенетичного газо- и конденсатонакопления.

Изменения концентраций миграционных разностей битумоидов в породах сопровождается соответственным изменением показателей водно-растворимой органики (ВРОВ). Фоновые концентрации С бит. в водах зависят от глубины погружения вмещающих пород. В областях развития битумоидов 1-го типа воды, отличающиеся по показателям от фоновых содержания ВРОВ, обладают признаками, характерными для газоконденсатных залежей (С бит. $\gg 10$, С жирн. кисл. $\gg 60$, фенолы $\gg 10$ мг/л) либо газовых залежей (С бит. $\ll 1$, С жирн. кисл. < 10 , фенолы до 4,5 мг/л). Следовательно, и по этим показателям область I-го типа (остаточных) битумоидов характеризуется как область газо- и газоконденсатонакопления.

Дифференциация битумоидов по типам и выделение на основе этого в каждом НГК областей вероятной генерации и аккумуляции УВ позволяют в комплексе с анализом истории геологического развития региона определять генерационный потенциал ОБ каждого НГК и прогнозировать на территории Тимано-Печорской провинции зоны преимущественно нефте- или газонакопления.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ГАЗОНЕФТЕНОСНОСТЬ ВНЕШНЕЙ СТРУКТУРНОЙ ЗОНЫ КОСЬЮ-РОГОВСКОЙ ВПАДИНЫ

В. А. Холодильов, А. Г. Меньшин
Объединение Ухтанефтегазгеологии, Ухта

Косью-Роговская впадина расположена в северной части Предуральяского краевого прогиба. Район из-за своей геологической сложности считается малоизученным несмотря на то, что почти вся территория охвачена различными геофизическими исследованиями и большая ее часть — сейсморазведкой МОВ и МОГТ. Разбуренность ее намного ниже, чем других тектонических элементов провинции, и составляет 6 м на 1 км² площади. Этот район представляет большой интерес в отношении нефтегазоносности, поскольку здесь за последние годы открыт ряд новых месторождений нефти и газа и установлены сейсморазведкой крупные структуры. Существенно возросшая информативность сейсморазведки МОГТ в комплексе с бурением позволила значительно уточнить геологическое строение Косью-Роговской впадины.

Косью-Роговская впадина ограничивается на востоке и юго-востоке Полярным Уралом, на северо-западе — грядой Чернышева, на севере — поднятием Чернова.

В тектоническом плане впадина асимметрична, по кровле доороженного карбонатного комплекса ее ось несколько смещена в сторону Урала. Она является естественной границей между западной (внешней) и восточной (внутренней) зонами, которые отличаются морфологией структур. Западная зона включает западный борт и южный участок центральной части, восточная охватывает северный участок центральной части и восточный борт; на севере выделяется крупное Воркутинское поперечное поднятие, являющееся третьей самостоятельной структурной зоной.

Внутренняя тектонически активная зона представлена Интинской и Прилемвинской ступенями, к ям приурочен ряд

линейных структур, нарушенных взбросами. В этой зоне бурением вскрыты нижнепермские, каменноугольные карбонатные отложения, в которых выявлены залежи газа с высоким содержанием сероводорода.

Внешняя структурная зона характеризуется более спокойной тектоникой и является более приподнятой по сравнению с внутренней. Главные черты своего строения она унаследовала от платформенной части Печорской синеклизы.

Западная граница с грядой Чернышева дизъюнктивная и проводится по нарушениям типа взбросов, установленным геолого-съемочными и буровыми работами. В центральной приосевой части и на западном борту впадины залегание пород сравнительно пологое.

В пределах внешней зоны геофизическими исследованиями выявлен ряд крупных структур — Кочмесская, Берганты-Мыльская, Нерцетинская, Поварницкая, и более мелких — Романьельская, Капинская, Нижне-Неченская и Кымбожьюская. Отличительной чертой зоны является разнонаправленность в ориентировке структур. Структуры субширотного простирания (Кымбожьюская, Нижне-Неченская, Берганты-Мыльская) в пределах западного борта Косью-Роговской впадины являются как бы продолжением дислокаций, расположенных уже в пределах платформ Хорейверской впадины и Варандей-Адавинской структурной зоны. Ориентировка остальных структур внешней зоны совпадает с простиранием Косью-Роговской впадины. Все поднятия имеют резкую структурную выраженность почти по всему осадочному чехлу. В этой зоне осадочный чехол вскрыт бурением включительно до ордовикских отложений. По данным глубинных геофизических исследований, фундамент здесь ожидается на глубинах 6,5—7 тыс. м. Осадочный чехол представлен доорогенной терригенно-карбонатной толщей от ордовика до нижней перми включительно и орогенными терригенными и угленосными формациями перми.

Внешняя зона Косью-Роговской впадины более изучена, чем внутренняя. Особенно значительные объемы геофизических и буровых работ выполнены здесь за последние годы. В результате выявлены и подготовлены к поисковому бурению новые нефтегазоперспективные объекты, зоны рифообразования, уточнено геологическое строение ряда структур, получены новые данные о нефтегазоносности вскрытого разреза.

Главным поисковым объектом во внешней зоне впадины является крупное Кочмесское поднятие. Впервые это поднятие было выявлено еще в 1958 г. работами сейсморазведки № 10/58 (Ю. М. Портнов) рекогносцировочными исследованиями МОВ по маршруту р. Усы. В результате повторных сейсморазведочных работ МОГТ, проведенных в 1980—81 гг., строение Кочмесской структуры уточнено, и она подготовлена к поиско-

вому бурению по пяти отражающим горизонтам, приуроченным к верхней и нижней перми, нижнему карбону, к границе верхнего и нижнего девона и силуро-ордовика. По всем отражающим горизонтам Кочмесская структура является крупной брахиантиклиналью северо-восточного простирания. Углы падения пород на крыльях с глубиной увеличиваются от 4 до 9°. Структура высокоамплитудная (до 440 м), перспективная площадь колеблется от 165 до 298 км². Забой глубиной скв. 6 (6180 м) находится в ордовикских отложениях.

К настоящему времени на площади более детально охарактеризована бурением верхняя часть разреза до каменноугольных отложений включительно. Притоки нефти из перми и карбона получены только в скв. 3/11 в сводовой части структуры. В семи других скважинах, пробуренных в основном в присводовой части структуры, притоков нефти не получено. Пласты — коллекторы имеют сложное строение, характер их распространения по площади не выяснен. Залежи литологически экранированные. Нефть, полученная из отложений перми, тяжелая (удельный вес 0,893 г/см³, вязкость до 9,7 сст при 20°C), малопарафинистая (1%), высокосмолистая (до 7%).

Разрез девонских и силурийских отложений представлен карбонатной известково-доломитовой толщей и изучен слабо. Нефтегазоносность его в пределах Кочмесского поднятия не установлена. В разрезе также выделяются пласты-коллекторы сложного строения.

Важным результатом работ на Кочмесском поднятии является установление нефтегазоносности ордовикских отложений. В процессе бурения скв. 3 в сводовой части структуры (после вскрытия трехсотметровой соленосной ордовикской толщи) при забое 5629 м отмечалось интенсивное нефтегазопоявление. Важным обстоятельством, повышающим перспективность ордовикских отложений в пределах Кочмесского поднятия, является наличие мощной покрывки в пределах Кочмесского поднятия, является наличие мощной покрывки, представленной толщей переслаивания галита, доломитов и ангидритов. Доломиты сильно перемятые, трещиноватые (трещины залечены ангидритами) и распределены в основной массе галита. Распространение соленосной покрывки в пределах Кочмесского поднятия и впадины в целом пока не ясно. Ее вскрытая мощность колеблется от 300 (скв. 3 в сводовой части) до 680 м (скв. 6 на северо-западном крыле). Коллекторские свойства пластов также не изучены. Сочетание надежной покрывки с хорошими структурными качествами Кочмесского поднятия и доказанная нефтегазоносность позволяют предполагать наличие значительной нефтегазоносной ловушки.

Северо-западнее Кочмесской структуры к региональному разлому грады Чернышева примыкает Поварницкое подня-

тие. Его структурные планы аналогично Кочмесской структуре в общих чертах сохраняются по всем отражающим горизонтам. С северо-запада оно ограничено нарушениями типа взбросов и представлено лишь присводовой частью, перекрытой на 1,5 км надвиговыми дислокациями, и юго-восточным крылом. Поварническое поднятие является высокоамплитудным (около 600 м) с перспективной площадью от 117 до 186 км².

Вуровые работы на Поварницкой площади пока не проводятся, но, судя по близости ее расположения к Кочмесскому поднятию и хорошим структурным качествам, она является высконефтегазоперспективной.

Интересным объектом в отношении нефтегазоносности является Берганты-Мыльская площадь, расположенная севернее Поварницкой. Структура в досточной мере изучена сейсморазведкой, частично бурением и представляет крупную антиклинальную складку северо-западной ориентировки. Западная часть поднятия ограничена надвигом гряды Чернышева, восточная периклинальная часть прослеживается на расстоянии 50 км. Северное крыло структуры расширяется и вылаживается по мере удаления от гряды Чернышева (от 2 до 9 км). По данным сейсморазведки, южное крыло осложнено тектоническим нарушением по наиболее уверенному отражающему горизонту II, приуроченному к отложениям нижнего карбона. В присводовой части структуры локализуются два осложнения. По верхним отражающим горизонтам, относящимся к карбонатной и терригенной перми, структурный план Берганты-Мыльского поднятия в общих чертах сохраняется. Структура — высокоамплитудная (до 400 м). По данным сейсморазведки, структурные планы по нижележащим горизонтам прослеживаются неуверенно.

В пределах структуры пробурен ряд скважин на отложения перми и карбона и две скважины на отложения силура. В процессе бурения нефтегазопроявления отмечены по всему карбонатному разрезу, от перми до силура включительно, но промышленных притоков углеводородов не получено. Основные причины этого — сложное строение пластов-коллекторов, низкая достоверность их выделения и оценки по комплексу промысловой геофизики, плохое качество их вскрытия и испытания.

Нерцетинская структура почти под прямым углом с юга примыкает к Берганты-Мыльскому, а с севера — к Верхне-Роговскому поднятиям и по сравнению с рассмотренными структурами является погруженной на 500 м. Она подготовлена сейсморазведкой МОГТ по четырем отражающим горизонтам, приуроченным к отложениям пермокарбона. Размеры структуры — 27 и 9 км с амплитудой от 100 до 150 м. В сводовой части пробурена поисковая скв. 12, в которой при забое 4011 м вскрыты нижнекаменноугольные отложения.

Нефтегазоносность Нерцетинской структуры на сегодня остается неясной.

Следует отметить, что значительная часть западной прибрежной зоны впадины между Кочмесской и Берганты-Мыльской структурами совершенно не исследована ни сейсморазведкой, ни параметрическим бурением. Поэтому не исключено выявление здесь новых нефтегазоперспективных структур.

В пределах южной части внешней зоны принципиальным результатом является прогноз по геолого-геофизическим данным зон резких литолого-фациальных изменений, возможно связанных с развитием рифогенных образований в пермско-каменноугольных и верхне-девонских карбонатных отложениях.

По данным сейсморазведки, зона развития нижнепермско-каменноугольных рифогенных образований окаймляет с юга и северо-востока Кочмесское поднятие и далее уходит на северо-восток вдоль внешнего борта впадины. Зона развития верхнедевонских рифогенных отложений протягивается вдоль гряды Чернышева до Берганты-Мыльской структуры и уходит далее также на северо-восток. Выявленные сейсморазведкой Капинская, Неченская и Нижне-Неченская структуры интерпретируются как структуры обложения рифогенных пермско-каменноугольных отложений.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. Внешняя структурная зона Косью-Роговской впадины — одна из нефтегазоперспективных площадей для геолого-разведочных работ на нефть и газ в Тимано-Печорской провинции;

2. Основными нефтегазоносными комплексами являются ордовикско-силурийско-нижнедевонский, верхнедевонско-нижнетурнейский, верхневизейско-нижнепермский карбонатный. Однако перспективы их в структурах внешней зоны будут неоднозначны. Так, в структурах, имеющих, по-видимому, единое со структурами Хорейверской впадины происхождение, перспективными, помимо отложений карбона и девона, будут подсолевые ордовикские карбонатные отложения. В новообразованных структурах, имеющих одинаковое с внешней зоной впадины простиранье, перспективы на нефть и газ, вероятно, более всего связаны с отложениями карбона, верхнего девона и отчасти нижнего девона и верхнего силура;

3. Внешняя зона характеризуется сложным геологическим строением и требует более детального изучения как сейсморазведкой, так и бурением, проведения дополнительных тематических исследований с целью более конкретного прогноза нефтегазоносности.

РАСПРОСТРАНЕНИЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ И ИХ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

Л. В. Вокучев, А. А. Савельева
ПечорНИПИнефть, Ухта

Тимано-Печорский регион в числе немногих нефтегазоносных провинций страны характеризуется распространением в его недрах полного ряда природных углеводородов: от газов до твердых битумов включительно. Важное место в общем балансе ресурсов углеводородов здесь занимают высоковязкие нефти (ВВН). Так, по состоянию на 1.01.82 г. высоковязкие (с вязкостью свыше 60 мПа·с в стандартных поверхностных условиях) разности составляли около 44% начальных разведанных запасов нефти провинции и 55% запасов категории S_2 месторождений. При этом к высоковязким не относятся высокопарафинистые, но легкие и в пластовых условиях достаточно подвижные нефти, освоение ресурсов которых составляет особую проблему.

ВВН встречаются на большей части территории Тимано-Печорской провинции, в полосе шириной 140—250 км, непосредственно примыкающей к Урало-Пайхойскому складчатому обрамлению на всем его протяжении, практически во всех нефтегазоносных комплексах (НГК) и нефтегазоносных областях (НГО), а также в большинстве нефтегазоносных районов (НГР). В полосу распространения ВВН не входят северные части Ижма-Печорской синеклизы, Хорейверской впадины и Колвинского мегавала, Денисовская впадина, Седунягинский вал и Малоземельско-Колгуевская моноклиналь.

По состоянию на 1.01.82 г. из 46 месторождений нефти провинции 18 содержит 29 залежей ВВН. Наибольшее их количество (на 19 и 8 месторождениях) открыто в Варандей-Адзвинском НГР, а наибольших содержаний они достигают в начальных разведанных запасах нефти Большесынинского (100%), Косью-Роговского (100%), Ухта-Ижемского (98%)

и Варандей-Адзвинского (68,1%) нефтегазоносных районов, но при этом 44,2% разведанных запасов ВВН сконцентрировано в Колвинском, 29% — в Варандей-Адзвинском и 21,4% — в Ухта-Ижемском НГР.

По нефтегазоносным комплексам наибольшее количество залежей найдено в мезозойском (9) и верхнепермском (5), но максимальная концентрация разведанных запасов ВВН наблюдается в верхневизейско-нижнепермском и среднедевонско-нижнефранском (52,9 и 21,4% начальных разведанных запасов ВВН провинции соответственно), а минимальная (0,06%) — в верхнеартинско-кунгурском. Наибольшее содержание высоковязких разностей наблюдается в разведанных и выявленных запасах нефти мезозойского (100%), ордовикско-нижнедевонского (67,1%), верхневизейско-нижнепермского (54,5%) и нижнесредневизейского (43,8%) комплексов, в остальных содержание ВВН колеблется от 20,5 до 27,2%. С карбонатными отложениями связано 57,8% начальных разведанных запасов ВВН, с терригенными — 42,2%.

Глубина залегания залежей ВВН на месторождениях колеблется от 130 (на Ярегском) до 3606 м (на Сарембойском). Наибольшее (15) количество залежей выявлено в инт. глуб. 1000—2000 м, наименьшее (2) — на глуб. 2000—3000 м, три залежи открыто в инт. 3000—4000 и 9 — на глуб. до 1000 м. При этом 20,9% текущих разведанных запасов ВВН сосредоточено в инт. глуб. 0—500 м; 10,6 — в инт. глуб. 500—1000 м; 64,6 — 1000—2000 м; 1,1 — 2000—3000 м и 2,8% — на глуб. 3000—4000 м.

84,6% разведанных запасов ВВН представлено переходными к битумам разностями со значениями вязкости от 1000 до 50000 мПа·с в стандартных условиях. Максимальных значений вязкости (49213 мПа·с) достигает нефть из триасовой залежи (шапкинская свита) Варандейского месторождения, находящейся на глуб. 1350 м.

Плотности ВВН в поверхностных условиях колеблются от 0,855—0,884 (Северо-Сарембойское месторождение) до 0,998 т/м³ (Варандейское месторождение). Наиболее тяжелые и вязкие нефти сосредоточены в залежах Варандей-Адзвинской структурной зоны и юго-восточного борта Хорейверской впадины. Здесь же наблюдаются и максимальные глубины их залегания. Следует отметить, что по многопластовым месторождениям вала Сорокина четкая закономерность уменьшения вязкости и плотности ВВН с глубиной не просматривается, иногда даже бывает обратная зависимость (например, по триасовым залежам Торавейского месторождения). В то же время в целом по провинции доля наиболее вязких разностей ВВН (от 1000 до 50000 мПа·с) падает от 100% в инт. глуб. 0—500 м от нуля на глуб. 3000—4000 м.

По предварительной (на 1.01.82 г.) оценке высоковязкая часть в прогнозных ресурсах нефти составляет 25,4%, а в начальных потенциальных — 35,1%.

В настоящее время доля ВВН в общей добыче нефти по провинции составляет 7—7,5%.

Почти половина текущих потенциальных ресурсов ВВН размещается в зоне сплошного распространения многолетне-мерзлых пород.

Таким образом, ресурсы высоковязкой нефти являются основным резервом для развития нефтедобычи Тимано-Печорского территориально-производственного комплекса; основная часть залежей ВВН в связи с потерей подвижности нефти и значительных глубин залегания может эффективно разрабатываться, очевидно, только тепловыми методами, позволяющими, как показала практика работ на Ярегском месторождении, доводить конечный коэффициент нефтеотдачи до 0,4.

ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ В ОРДОВИКско-НИЖНЕДЕВОНских ОТЛОЖЕНИЯХ ПЕЧОРского БАСSEИНА

Н. А. Малышев, В. А. Горбань, Т. В. Майдль
Коми филиал АН СССР, Сыктывкар

Обнаружение новых скоплений углеводородов (УВ) в Печорском бассейне можно ожидать в ордовикско-нижнедевонском комплексе. Потенциальные ресурсы нефти и газа в нем составляют около 13% от потенциальных ресурсов всего бассейна. Залежи нефти и газа в ордовикско-нижнедевонских отложениях уже установлены на Средне-Макарихинской, Сандивейской, Баганской, Сарембойской, Северо-Сарембойской, Кочмесской, Падимейской, Западно-Соплесской и других площадях.

Рассматриваемый комплекс отделен региональными несогласиями от подстилающих и перекрывающих отложений. Для перспективной оценки его нефтегазоносности, определения возможных зон нефте — и (или) газонакопления нами проведено изучение геолого-геохимических условий нефтегазообразования (НГО), реконструированы этапы и очаги НГО, положение в разрезе и распространение по площади пород-коллекторов, а также пространственно-временные изменения тектонических структур первого и второго порядков.

Ордовикско-нижнедевонские образования составляют 1/4 часть от всего осадочного выполнения бассейна, занимают 3/4 его площади, залегают на глубинах 1,5—8 км и имеют мощность от первых сотен метров до 2,5 км и более. В этом комплексе выделяются отложения, которые по ряду геолого-геохимических параметров могут быть отнесены к нефтегазоматеринским. Они составляют около 1/3 всего объема комплекса, содержат рассеянное органическое вещество (РОВ) преимущественно алинового типа. Наиболее высокими генерационными возможностями обладают глинистые и глинисто-карбонатные разности пород в трансгрессивных толщах нижнего силура, развитые в пределах Колвинского мегавала, восточ-

ной и юго-восточной частей Хорейверской впадины, Варандей-Адзвинской структурной зоны, Предуральского краевого прогиба и восточной части Ижма-Печорской впадины. Содержание органического углеводорода (C_{org}) в них варьирует от 0,05 до 1,5% и более, составляя в среднем 0,67%.

К области с низким содержанием C_{org} относятся центральная часть Печоро-Колвинского авлакогена и Предуральский прогиб (C_{org} не превышает 0,25%, а в большинстве случаев меньше 0,05%), а также Хорейверская впадина (0,1—0,15%). В пределах Колвинского мегавала содержание C_{org} в породах составляет 0,17—0,26%, достигая в отдельных прослоях нижнесилурийской толщи 1,0, реже 5% (Возейская площадь). Изучение ряда геохимических показателей РОВ указывает на то, что в Предуральском прогибе и центральной части Печоро-Колвинского авлакогена силурийско-нижнедевонские отложения в значительной мере реализовали свой нефтегазоматеринский потенциал (НГМП). Данные по элементному и групповому составу битумоидов РОВ силурийских пород Хорейверской впадины свидетельствуют о недостаточной зрелости ОВ для НГО, а присутствие битумоидов смешанного типа указывает на частичную реализацию отложениями НГМП. Присутствие в составе РОВ силурийско-нижнедевонских образований Колвинского мегавала параавтохтонных битумоидов отражает их нефтегенерирующие способности.

Анализ палеотектонических и термобарических условий показал, что в процессе эволюции Печорского бассейна нефтегазоматеринские отложения испытали три этапа интенсивного НГО, в течение которых происходило расширение очагов генерации УВ, значительная реализация породами нефтегазоматеринского потенциала и переход их в категории нефтепроизводивших. Оптимальные условия для НГО в досреднедевонских отложениях возникли к концу позднедевонско-турнейского времени на территории современного Печоро-Колвинского мегавала, а на большей части территории бассейна — в пермско-триасовый этап.

В позднем девоне — начале карбона устанавливается начало главной фазы нефтеобразования (ГФН) в силурийских отложениях севера бассейна (Денисовского прогиба, Колвинского мегавала, Варандей-Адзвинской структурной зоны), а также в наиболее погруженных восточных областях Предуральского прогиба. В пределах Печоро-Колвинского мегавала досреднедевонские образования, находившиеся к началу карбона на глубинах от 1,8 до 6,0 км, в значительной мере реализовали нефтематеринский потенциал в ГФН и вошли в главную зону газообразования (ГЗГ).

В течение визейско-артинского времени вследствие дополнительного погружения в досреднедевонских отложениях происходило расширение очагов нефтегазообразования. В ГЗН

находилось 88% всего объема силурийско-нижнедевонских отложений. Однако почти половина из них уже реализовала свой нефтегазоматеринский потенциал в среднедевонско-турнейское время. В течение рассматриваемого этапа в досреднедевонских отложениях в условиях их замедленного погружения образовывались незначительные объемы УВ.

К началу юрского периода в ГЗН и ГЗГ находилось 94% объема рассматриваемых отложений. Причем около 40% из них в течение пермско-триасового этапа исчерпали свой нефтегазоматеринский потенциал в ГЗН и вошли в ГЗГ. В Денисовском прогибе, на севере Колвинского мегавала и в Варандей-Адзвинской структурной зоне досреднедевонские породы, находившиеся на глубинах 2,4—5,0 км, продуцировали в основном нефть, газоконденсат. В Хорейверской впадине они пребывали в условиях ГФН и являлись источником нефтяных флюидов.

В Предуральском краевом прогибе к концу триаса преобразование РОВ сопровождалось генерацией газоконденсата и газа в нижней зоне нефтегазообразования и ГЗГ.

В мезозойско-кайнозойское время в пределах Печоро-Кожвинского мегавала, Предуральского прогиба и восточной части Ижма-Печорской впадины, где преобладали восходящие движения, процессы нефтегазообразования полностью прекратились. Лишь в северной части бассейна в связи с дополнительным погружением территории (до 900 м) процессы нефтегазообразования возобновились. Однако масштабы нефтегенерации были незначительными.

Таким образом, учитывая условия генерации УВ, а также степень катагенетического преобразования РОВ, можно оценить сингенетичную нефтегазоносность комплекса рассматриваемых пород в пределах различных участков бассейна. В пределах Печоро-Кожвинского мегавала досреднедевонские отложения генерировали нефть, газоконденсат и газ. В Денисовском прогибе в этих отложениях происходила генерация газоконденсата и газа, а в пределах Колвинского мегавала и Варандей-Адзвинской структурной зоны — нефти и газоконденсата. В Хорейверской и Ижма-Печорской впадинах в досреднедевонских толщах продуцировались углеводороды нефтяного ряда и лишь в восточной части последней отложения генерировали нефть и газоконденсат. Во впадинах Предуральского прогиба в досреднедевонских отложениях происходила преимущественно генерация газа.

Положение в разрезе и распространение по площади пород-коллекторов в ордовикско-нижнедевонских отложениях определяется особенностями фациальной изменчивости пород, характером и интенсивностью их вторичной преобразованности.

Изучение вещественного состава, структурно-текстурных особенностей, фациальной принадлежности, характера пустот-

ного пространства карбонатных пород верхнеордовикско-нижнедевонского возраста позволило разделить их на две группы, различающиеся как условиями литогенеза, так и типами формируемых ими коллекторов.

В первую группу включены породы, образование которых связано с литификацией карбонатного ила. Они занимают основной объем осадочного выполнения позднеордовикско-раннедевонского бассейна и характеризует гидродинамически спокойные обстановки седиментации. Пустотное пространство этих пород представлено преимущественно сингенетичными порами капиллярного и субкапиллярного размеров. Эффективная пористость и межзерновая проницаемость таких пород очень низки ($m_0 \sim 0,5\%$, $K \sim 0,01$ мД). При отсутствии трещиноватости они составляют непроницаемые толщи — флюидоупоры. Развитие трещиноватости способствует увеличению проницаемости пород, а в ряде районов, отличающихся повышенной тектонической активностью, приводит к формированию трещинных и трещинно-поровых коллекторов ($m_0 \sim 2,5\%$; $K_t \sim 100$ мД).

Вторая группа представлена литифицированными зернистыми карбонатными осадками и органогенными постройкиками, превращенными в большинстве случаев в доломиты замещения. Породы этой группы имеют локальное или зональное развитие в осадочной толще. Их образование связано с условиями подвижной гидродинамики среды осадконакопления и приурочено главным образом к отмелям мелководно-морской зоны шельфа. Пустотное пространство пород представлено эпигенетическими типами пустот, среди которых преобладают пустоты выщелачивания и доломитизации. Формирование этих пустот проходило либо в стадию диагенеза, либо в стадию регрессивного катагенеза — гипергенеза (ранне-среднедевонское время). С породами второй группы генетически связаны поровые, порово-трещинные, порово-каверново-трещинные типы коллекторов, часто обладающие хорошей емкостью ($m_0 = 5—15$, до 25% ; $K = 1—100$ до 1000 мД; $K_t = 0—10$ до 100 мД).

Анализ распределения значений пористости и проницаемости карбонатных пород по разрезу и сопоставление этого распределения с циклическим строением толщи позволяют заметить некоторые закономерности в развитии коллекторов нижнепалеозойского комплекса.

Емкие коллекторы порового, порово-трещинного и порово-каверново-трещинного типа формируются главным образом по отложениям зернистых и биогермных фаций внешней (периферической) подзоны мелководно-морской зоны шельфа. Развитие этих фаций имеет циклический характер, связанный с чередованием трансгрессий и регрессий в развитии бассейна седиментации. В этапы максимальной трансгрессии отмечается

выдвижение зернистых фаций вглубь платформы, в регрессивные этапы — отступление к окраине шельфа, фиксируемой зоной развития рифов. Породы-коллекторы зернистых и биогермных фаций образуют массивные или сложно построенные резервуары и имеют локальное или зональное распространение. Емкие коллекторы могли образоваться также при эпигенетических преобразованиях отложений внутренней подзоны мелководно-морской зоны шельфа, представленных субфациями биостромов, биогермов и (или) рифов. Названные субфации замещают обычно зернистые фации по направлению в глубь бассейна в трансгрессивные этапы его развития. Породы этих субфаций образуют низкоемкие или среднеемкие коллекторы и резервуары пластового (биостромы) или массивного (биогермы, рифы) типов. В некоторых случаях образование емких коллекторов связано с интенсивным и продолжительным выщелачиванием проницаемых (трещиноватых, зернистых) пород литоральной зоны (отложения нижнего силура Ижма-Печорской впадины, нижнего девона Варандей-Адзвинской зоны).

Трещинные и трещинно-поровые типы коллекторов наиболее характерны для отложений литоральной зоны.

Таким образом, коллекторские толщи комплекса связаны с отложениями, формировавшимися в трансгрессивные этапы развития бассейна: нижнесреднеащигильскими, нижневерхнеландоверийскими, средневенлокскими, среднелудловскими, верхнегребенскими и нижнелохковскими. В отложениях трансгрессивной фазы развития бассейна (O_3-S_1) коллекторские толщи характеризуются наибольшей площадью развития и максимальной долей емких коллекторов в разрезе. Последние представлены доломитами замещения и распространены в Хорейверской и Ижма-Печорской (юго-восточная часть) впадинах. Площадь развития емких коллекторов и их доля в разрезе отложений регрессивной фазы развития бассейна (S_2-D_1) сокращены. Представлены они преимущественно трещинными и трещинно-поровыми типами.

Зоны нефтегазонакопления (ЗНГН) в досреднедевонском комплексе могли формироваться в бассейне начиная со среднедевонского времени и были связаны, возможно, со сводовыми палеоподнятиями (Большеземельским и др.), палеовалями, располагавшимися на месте современных поднятий Черновя и Чернышева. По отношению к очагам НГО их можно отнести к категории совмещенных или периферийных, а по отношению ко времени НГО — к до — и сингенерационным.

К началу раннекаменноугольного времени зонами нефтенакопления являлись Большеземельский палеосвод и, возможно, палеовал на месте поднятия Чернышева, зонами нефти (или) газонакопления — Лайско-Лодминское палеоподнятие, а также, по-видимому, линейные палеовалы, развивавшиеся

вдоль западной границы современного Печоро-Кожвинского мегавала. Периферийными, или разобщенными (по отношению к очагам НГО), возможными зонами нефтенакопления могли быть участки с развитием тектонически и стратиграфически экранированных ловушек на юго-восточном склоне Седухинского палеоподнятия и в крайней восточной части современной Малооземельско-Колгуевской моноклинали.

К началу средней юры оформляется в общих чертах современный структурный план досреднедевонского комплекса. Вновь, как и в предыдущие этапы развития бассейна, продолжает формироваться в качестве зоны нефтенакопления Большеземельский палеосвод (точнее, Вагано-Сандивейское сводообразное поднятие). К современным зонам нефтенакопления в досреднедевонском комплексе пород могут быть отнесены следующие:

зоны нефтенакопления в инверсионных и надблоковых валах и мегавалах поаднекаменноугольно-пермского заложения (Колвинском и Печоро-Кожвинском мегавалах, валу Сорочкина); в пределах последних немаловажное значение будут иметь внутри-, при- и надразломные зоны (участки), развитые вдоль крупных региональных сложно построенных разломов рифейского заложения, контролирующих валы и мегавалы;

зоны газо- и нефтенакопления в пределах длительно и унаследованно развивавшихся поднятий (Вагано-Сандивейского, Лайско-Лодминского), новообразованных надблоковых структур (Кочмесской, Падимейской и др.), а также антиклинальных структурных зон (Садаягинско-Восточно-Хорейверской), развитых на склонах крупных палеоподнятий;

зоны возможного нефтенакопления в приразломных и надразломных линейных структурах поднятий Чернышева и Чернова;

зоны возможного нефтегазонакопления в зонах выклинивания терригенных ордовикских отложений на западном борту Верхнепечорской впадины, а также в зонах выклинивания или стратиграфического экранирования нижнедевонских отложений в пределах восточной и северо-восточной частей Хорейверской впадины.

Возможно, что самостоятельными зонами нефтенакопления будут биогенные (биогенно-седиментогенные) ловушки в отложениях нижнего и верхнего силура Хорейверской впадины.

Следует отметить, в заключение, что досреднедевонский комплекс пород к настоящему времени является наименее изученным с позиции выделения в нем зон нефте- и (или) газонакопления. Особого внимания заслуживает изучение условий, контролирующих сохранность скопления УВ, генерированных силурийско-нижнедевонскими отложениями практически на протяжении всей истории развития бассейна.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕПЕРМСКИХ АЛЛЮВИАЛЬНО-ДЕЛЬТОВЫХ ПЕСЧАНИКОВ

Н. И. Никонов, Л. И. Соловьева
Объединение Ухтанефтегазгеология, Ухта

Открытие новых залежей нефти на Харьягинском месторождении в отложениях верхней перми вызывает к последним все больший интерес.

Мощная верхнепермская терригенная толща развита по всей территории провинции. Морские образования захватывают области Предуральяского краевого прогиба и северную часть Печорской синеклизы. В пределах большей части Печорской синеклизы верхнепермская толща представлена континентальными, преимущественно красноцветными отложениями. Положение позднепермских морей обусловило два основных направления стока: северное (в направлении бореальных морей в северной части Печорской синеклизы) и восточное (в направлении Предуральяского краевого прогиба в южной части Печорской синеклизы, рис. 1). В связи с тем, что суша в позднепермское время занимала значительную часть Печорской синеклизы, здесь была, по-видимому, очень широко развита речная сеть.

Наиболее детально аллювиально-дельтовые песчаники изучены на Возейской и Харьягинской площадях Колвинского мегавала. В уфимском ярусе установлено наличие трех полосовидных меандрирующих пластов песчаников, залегающих друг над другом. Каждый из них был сформирован в аллювиально-дельтовой долине. Пласт R_{III} (верхний из пластов уфимского яруса) распространен в плане в виде меандрирующей полосы длиной около 140 км, шириной 2—5 км в русловой части (на Возейской площади) и до 10 км в подводно-дельтовой части (на Харьягинской площади). Максимальная мощность песчаников (до 30 м) приурочена к осевой части полосы, в направлении к краям полосы мощность

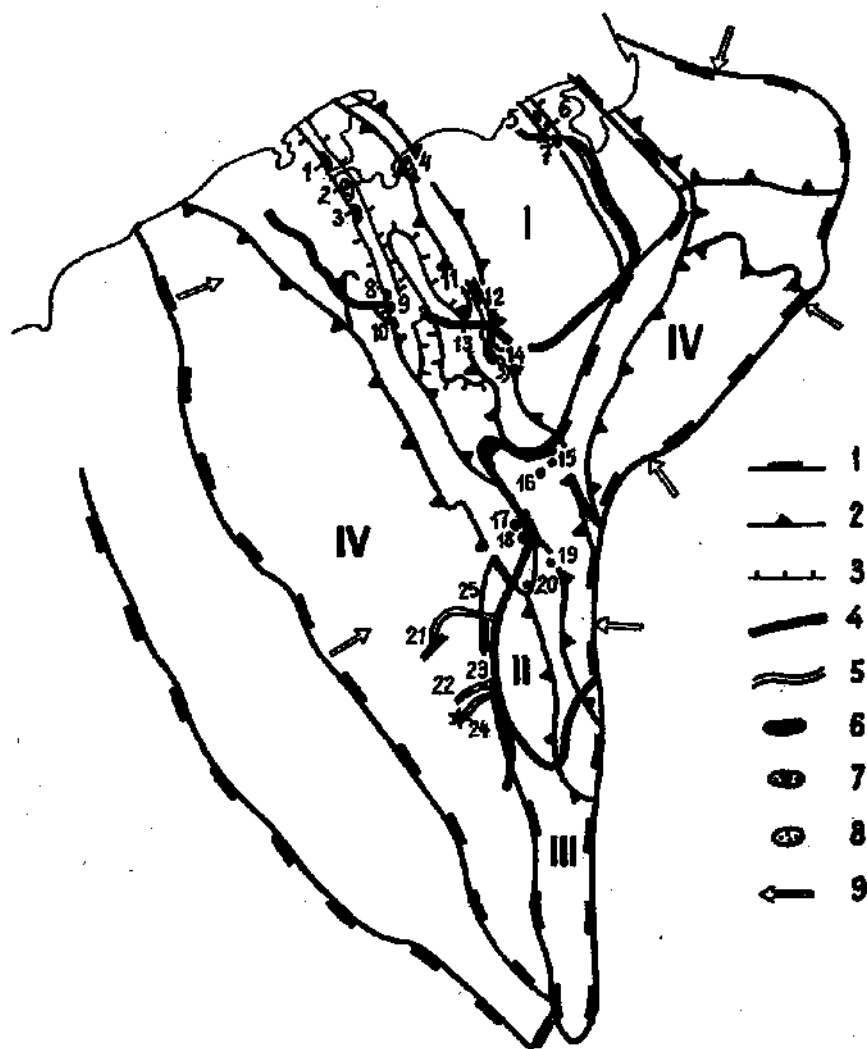


Рис. 1. Палеогеографическая схема поднеперской эпохи.

I—III — области максимальной трансгрессии поднеперского моря: I — северная, II — южная, с песчано-глинистым осадконакоплением, III — южная, с глинисто-мергелистым осадконакоплением; IV — область поднеперской суши.

1—8 — границы основных тектонических элементов: 1 — надпорядковых, 2 — первого порядка, 3 — второго порядка; 4 — контуры поднеперских морей; 5 — выделенные и прогнозируемые русловые долины; 6—8 — залежи углеводородов в верхнепермских отложениях: 6 — нефтяные, 7 — газоконденсатные, 8 — газовые; 9 — направление сноса терригенного материала в поднеперскую эпоху.

Месторождения: 1 — Коровинское; 2 — Кумжинское; 3 — Васильковское; 4 — Хмельчужское; 5 — Торавейское; 6 — Южно-Торавейское; 7 — Наульское;

8 — Южно-Шапкинское; 9 — Средне-Сергеевское; 10 — Пашпорское; 11, 12 — Харьягинское; 13, 14 — Возейское; 15 — Пыжельское; 16 — Нитчемское; 17 — Печорогородское; 18 — Печоро-Кожвинское; 19 — Аранецкое; 20 — Югыдское; 21 — Лемьское; 22 — Северо-Вельское; 23 — Северо-Савиноборское; 24 — Вельское; 25 — Исаковское.

песчаников постепенно сокращается до полного выклинивания пласта. В русловой части пласт песчаников врезаются в подстилающие глины и алевролиты. В подводно-дельтовой части пласт R_{III} залегает плащеобразно на подстилающих глинах и алевролитах (рис. 2). В течение уфимского века кратковременные, но обширные трансгрессии моря обуславливали исчезновение рек и прекращение накопления песков. При последующих регрессиях вновь создавались речные долины, в которых снова накапливались пески. Положение речных долин в плане при этом наследовалось.

В казанском веке береговая линия сместилась на север Колвинского межавала. В результате на Возейской и Харьягинской площадях формировались только русловые песчаники. Дельтовые долины в казанское время размещались в пределах северной части Колвинского межавала.

В пределах Салюка-Макарихинского вала Хорейверской впадины максимальные мощности песчаников (до 17 м) приурочены к сводам отдельных куполов, к крыльям мощность песчаников постепенно сокращается, а в отдельных скважинах песчаники отсутствуют. Накопление песчаных пластов на Макарихинской площади происходило в русле палеореки, возможно, в момент прогибания осевой зоны. Основная часть песков выносилась в район Салюкинской площади и отлагалась в виде баров.

Меандрирующие полосы русловых песчаников выделены на Лемьской, Вельской и Северо-Вельской площадях в южной части Ижма-Печорской впадины. На Лемьской площади, где пробурено значительное количество разведочных скважин на верхнепермские отложения, уверенно прослежен продуктивный пласт песчаников R_{III} в виде меандрирующей полосы северо-восточного простирания шириной около 2 км, длиной 15 км по периферии Лемьской структуры.

На Вельской площади полосы песчаников уфимского яруса приурочены к субширотному Южно-Вельскому прогибу, выраженному в современном структурном плане по нижнепермским отложениям. На Северо-Вельской площади песчаники уфимского и казанского ярусов, как и на Вельской площади, приурочены к субширотному (Верхне-Вельскому) прогибу, выраженному в современном структурном плане по отложениям нижней перми. Восточное продолжение Верхне-Вельского прогиба видно и на Мичаю-Пашнинском валу между Мичаюским и Северо-Савиноборским поднятиями. На северной периклинали Северо-Савиноборского поднятия в скв.

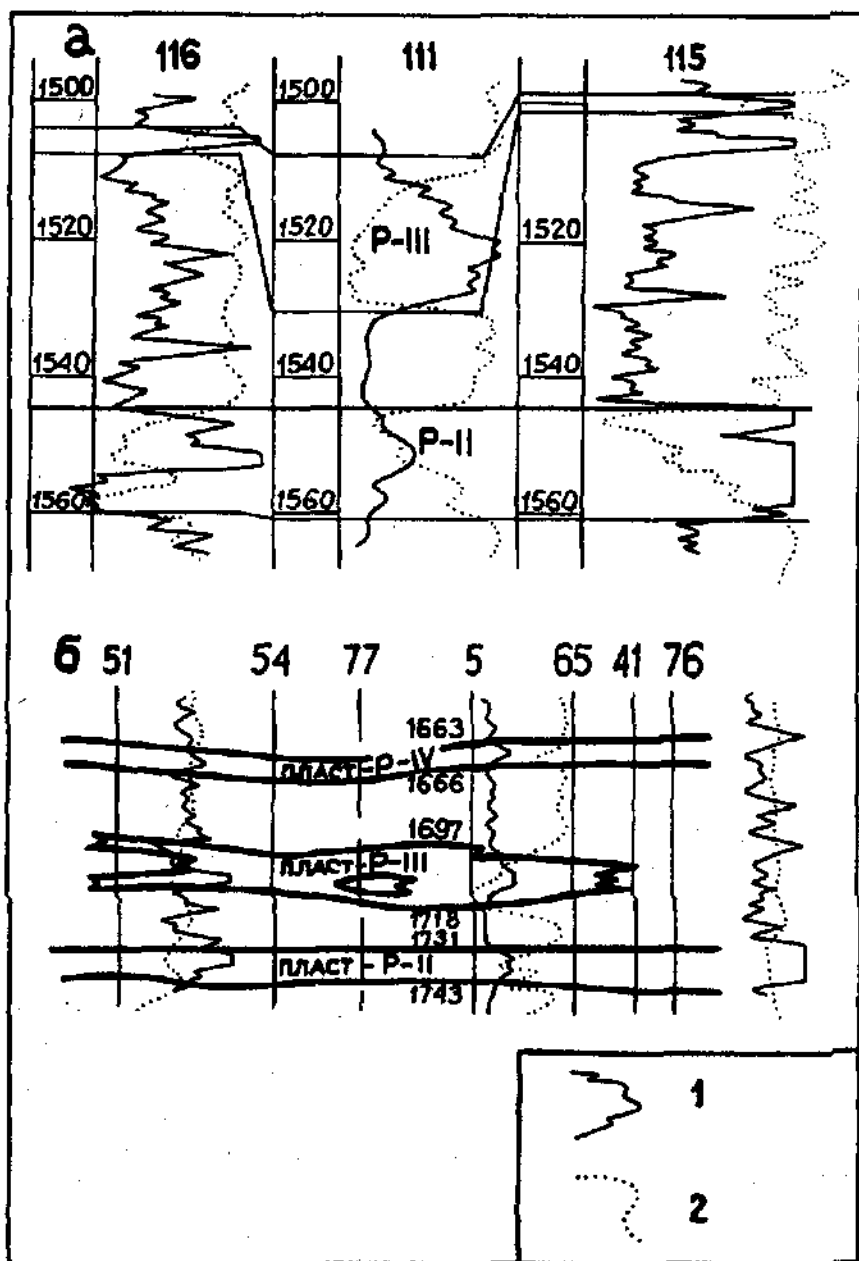


Рис. 2. Палеогеологические профили вкост простирания русловой и дельтовой долины.

а — врез русловых песчаников пласта Р_{III} в нижележащие на Воейской площади; б) — налегание подводно-дельтовых песчаников пласта Р_{III} на нижележащие глины на Харьгинской площади.

1 — кривая КС; 2 — кривая ПС.

14. Северный Савинобор выявлена пачка проницаемых продуктивных песчаников уфимского яруса мощностью 15 м.

Аналогичное распространение песчаников верхней перми наблюдается в Хорейверской впадине, на Сандивейской и Веякской площадях. Максимальные мощности песчаников (до 14 м) приурочены к пониженным формам рельефа, а на сводах отдельных куполов песчаники практически отсутствуют. Между Сандивейской и Веякокой площадями прогнозируются дельтовые песчаные отложения уфимского возраста.

Из вышеизложенного следует, что позднепермские аллювиальные долины платформенной области формировались в пределах узких прогибающихся зон. В районах со спокойным тектоническим развитием (Ижма-Печорской, Хорейверской впадинах) прогибание, вероятно, наследовалось, поэтому в современном структурном плане аллювиальные долины приурочены либо к прогибам, либо к периферии положительных структур. Районы с активным инверсионным тектоническим развитием (Печоро-Колвинский мегавал, Салюка-Макарихинский, Шапкино-Юрьянский валы) в позднепермскую эпоху, по-видимому, испытывали прогибание, поэтому в современном структурном плане аллювиальные долины обычно приурочены к осевым зонам валов. Учитывая единый тектонический контроль при формировании аллювиальных долин в течение всей позднепермской эпохи, можно предположить, что положение разновременных позднепермских долин в плане в пределах одного и того же структурного элемента в целом будет совпадать. Приуроченность аллювиальных долин к определенным тектоническим элементам может служить критерием их прогнозирования.

Установлено, что максимальные ресурсы УВ обычно сосредоточены в песчаниках русловых баров и дельт. Это обусловлено тем, что данные фации обладают наилучшими емкостными свойствами: наибольшей мощностью, максимальной площадью распространения песчаников, что обеспечивает при наличии положительных структур формирование крупных ловушек, в том числе и антиклинальных. В связи с этим большое значение имеет прослеживание береговых линий позднепермских морей на основе фациального анализа. При незначительном количестве каменного материала из верхнепермских отложений или даже полном его отсутствии для разделения русловых и морских песчаников возможно применение кривых электрокаротажа. Существование особых форм ПС (колоколообразной, характерной для русловых песчаников,

и воронкообразной — для прибрежно-морских песчаников) является весьма важным фактором, позволяющим даже при отсутствии кернового материала делать определенные выводы о фациальных и палеогеографических обстановках осадконакопления. В результате исследования верхнепермских песчаников Возейского и Харьягинского месторождений было установлено, что для рассмотрения формы кривой ПС оптимальная мощность пластов должна составлять 7—16 м. Применение этой методики позволило уточнить схему палеогеографии поздней перми (рис. 1).

Залежи нефти и газа в верхнепермских отложениях выявлены на Колвинском мегавале (Харьягинское, Возейское, Хыльчуйское месторождения), валах Сорокина и Шапкина-Юрьянском (Южно-Шапкинское, Средне-Серчейское, Пашпорское месторождения), юге Печоро-Колвинского мегавала (Печорогородское, Печоро-Кожвинское, Аранецкое месторождения), в южной части Ижма-Печорской (Лемъюское, Исаковское, Вельюское, Северо-Вельюское месторождения) и Большесынинской впадинах (Пыжьельское месторождение). Залежи нефти в полосовидных пластах песчаников верхней перми прогнозируются на Югидском и Западно-Соплесском месторождениях.

Первоочередным направлением бурения на верхнепермские залежи углеводородов, приуроченные к аллювиально-дельтовым отложениям, следует считать поисковое бурение в благоприятных структурных условиях в северной части Харьягинского вала, на Западно-Соплесском, Аранецком и Югидском месторождениях. В Ижма-Печорской впадине наиболее перспективными участками для выявления дельт, баров и залежей нефти в их пределах следует считать участки ее сочленения с Верхнепечорской впадиной, непосредственно примыкающие к установленным русловым зонам. К востоку от Исаковского поднятия можно ожидать наличие залежей легких нефтей. Интересной является зона между Лемъюским и Исаковским месторождениями на Средне-Исаковской и Ираельской площадях. Нефти в этом районе, вероятно, аналогичны нефтям Лемъюского месторождения. К юго-западу и востоку от Лемъюского месторождения, возможно, будут выявлены продолжения разведенных залежей.

Развитие дельтовых песчаников верхней перми, с которыми могут быть связаны залежи нефти, прогнозируется также в пределах Салюка-Макарихинского и Шапкина-Юрьянского валов. В связи с этим рекомендуется тщательный анализ всех геолого-геофизических материалов по этим площадям.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ВЫСОКОЕМКИХ КОЛЛЕКТОРОВ ВЕРХНЕГО ПАЛЕОЗОЯ ПЕЧОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

Н. В. Беллева, В. А. Жемчужова, Е. О. Малышева

Коми филиал АН СССР, Сыктывкар

При выборе направлений поисково-разведочных работ важную роль играют представления о характере строения и распространения коллекторских толщ. Целью настоящей работы было выявление условий формирования высокочемких коллекторов в верхнепалеозойских отложениях Печорского НГБ. С этими отложениями связано около 60% прогнозных запасов нефти и газа. Основными объектами исследования послужили карбонатные верхнедевонские и каменноугольно-нижнепермские, а также терригенные кунгурско-верхнепермские отложения.

Верхнедевонские коллекторские толщ Печорского бассейна представлены рифогенными известняками позднефранского возраста и органогенно-обломочными — фаменского. Их формирование происходило в регрессивную фазу эйфельско-турнейского цикла седиментогенеза. В позднефранское время регрессия бассейна осложнялась тремя более краткими трансгрессиями (1—1,5 млн. лет), что привело к развитию трех разновозрастных рифовых зон по периферии мелководных областей шельфа, граничащих с некомпенсированными впадинами. В регрессивный этап происходило заполнение мелководной области, граничащей с сушей, и образование аккумулятивной террасы перед некомпенсированной осадками впадиной. Смена регрессии трансгрессией приводила к формированию на этом участке полосы рифа. При дальнейшей регрессии предрифовая впадина заполнялась осадками и формировалась новая терраса для развития следующей полосы рифов при новом погружении.

Коллекторские свойства рифогенных пород изменчивы. Пористость достигает 30%. При этом максимальной пористостью обладают известняки внутренней и верхней частей рифа. Емкостное пространство пород представлено порами первич-

ного и вторичного генезисов. Первичная пористость обусловлена структурой известкового скелета рифостроящих организмов и водорослей, которая в свою очередь зависит от энергии господствующих волнений. Именно этим и объясняются повышенные значения пористости во внутренней зоне рифа, где интенсивность волнений ниже.

Вторичная пористость представлена порами доломитизации и растворения. Последнее происходит под действием процессов выщелачивания при экзодиагенезе, когда при регрессии бассейна верхняя часть рифов (ныне высокопористая) выходит на поверхность и подвергается размыву. При этом нижние части рифов испытывают диагенетическую доломитизацию. В результате для всех рифов характерна вертикальная зональность: верхняя часть сложена известняками, нижняя — доломитами. Дальнейшие катагенетические преобразования (кальцитизация водорослевых известняков и перекристаллизация доломитов) приводят к уменьшению пустотного пространства. Высокая пористость (20—30%) водорослевых известняков сохранилась на Тэбук-Висовском (ухтинском) рифе, где глубины погружения не превышают 1700 м и степень катагенеза невелика. На Харьягинском (ухтинском) рифе, где глубины погружения достигают 2600 м, пористость аналогичных известняков составляет 6—15%, а на Пашпорском (сирачойском) рифе с максимальными глубинами погружения 3100 м пористость изменяется от 4 до 12%. Сохранению высоких значений пористости в доломитах замещения способствует присутствие незначительного (до 5%) количества глинистой примеси. Пористость таких рифов остается достаточно высокой, достигая, например, на Пашпорском рифе 22, а на Тэбук-Висовском — 28%.

В фаменское время наиболее благоприятные условия для образования коллекторов связаны с накоплением органогенно-обломочных известняков мелководных банок в зонах структурных поднятий шельфа.

В структуре емкостного пространства высокеемких пород фаменского возраста основную роль играет вторичная пористость. Здесь она обусловлена процессами выщелачивания при воздействии на породы поверхностных и пластовых вод главным образом во время раннекаменноугольного размыва. Наиболее интенсивному растворению подвергались первично пористые и проницаемые органогенно-обломочные известняки. Поэтому максимальной емкостью обладают верхние коллекторские пласты (пористость 17,4—26,7%) и зоны над сводовыми частями поднятий.

Следовательно, высокая емкость верхнедевонских коллекторов обусловлена их высокой первичной пористостью, усиленной растворением пород во время экзодиагенеза и гипергенеза.

В каменноугольно-нижнепермских отложениях коллекторские толщи представлены карбонатными породами. Высокоемкие коллекторы имеют среди них довольно ограниченное распространение. Они развиты в породах среднего и верхнего карбона и в меньшей мере нижней перми, где в отдельных пластах известняков и доломитов значения эффективной пористости превышают 20—25% (при проницаемости свыше $100-150 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). Результаты проведенных исследований показали, что основными условиями, необходимыми для формирования высокоемких коллекторов, являлись гидродинамически активная обстановка накопления известковых илов и воздействие на породу метеорных или эллизионных вод в ходе постседиментационных преобразований.

Гидродинамически активная обстановка осадконакопления, когда осаждались органогенные илы, способствовала образованию первично высокоемких карбонатных отложений. Оптимальные условия для возникновения такой обстановки на большей части Печорской синеклизы существовали в поздневизейское и среднепозднекаменноугольное времена.

Воздействие метеорных вод, когда осадок или порода находились в приповерхностных условиях, а также эллизионных вод, отжимаемых из глинистых толщ, приводило к формированию пустотного пространства выщелачивания. Анализируя историю развития каменноугольных и пермских карбонатных отложений, мы пришли к выводу, что наиболее интенсивное образование вторичной пористости пород могло происходить в турнейское, ранневизейское, позднекаменноугольное и раннепермские времена, когда отложения турнейского яруса, среднего и верхнего карбона и нижней перми находились в зонах действия метеорных или гидрокарбонатных вод. Кроме того, к концу поздней — началу ранней перми, в среднепозднетриасовое и раннеюрское, среднеюрское — раннемеловое времена улучшение емкостных и фильтрационных свойств коллекторов могло протекать и в турнейских, верхневизейских и нижнепермских породах под действием вод повышенной растворяющей способности, выделявшихся из турнейских, нижнесредневизейских и кунгурских глин.

Рассматривая влияние постседиментационных преобразований на формирование емкостного пространства пород, следует особо остановиться на процессах доломитизации. Доломитизация первично проницаемых отложений приводила сначала к уменьшению полезной емкости коллектора, заполняя в первую очередь первичные седиментационные поры. Однако в дальнейшем на фоне общего ухудшения емкостных и фильтрационных свойств в процессе уплотнения и цементации в доломитизированных известняках и доломитах вследствие развития зерен доломита образовался, вероятно, «жесткий» скелет породы, способный противостоять нагрузке, в

результате чего доломитизированные разности известняков стали более проницаемыми и пористыми, чем не доломитизированные, а это могло послужить причиной более эффективного воздействия на них последующих процессов выщелачивания.

В целом при проведении хронологической привязки процессов образования высокеемких коллекторов к стадиям литогенеза была выявлена следующая закономерность: формирование высокеемких коллекторов в каменноугольно-пермских карбонатных отложениях Печорского нефтегазоносного бассейна происходило преимущественно тогда, когда они находились в зонах позднего диагенеза, раннего и среднего катагенеза и гипергенеза.

В пермских терригенных отложениях (кунгурско-верхнепермских) коллекторские толщи сложены полимиктовыми песчаниками. В их составе преобладают полевые шпаты, кварц и обломки пород, в том числе эффузивных, кремнистых и осадочных. Процессы накопления рассматриваемых отложений носили циклический характер и связаны с морскими, лагунными и континентальными обстановками седиментации. Образование песчаных пластов происходило в условиях сильноподвижного морского мелководья (баров, валов, кос), подводной части и рукавов дельты, заливов, лагун, озер и руслового аллювия.

Коллекторские свойства пород изменяются в широких пределах: пористость от 3 до 30%, проницаемость от 0 до $600 \cdot 10^{-18} \text{ м}^2$.

Высокеемкие коллекторы со значениями открытой пористости свыше 20% при наиболее часто встречающихся значениях проницаемости $600 \cdot 10^{-18} \text{ м}^2$ представлены средне- и крупнозернистыми песчаниками с низким содержанием (до 5%) цемента. Они обычно приурочены к мощным (свыше 10 м) песчаным пластам дельтового и аллювиального генезисов, приближенным к зонам палеоразмывов. Поровое пространство пород представлено сочетанием первичных и вторичных пор.

К первичной пористости нами отнесены реликтовые межзерновые поры. Наиболее благоприятные условия для ее формирования связаны с накоплением хорошо сортированных чистых (без существенной примеси глинистых частиц) песчаных разностей.

В группу вторичных пор объединены поры растворения обломочных компонентов и карбонатного цемента, а также микропористость каолинитового цемента. Среди обломков наиболее подвержены процессам растворения полевые шпаты, туфы, основные и средние эффузивы. Возникновение зон широкого развития вторичной пористости, вероятно, связано с инфильтрацией поверхностных вод при активном воздействии углекислоты. Об этом свидетельствует площадная зональность

в характере вторичных изменений пород. На участках, относительно приподнятых в современном структурном плане и приближенных к зонам палеоразрывов, в мощных песчаных пластах отмечаются интенсивное растворение, низкое содержание цемента, представленного хлоритом и смектитом, присутствие окислов и гидроокислов железа и повышенные значения пористости (до 25—30%). По мере удаления от зон палеоразрывов вглубь бассейна возрастает интенсивность процессов цементации, сокращается процесс растворения. Значения пористости уменьшаются. Наиболее наглядно эта зональность проявилась при детальном изучении средней толщи Колвинского мегавала. Особенности тектонического развития и литолого-фациальных условий на территории Печорского НГВ в мезозойско-кайнозойское время подтверждают возможность инфильтрации и длительной циркуляции поверхностных вод в пермских терригенных отложениях и указывают на тесную связь тех или иных процессов с этапами тектонического развития. В качестве возможных источников углекислого газа нами предполагается преобразование гумусовой органики, в изобилии присутствующей в пермских терригенных отложениях, и миграция газа из нижних горизонтов при активизации разломов.

В целом формирование высокочемных коллекторов в пермских терригенных отложениях обусловлено благоприятным сочетанием обстановок осадконакопления (дельтовых и аллювиальных фаций) и последующих преобразований пород, связанных с инфильтрацией поверхностных вод. Эти процессы неоднократно описывались в литературе как криптогипергенез, наложенный эпигенез, инфильтрационный катагенез.

Выявленные закономерности позволили выделить зоны развития высокочемных коллекторов в пермских терригенных отложениях: юг Колвинского мегавала и вала Сорокина, Макариха-Салюкинский вал, центральная и южная части Шапкино-Юрьянского вала с прилегающими участками Малоземельско-Колгуевской моноклинали.

Таким образом, в рассмотренных верхнепалеозойских коллекторских толщах присутствуют породы с высокими емкостными свойствами, которые, несмотря на существенные различия в литологическом составе и условиях образования, характеризуются рядом общих черт формирования в них пустотного пространства. Последнее во всех рассматриваемых типах высокочемных коллекторов представлено сочетанием пор первичного и вторичного генезисов. Наиболее существенную роль в образовании вторичной пористости сыграли процессы растворения карбонатных пород, а также цементов и породообразующих компонентов терригенных пород. Эти процессы наиболее интенсивно развивались в первично пористых и проницаемых породах в зонах активного водообмена в условиях экзогенеза, палеогипергенеза и криптогипергенеза.

**ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ
И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ
НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ
В ВЕРХНЕПЕРМСКИХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ
СЕВЕРА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ**

*Г. Ф. Рожков, Н. С. Окнова, О. Д. Коцюба,
Э. И. Коцюба, И. Л. Геращенко, Ю. Н. Любина,
А. А. Вавилина
ВНИГРИ, Ленинград*

Верхнепермские терригенные отложения севера Тимано-Печорской провинции являются одним из перспективных объектов для поисков залежей углеводородов. В связи с тем, что значительная часть этих залежей связана с неструктурными ловушками, большое значение приобретают детальные литолого-палеогеографические, палеогеоморфологические исследования и тщательный целенаправленный анализ материалов сейсморазведки, который позволяет, помимо структурных построений и прослеживания основных физических границ, выделять эрозионные поверхности и угловые несогласия, области наличия и отсутствия отражений, вплоть до прогнозирования участков смены литологии при соответствующем качестве временных разрезов МОГТ.

Коллективом авторов проведены комплексные исследования верхнепермских терригенных отложений северной части Тимано-Печорской провинции с целью прогнозирования зон выклинивания градулярных коллекторов и поисков неструктурных ловушек.

Детальные палеогеографические исследования опирались в основном на гранулометрический, минералогический, текстурный и палеогеоморфологический методы, которые взаимно уточняют и дополняют друг друга. Для выяснения динамики среды осадконакопления во время формирования верхнепермских отложений применялась динамо-генетическая диаграмма Г. Ф. Рожкова, построенная на соотношении значений асимметрии и эксцесса по косвенному счету зерен эмпирических

распределений. На эталонной диаграмме, разработанной на основе анализа нескольких тысяч образцов полифациальных современных осадков, выделяются поля с различной динамикой среды осадконакопления.

Точки, соответствующие образцам из верхнепермских отложений, в основном попадают в поле речных течений (72,1%), сильных и слабых, небольшое количество точек (16,3%) — в поле донных осадков, 6,2% точек — в поле застойных условий седиментации и 5,4% — в поле эоловой переработки речного материала. По данным картирования динамических показателей на изученной территории выделяются речные долины с многочисленными меандрирующими руслами с наиболее активной динамикой среды осадконакопления, вдоль которых происходили наиболее интенсивная гидро- и аэродинамическая переработка и пересортировка обломочного материала.

Эти долины разделяются вытянутыми конусовидными ареалами субмеридионального направления, вдоль которых действовали слабые стоквые течения и отмечается полное отсутствие эоловой переработки материала. При трансгрессиях моря северная часть палеоречной системы затоплялась и превращалась в морское мелководье, что отразилось в образовании осадков, соответствующие которым точки попадают в поле донных течений динамической диаграммы. По данным картирования отдельных гранулометрических параметров (среднему размеру зерен, появлению наиболее крупнозернистой фракции и т. д.) наиболее крупнозернистый материал поступал с востока, юга-востока и со стороны Урала, более мелкозернистый — со стороны Печоро-Кожвинского вала. Общее передвижение материала происходило в направлении с юго-востока на северо-запад.

Выделенное по данным картирования гранулометрических параметров направление хорошо согласуется с определениями *направления палеотечений по результатам замеров ориентировки косослойчатых серий в кернах скважин*. В основном палеотечения направлены на запад и северо-запад, за исключением площади Харьяга, где их направление меняется на противоположное, юго-западное. Отклонения от основного направления можно объяснить только сильным меандрированием палеорусел.

По данным минералогического анализа основной снос терригенного материала происходил со стороны Урала, о чем свидетельствуют полимиктовый состав пород с большим количеством обломков различных пород и совокупность акцессорных минералов, представленных типичными уральскими разновидностями: ильменитом, амфиболами, минералами группы эпидота, хромшпинелидами. Поступавший в больших количествах обломочный материал переносился реками и временными потоками в северо-западном направлении. Дополнительное по-

ступление материала происходило со стороны Печоро-Кожвинского вала. В процессе переноса происходила дифференциация материала по устойчивости и гидравлической крупности, вследствие чего вблизи от областей сноса накапливались неустойчивые и гидравлически крупные минералы, а вдали от них — устойчивые и гидравлически мелкие. Автоматическая обработка данных минералогического анализа с помощью программного комплекса ГЕОМОД позволила выделить тренды и градиенты распространения материала, которые согласуются с направлениями и трендами, выделенными по гранулометрическому и текстурному анализам.

Использование различных видов каротажа позволило закартировать коэффициенты песчаности (отношение мощности песчано-алевритовых пород к мощности всего разреза) и песчано-глинистый коэффициент (соотношение крупнозернистых и мелкозернистых разностей пород в разрезе). Установлено, что более крупнозернистые разности пород образуют вытянутые в субмеридиональном направлении ареалы, приуроченные к вершинам валов, и с обеих сторон ограничиваются появлением преимущественно алеврито-глинистых осадков.

Палеогеоморфологический анализ показал, что к концу позднепермского времени изучаемая территория характеризовалась преимущественно континентальными условиями и наличием пологих возвышенных и слабо расчлененных равнин. Важным палеогеоморфологическим элементом являлись русловые протоки, выносившие грубообломочный материал из областей сноса.

Таким образом, проведенные литолого-палеогеографические и палеогеоморфологические исследования показали, что на изученной территории располагалась низменная прибрежная равнина, временами заливавшаяся морем, в пределах которой была развита обширная речная система, расширявшаяся в северном направлении. Западный и восточный борта ее совпадают с простиранием разломов глубокого заложения. В палеоречной системе выделяются две основные долины: одна расположена по линии площадей Харьягинской — Ярейской — Хыльчужской, вторая — по линии площадей Удачной — Кумжинской — Коровинской. В пределах этих долин происходили наиболее интенсивная гидро- и аэродинамическая переработка материала и формирование коллекторов высокого качества с пористостью более 20%. Долины разделялись вытянутыми конусовидными ареалами, вдоль которых действовали слабые стоковые течения и отмечается полное отсутствие переработки материала эоловым воздействием. Здесь формировались более мелкозернистые осадки. На площади палеоречной системы, особенно в пределах ее обширной дельты, происходил процесс лавинной седиментации,

характерной чертой которого является изостатическое прогибание земной коры под тяжестью мощного слоя дельтовых отложений.

Результаты палеогеографических и палеогеоморфологических реконструкций рассматривались совместно с выделенными по данным сейсморазведки зонами, перспективными для поисков стратиграфических и литологических ловушек. В результате комплексных исследований на севере Тимано-Печорской провинции были выделены семь участков, рекомендуемых для поисков ловушек литологического и стратиграфического типов. Все перспективные зоны выклинивания терригенных коллекторов связаны с перепадами мощностей вдоль склонов Шапкина-Юрьяхинского и Колвинского мегавалов (см. рисунок).

Следует указать на слабо изученную, но очень перспективную территорию, расположенную севернее Коровинской и Восточно-Коровинской площадей. Здесь в позднепермское время, по-видимому, существовала развитая авандельта большой речной палеосистемы. Известно, что в условиях авандельты речные в целом плохо отсортированные осадки подвергаются сильной динамической переработке в процессе выхода ветровых волн на мелководье. В связи с этим в авандельтах формируются хорошо отсортированные песчаные тела с высокими коллекторскими свойствами.

В дальнейшем проектируется проведение детальных комплексных литолого-палеогеографических, палеогеоморфологических и геофизических исследований с целью выявления и локализации неантиклинальных ловушек. На наиболее изученных участках по имеющимся материалам можно непосредственно картировать ловушки и выдавать рекомендации. На площадях, где материалов недостаточно, для выявления неструктурных ловушек необходимы дополнительные полевые целенаправленные работы МОГТ и изучение литологических особенностей пород-коллекторов и покровов в кернах скважин.

**К ОБОСНОВАНИЮ НОВЫХ НАПРАВЛЕНИЙ
И ОБЪЕКТОВ ПОИСКА ГАЗОВЫХ
И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
В ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЕ
ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**

С. С. Гейро, А. И. Дьяконов, В. Р. Родыгин
Ухтинский индустриальный институт, Ухта

Научное прогнозирование газонефтеносности основывается на современных данных о геологическом строении региона и использовании новейших достижений осадочно-миграционной теории в стадийности нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Для выяснения потенциальных возможностей генерации углеводородов в глубокопогруженных зонах, фациальных условий и масштабов нефтенакопления и газонакопления, уточнения геохимических параметров раздельного прогноза наиболее эффективным является применение определяющего комплекса историко-динамических и геохимических показателей. Из широкого спектра известных количественных геолого-геохимических критериев раздельного прогноза с фиксируемым оценочным значением для типа углеводородного флюида, масштаба генерации и аккумуляции лишь немногие можно отнести к числу реально «работающих», в том числе такие историко-динамические критерии, как темп, градиенты прогибания и накопления осадков, время заложения, скорость и контрастность роста структур. Ведущую роль при этом играют прежде всего показатели тектонической активности — темп и градиенты прогибания и накопления осадков в нефтегазоносном бассейне.

Принципиальная возможность эффективного применения отмеченного комплекса показателей для обоснования новых направлений поиска газовых и газоконденсатных месторождений в Верхнепечорской впадине (ВПВ) показана на примере временного сейсмогеологического профиля XXII-ф, ге-

ологическая интерпретация которого выполнена совместно с А. В. Соломатинным. Как видно из анализа сейсмогеологического материала, в ядре Вуктыльского поднятия четко обособляется погребенный меридионально простирающийся блок фундамента шириной от 5 до 8 км, ограниченный региональными, по-видимому, унаследованными разрывами, выраженными в осадочном комплексе крутыми надвигами. Поверхность рельефа фундамента в блоке слабо дифференцирована и расчленена тектоническими нарушениями на «микроблоки» шириной 0,5—1 км и относительной высотой до 100—150 м.

Это, в частности, подтверждается данными бурения широтного профиля глубоких скважин (скв. 58-Вуктыл, 224 и 225), вскрывших кровлю турнейских карбонатов на близких абсолютных отметках.

О существовании меридионального эрозионно-тектонического блока, почти не смещенного по отношению к своду в пермских отложениях Вуктыльского «аллохтона», свидетельствуют четко выраженные региональные уклоны в смежных с ним с востока и запада зонах: с востока — общий подъем слоев нижней части осадочного комплекса (включая, по-видимому, поверхность фундамента) в западном направлении, и с запада — менее рельефный подъем слоев в восточном направлении к поднятому блоку с наличием здесь сопряженной синклинали. Тектоническая самостоятельность выявленного блока и указанная слабая морфологическая выраженность его на участках глубокого погружения фундамента, подобного наблюдаемому в профиле XXII-ф, могут говорить о возможности наличия по простираению к северу и югу относительно приподнятых структур, отделяющихся от опущенных поперечными разрывами. В пределах структур следует ожидать развития интенсивной трещиноватости карбонатных и терригенных пород в зонах разрывов.

В условиях темпа седиментации, превышающего 25—30 м/млн. лет, для нормально морских терригенных, терригенно-карбонатных и карбонатных литофаций возрастают потенциальные возможности генерации и аккумуляции нефти. При скоростях прогибания и накопления осадков в седиментационном бассейне менее 20 м/млн. лет наряду с резким уменьшением масштабов нефтегенерации растут объемы образования газа. Отмеченные показатели определяются установленной нами ранее зависимостью: с ростом скоростей и амплитуды прогибания более 40—50 м/млн. лет и 0,5 км за геологический век в условиях нормально морской компенсированной седиментации возрастает степень восстановления среды и осадка, относительное содержание биомассы, ОВ и улучшаются условия его сохранности.

Как видно из разреза, скорости седиментации, характерные преимущественно для карбонатных и карбонатно-терри-

генных литофаций и более оптимальных условий битумонакопления (от 30 до 90 м/млн. лет), свойственны отложениям от доманикового до визейского возрастов. Ниже, от терригенных образований среднего девона до терригенно-карбонатных силура, темп прогибания и накопления осадков в суббассейне Верхнепечорской впадины (в условиях нормально морских фаций) замедляется до 15—25 м/млн. лет, т. е. до значений, при которых доминирует газообразование и накопление газообразных углеводородов.

Комплексное использование историко-динамических и геохимических показателей позволило провести раздельный прогноз газоносности и нефтеносности и обосновать новые направления поисков газа в глубокопогруженных зонах ВПВ. На примере Вуктыльского газоконденсатного месторождения показана эффективность комплексного применения этих показателей. В первых скважинах из палеозойских отложений «автохтона» получены различные по интенсивности проявления газа, газоконденсата и нефти. Геохимическое изучение состава и распределения углеводородных флюидов в исследуемом разрезе также свидетельствует о преимущественном газонасыщении нижних перспективных частей осадочного чехла.

Нефть представляет собой сложную многокомпонентную систему органических соединений. Состав этой системы непрерывно меняется в процессе ее геологической эволюции. Руководствуясь известными теоретическими представлениями о направлении и последовательности геохимических превращений углеводородной системы в условиях катагенеза, авторы предлагают следующую интерпретацию современного распределения углеводородных флюидов в «автохтоне» Вуктыла. Необходимо отметить, что без четкой типизации последних невозможен анализ геохимических особенностей их размещения. По результатам исследования 24 проб, отобранных из девяти скважин в отложениях нижней перми — верхнего девона в инт. глуб. от 3,5 до 5,5 км, выделяется шесть разновидностей нефти, включая нефти полнокомпонентные, дериватные и конденсаты. Выделены следующие разновидности нефти (см. таблицу); тяжелая (H_7), средняя утяжеленная (H_6), средняя (H_5), легкая (H_4), высокопарафинистая дериватная нефть или парафинистый дериват нефти ($H_{дп}$) и конденсат (К).

Только средние нефти представляют собой полнокомпонентные системы, не испытывавшие заметных превращений под влиянием катагенеза, гипергенеза или других локальных факторов. Остальные разновидности — это неполнокомпонентные (дериватные) флюиды, образующиеся из средней нефти. При непрерывной эволюции в условиях катагенеза (градации $МК_1$ — $МК_2$) система газонасыщенной легкой нефти переходит в систему газоконденсата. В некоторой пограничной области стираются различия критериев для выделения Н. и К. Так,

для пробы из фаменских отложений скв. 41 введено обозначение Н-К (смешанного флюида), который с близкой вероятностью можно назвать и легкой нефтью, и конденсатом.

Нормальный отрицательный градиент изменения плотности нефти с глубиной служит указанием на последовательные стадии геохимического процесса превращения нефти в конденсат и газ. Нарушение однонаправленных изменений в составе нефтей и появление различных геохимических типов флюидов на одинаковых гипсометрических уровнях выявляют действие локальных факторов — недостаточную изоляцию природных резервуаров и водоносных комплексов, проявление вертикальной миграции углеводородных систем, физическую дифференцию флюида при подземной дегазации или влияние палеогипергенеза.

Показатели химического состава
флюидов в «автохтоне» Вуктыла

Тип флюида	Число проб	Плот- ность, г/см ³	Содержание, %					
			серы	бензина	мисал	смола	асфаль- тенов	пара- финов
H _г	1	0,92	0,8	10	70	9	8	2,0
H _{сy}	3	0,88— 0,89	0,4—1,0	9—14	77	7	3	1,5—4
H _с	1	0,87	0,6	12	54	7	1,6	4
H _д	9	0,80— 0,81	0,1	30—40	43—67	1—3	0—3	5—9
H-К	1	0,79	0,05	45	41	2	0	6
К	8	0,76— 0,78	≤ 0,05	50—70	36	1	0	1—5
H _{дп}	1	0,83	—	10	64	—	—	21

Составы углеводородных флюидов свидетельствуют о существовании в «автохтоне» двух обособленных нефтегазоносных комплексов: верхневизейско-нижнепермского и семи-лукско-яснополянского. Во втором комплексе возможно обособление двух подкомплексов с границей между ними по кровле нижней глинистой пачки турнейского яруса. В турнейско-фаменских отложениях присутствуют и нефти, и конденсаты, т. е. флюиды разной генерации, что указывает на вторичную миграцию газообразных углеводородов из более древних частей разреза. Вследствие пониженного геотермического градиента (в среднем около 20°C/км) в «автохтоне» Вуктыла до глубины 5,2—5,5 км и более обнаруживается нефть, что говорит о сохранении условий главной фазы нефтеобразования при степени катагенеза ОВ, отвечающей грациям МК₄ — МК₅.

В палеозойских породах глубоких горизонтов выявлены газоотдающие интервалы с сухими, полусухими и попутными газами. Преобладание какого-либо типа газа в отдельных литостратиграфических комплексах сохраняется не по их прости-

раию, а по глубине (по разрезам скважин); в основном проявляется вертикальная зональность в сохранении типа газонасыщения пород. Заслуживает внимания изменение характера газонасыщения и типов нефтей в разрезах двух близкорасположенных скв. 59 и 41: преобладание сухих газов в разрезе скв. 41 и более жирных в скв. 59. Изменение состава углеводородных флюидов позволяет предположить наличие в автохтонном блоке Вуктыла поперечного тектонического нарушения или другого экрана, обуславливающего различия в характеристике углеводородов северного (скв. 41) и южного (скв. 59) участков. Скв. 42, судя по характеру насыщения пород углеводородами, принадлежит тому же структурному блоку, что и скв. 41. В разрезе скв. 42 наблюдается увеличение мощности фаменского яруса, прослеживаемое севернее скв. 41 в направлении скв. 51 и 40.

При современной изученности глубинной тектоники Вуктыла прямые данные о поперечных дизъюнктивах не получены еще ни одним из применявшихся методов. Однако по аналогии с подобными Вуктылу передовыми складчатыми зонами, где существование поперечных разрывов доказано (передовые складки Предкавказья, Предкарпатья и др.), можно предполагать блоковое строение поднадвига и в данном случае. Это предположение оставалось прогнозным до получения дополнительной геохимической информации по составу углеводородных флюидов. Конкретные данные о появлении высокопарафинистой дериватной нефти в скв. 59 являются веским аргументом наличия поперечных разрывов.

Комплексное использование в качестве прогнозных рассмотренных историко-динамических и геохимических показателей с учетом литофациальной характеристики отдельных толщ по профилю XXII-ф позволяет сделать следующие выводы:

основные перспективы поисков скоплений первичных конденсатов и углеводородных газов связаны с более погруженными нижнедевонскими, силурийскими и, возможно, ордовикскими отложениями;

наибольшими потенциальными возможностями генерирования и накопления углеводородов обладает нижнедевонско-силурийский терригенно-карбонатный преимущественно газоносный комплекс, который рассматривается в качестве нового направления поисков газовых, газоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных (?) месторождений в погруженных зонах Верхнепечорской впадины и поискового объекта в поднадвиге Вуктыла.

**ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ
НЕФТИ И ГАЗА
В ВЕРХНЕДЕВОНСКОМ И КАМЕННОУГОЛЬНОМ
КАРБОНАТНЫХ КОМПЛЕКСАХ
ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ**

Л. А. Гобанов, Н. И. Канев, Б. С. Шутов
Тимано-Печорское отделение ВНИГРИ, Ухта

Карбонатные коллекторы верхнедевонского и верхне-визейско-верхнекаменноугольного нефтегазоносных комплексов являются одними из перспективных для поисков скопленных углеводородов в Тимано-Печорской провинции. Они имеют широкое площадное распространение, характеризуются разнофациальным составом и изменчивостью мощностей в различных структурно-формационных зонах. Наиболее перспективными объектами в пределах этих комплексов являются биогермные и рифогенные образования. Последние имеют чаще всего барьерный характер и представляют собой узкие линейно вытянутые зоны, приуроченные к бортам аккумуляционных палеопрогибов. Примером подобных образований являются верхнефранские барьерные рифы, промышленная нефтеносность которых доказана на Западно-Тэбукской, Пашпорской и Харьягинской площадях. Всего в верхнефранской части разреза выявлено несколько таких зон: семилукско-буретская, сирачойская, ухтинская, раннефаменская, позднефаменско-раннетурнейская.

В строении верхнефранских рифогенных построек принимают участие известняки сгустково-комковатые, сферово-сгустковые, сферово-узорчатые, водорослевые, детритовые и вторичные эпигенетические доломиты. Основным породообразующим компонентом большинства известняков являются водоросли и продукты их жизнедеятельности. Рифогенные постройки, как правило, обладают хорошими коллекторскими свойствами, обусловленными как первичной, так и вторичной пористостями, образовавшимися в процессе постседиментационных преобразований. Тип коллекторов преимущественно поровый и каверново-поровый.

В пределах доманиковой впадины могли развиваться одиночные органогенные постройки со сквозным развитием от семилукского до фаменского времен (Лодма, Исаково), образующие иногда в совокупности линейно вытянутые зоны с устойчивым мелководным карбонатобразованием (рифами и биогермами) на протяжении всего семилукско-турнейского времени (гряда Чернышева). Рифогенные образования верхнефранского возраста установлены на склонах Большеземельского палеоподнятия, в пределах Сандивейской и Веянской структур. Перспективными являются и развитые на склонах палеоподнятия шельфовые карбонатные отложения семилукского возраста, откуда получен фонтан нефти (скв. 2-Баган).

Помимо комбинированных структурно-рифовых ловушек, перспективными являются выдержанные по простиранию пластовые резервуары фаменского возраста, нередко облекающие нижележащие рифовые массивы. Промышленная нефтеносность таких структур обложения известна на Западном и Южном Табуке, Харьяге. Они установлены также в западной части Хорейверской впадины. Нефтеносными фаменские пласты могут быть не только в зоне развития рифов, но и в шельфовой зоне.

Следует обратить внимание на менее изученные осадки доманикоидного типа, признаки нефтеносности в которых отмечаются в разрезах Печорской гряды, а на отдельных площадях (Возей, Верхний Грубешор, Западный Соплес, Черпаю) из них получены притоки нефти, подтверждающие перспективность этих осадков. Аналогичные нефтегазонасыщенные доманикоидные породы известны в ряде районов Волго-Уральского нефтегазонаосного бассейна.

Отложения доманиковой фации распространены на значительной территории провинции. Максимальное их развитие установлено в доманиковой свите нижнефранского подъяруса, представленной темноцветными сингенетично битуминозными тонко- и микрослоистыми глинисто-кремнисто-карбонатными осадками, сформировавшимися в условиях некомпенсированного прогибания. В верхнефранской части разреза развиты породы доманикового облика, содержащие прослои светлых сгустково-комковатых, обломочных известняков и аргиллитов. Породы доманиковой фации обладают значительным нефтематеринским потенциалом. Результаты битуминологического анализа по ряду площадей показывают содержание $C_{орг}$ 7—10, иногда до 18—21%. В целом этот специфический комплекс осадков отличается выдержанностью литологического состава и мощностей (20—60 м).

Особое положение занимает центральная часть Печоро-Кожвинского мегавала, где наблюдаются максимальные (200 м) мощности доманиковой свиты. В разрезе наряду с типовыми доманиковыми породами присутствуют светлоокра-

шенные карбонатно-терригенные породы с содержанием песчано-алевритового материала до 20—40%. В ряде разрезов отмечаются прослои плохо отсортированного кварцевого песчаника и гравелита. Подобным литологическим составом характеризуется и верхнефранская часть разреза, откуда были получены притоки нефти (скв. 72-Западный Соплес). Перечисленные признаки позволяют предполагать, что разрез доманиковой свиты центральной части Печоро-Кожвинского межавала представляет собой склоновые фации, переходные между мелководными шельфовыми и депрессионными образованиями, формировавшиеся в условиях грабенообразного девонского прогиба. Отсутствие доманиковой свиты в ряде разрезов (21-Южный Кыртаель, 54-Югид, 78-Западный Соплес), а также обилие терригенного материала в расположенных рядом разрезах можно объяснить существованием в центральной части впадины участков суши.

Литолого-петрографическое исследование доманикоидных отложений Западного Соплеса показало, что для них характерна повышенная трещиноватость. Плотность трещин колеблется от 60 до 320 на один метр. Они обычно приурочены к тонкослоистым и тонкоплитчатым глинисто-битуминозным разностям пород. Трещины в основном горизонтальные, реже ориентированы под углом или вертикально к слоистости, слабоизвилистые, реже прямолинейные, протяженные и прерывистые, чаще с ровными стенками, реже со щелевидными сильно вытянутыми расширениями. Раскрытость микротрещин от 2 до 12 мкм, по редким расширениям до 15—20 мкм. Величины трещинной проницаемости изменяются от десятых долей до первых десятков миллидарси, трещинной емкости — от 0,05 до 0,25%, а с учетом расширений по трещинам — до 0,5%. Средняя пористость составляет 0,7—0,75%, т. е. в целом емкость (с учетом трещинной) колеблется в пределах 0,75—1,25%. Эти данные свидетельствуют о весьма низкой емкости пород при довольно высокой трещинной проницаемости, что позволяет отнести их к коллекторам трещинного типа. Вероятно, механизм образования таких коллекторов аналогичен по своей природе формированию коллекторов баженновской свиты Западной Сибири, на что указывает, в частности, наличие в этих отложениях на отдельных площадях (Возей, Грубешор) АВПД с коэффициентом аномальности 1,2—1,8. В отдельных случаях пористость пород по лабораторным данным достигает 5,8—16,2%, что говорит о присутствии среди коллекторов трещинного типа прослоев или линз пород с довольно высокими коллекторскими свойствами, которыми могут обладать довольно частые, хотя и маломощные прослои различного типа алевритов, песчаников, известняков. Вероятно, коллектора верхнедевонских доманикового облика толщ Тимано-Печорской провинции представляют собой сложно построен-

ную систему, состоящую как из коллекторов трещинного, так и обычного типа при ведущей роли в фильтрации флюидов первого из них.

Среди отложений верхневизейско-верхнекаменноугольного карбонатных комплексов значительная роль принадлежит биогермным коллекторам, развитие которых установлено в пределах Печоро-Колвинского авлакогена. Другим районом, где с биогермными фациями могут быть связаны залежи углеводородов, является Предуральский передовой прогиб. Так, в Косью-Роговской впадине, близ восточной границы прогиба, геологической съемкой на поверхности установлены рифы — верхнекаменноугольные на р. Кожим и верхневизейские на р. Большой Надоте. Зона развития последних, но уже в погребенном состоянии, выделена на основании литологического анализа и корреляции разнофациальных толщ верхневизейского и серпуховского возрастов, вскрытых скважинами на Лемвинской и Интинской площадях непосредственно в Косью-Роговской впадине (см. рисунок). В обнажении на р. Большой Надоте верхневизейский риф, предполагаемая мощность которого 150—200 м, представлен светлоокрашенными массивными водорослевыми биоморфными известняками с участием детритовых и обломочных разностей, реже хемогенных пород. К северо-востоку от обнажения этот риф вскрыт скв. 2-Лемва. Верхневизейский подъярус имеет мощность уже 357 м и представлен преимущественно вторичными доломитами реликтово-органогенной структуры с пачкой светлых биоморфных водорослевых известняков и темноцветных битуминозных известняков депрессионного типа в основании разреза. Этот материал дает право предполагать зону развития верхневизейского рифа в восточной части Косью-Роговской впадины.

Образование рифа происходило на борту унаследованной с более ранних этапов развития каменноугольного бассейна аккумуляционной впадины, характеризующейся некомпенсированным осадконакоплением, т. е. наличием малоомощных отложений депрессионного типа. Такие отложения известны в обнажении на р. Большой Инте, непосредственно к западу от рифа. Здесь на дневную поверхность выходят темноцветные в различной степени окремненные известняки с характерной для депрессионной фации тонкой слоистостью и тонкими прослоями листоватых аргиллитов (мощность 50 м).

Заполнение аккумуляционной впадины произошло в серпуховское время. В этот период на значительной территории провинции накапливались сульфатно-карбонатные породы. Особенно активно этот процесс протекал в Косью-Роговской впадине, где в результате регрессии бассейна верхневизейский риф отпнуровал относительно глубоководную впадину от открытого моря. В образовавшейся лагуне с повышенной соленостью началось накопление сульфатов, для которых харак-

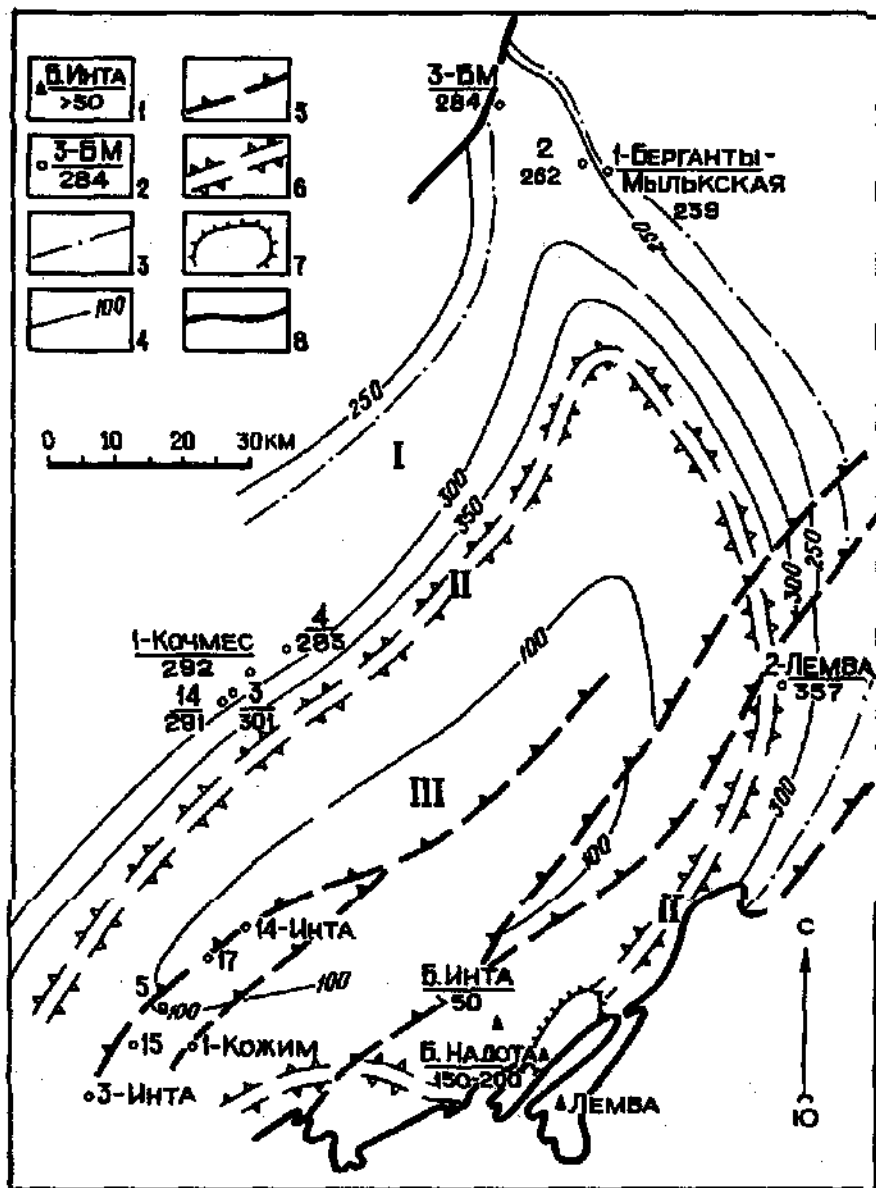


Рисунок. Схематичная литолого-фациальная карта верхневизейского подъяруса Косью-Роговской впадины.

1 — обнажение, мощность отложений, м; 2 — скважина, мощность отложений, м; 3 — границы фациальных зон; 4 — изопакиты; 5 — зоны нарушений; 6 — зона развития рифогенных отложений; 7 — рифовый массив; 8 — границы современного отсутствия верхневизейских отложений. I — III —

фациальные зоны: I — зарифовая; II — предполагаемая зона развития верхневязейских рифов; III — аккумуляционной впадины с некомпенсированным осадконакоплением.

терна большая скорость седиментации. Образовалась мощная, более 1000 м, толща заполнения, вскрытая скв. 5-Инта. Она представлена ангидритами с прослойками доломитов. Над рифами сульфаты не накапливались, так как здесь им соответствовал перерыв в осадконакоплении. Этим и объясняется отсутствие прослоев ангидритов в скв. 2-Лемва, где тарусско-стешевские отложения представлены доломитами мощностью 95 м. В зарифовой зоне мощность сульфатов незначительная — на Кочмесской и Бергантымыльской площадях составляет около 20—30 м. Таким образом, предполагаемая зона развития рифов в западной части впадины выделена на основании анализа мощностей сульфатов, вскрытых скважинами: максимальных — в предрифовой зоне и минимальных — в зарифовой.

Кроме отложений верхнего визе, перспективы в отношении выявления органогенных построек, в которых могут быть обнаружены залежи углеводородов, связываются и с вышележащими отложениями карбона. Примером этого является открытие залежи нефти в нижнесреднекаменноугольных биогермных отложениях на Падимейском месторождении. Здесь изучен разрез протвинских, нижнебашкирских и нижнемосковских отложений (верхнебашкирские и верхнемосковские отсутствуют), общая мощность которых составляет 171—200 м.

Исследованный разрез сложен известняками биогермной природы и их обломочными разностями (водорослевыми и водорослево-детритовыми известняками), образование и накопление которых происходило в мелководно-морском бассейне в относительно активной тектонической обстановке. Органогенные постройки, сложенные этими породами, имеют линзовидно-пластообразную форму и отвечают по существующим классификациям биостромам, а вся рассматриваемая толща в пределах Падимейского поднятия представляет собой биостромный массив.

Водорослевые и водорослево-детритовые известняки обладали высокой первичной пористостью (внутриформенные поры) или же резервом ее (внутриформенные поры, залеченные диагенетическим кальцитом). Емкостно-фильтрационные качества пород значительно улучшались благодаря внутриформационным и более длительным (предбашкирскому, предмосковскому, предпермскому) перерывам, во время которых отложения подвергались интенсивному выщелачиванию.

Процессы растворения благоприятно сказывались на формировании коллекторов порово-трещинного типа, где основной емкостью служат пустоты, образованные в связи с открытой

трещиноватостью. Фильтрация в коллекторах этого типа осуществляется по открытым микротрещинам, плотность которых достигает 160 на один метр (в среднем 70 на метр), а трещинная проницаемость составляет 2,76 мД.

Таким образом, перспективы верхнедевонского и каменноугольного карбонатных комплексов во многом определяются наличием рифогенных фаций и связанных с ними структур облекания. Предлагаемые схемы их возможного распространения, несомненно, должны учитываться при проведении поисково-разведочных работ. Требуют дальнейшего изучения и отложения доманиковых фаций, нефтеносность которых установлена как в Тимано-Печорской провинции, так и в ряде других регионов.

**ПРОГНОЗ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ
ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ
НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ
В СВЯЗИ С ФАЗОВЫМ СОСТОЯНИЕМ И ОЦЕНКОЙ
РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ**

*Н. М. Невская, А. Я. Введенская, В. В. Невский,
В. К. Старостин
ВНИГРИ, Ленинград*

На основании геолого-статистического анализа термобарических условий в Тимано-Печорской провинции были выявлены закономерности распределения зон аномально высоких пластовых давлений (АВПД) и неравномерной прогремости недр. Выявленные закономерности энергетических условий осадочно-чехла могут быть показаны на примере девонского и нижне-девонско-ордовикского водоносных комплексов (в разбуренном диапазоне глубин) с учетом геотектонических, лито-фациальных особенностей, характера уплотнения и других факторов. С этой целью построены карты абсолютных отметок пьезометрической поверхности девонского комплекса, распределения величин пластовых давлений, а также карты изменения коэффициента аномальности* этого комплекса. Сравнительный анализ полученных данных позволяет подойти не только к изучению вопросов миграции подземных вод, распределения зон напора и разгрузки, а вместе с ними миграции и аккумуляции углеводородов, но и к прогнозу пластово-барических условий в малоисследованных и неизученных районах провинции на больших глубинах (свыше 4,5 км).

Геолого-статистический анализ пластовых давлений и их аномальности по структурам Тимано-Печорской провинции (материалы ПГО Ухтанефтегазгеология и Архангельскгеология) позволил разграничить пластово-барические условия по ре-

* Коэффициент аномальности — отношение пластового давления к условному гидростатическому ($K_{ан.} = \frac{P_{пл.}}{P_{у.г.}}$).

гиону и разрезу осадочного чехла в разбуренном диапазоне глубин.

Пластовые давления в девонском и нижнедевонском-ордовикском комплексах в пределах глубин 220—5629 м изменяются от 84 до 0,6 мПа, с $K_{ан}$ 0,6—1,5 редко 1,7 (рис. 1).

Проведенный анализ указывает на контрастный, неоднородный характер распределения пластовой энергии. В связи с этим можно выделить следующие зоны: 1 — с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД с $K_{ан}$ 0,9—0,6), соответствующая области распространения газонефтяных и нефтяных месторождений и структур Тимана и Омра-Сойвинского поднятия; 2 — с давлениями, равными условным гидростатическим, $K_{ан} \approx 1$ (центральная и восточная части Ижма-Печорской впадины); 3 — наиболее обширная зона с локальными и зональными характерами распределения АВПД с $K_{ан}$ 1,2—1,5, соответствующая газонефтяным месторождениям и структурам Предуральяского прогиба и северо-восточной части Печорской синеклизы (рис. 2). В третьей зоне отмечается четкая приуроченность участков с АВПД к зонам глубинных разломов и высокой прогретости недр (рис. 1). В разрезе осадочного чехла выявленное АВПД в палеозойских отложениях имеет многопластовый характер и контролируется изолирующими качествами флюидоупора. Так, например, проявление АВПД в пермских отложениях с $K_{ан}$ 1,6—1,4 в газоконденсатных месторождениях отмечено только в Предуральском прогибе в зоне развития сульфатных отложений кунгура мощностью 600 м. В девонских отложениях также отмечается четкая зависимость $K_{ан}$ от мощности кыновско-саргаевской региональной глинистой покрывки. Если в зоне Колвинского мегавала мощность флюидоупора составляет 50—100 м, а $K_{ан}$ 1,27—1,36 в водяных и нефтяных скважинах, то в зоне Предуральского прогиба, где мощность покрывки увеличивается до 800 м, соответственно этому возрастает $K_{ан}$ (1,4—1,5) в газоконденсатных залежах (рис. 2). По нижнедевонским-ордовикским отложениям имеются единичные данные АВПД, которые отмечаются под изолирующими сульфатными отложениями с $K_{ан}$ 1,35—1,7. Следует заметить, что аномальность давлений не зависит от состава притока, а контролируется изолирующими качествами покрывок.

Области распределения зон АНПД и АВПД обнаруживают зависимости от степени мобильности фундамента: с наиболее подвижными зонами связаны наиболее контрастные проявления пластовой энергии. Зоны проявления высокой пластовой энергии (АВПД), как правило, тяготеют к глубинным, долгоживущим разломам, имеющим значительную мобильность в процессе развития как фундамента, так и осадочного чехла. Возникновению АВПД способствуют интенсивное уплотнение и минералогическое изменение водовмещающих пород девон-

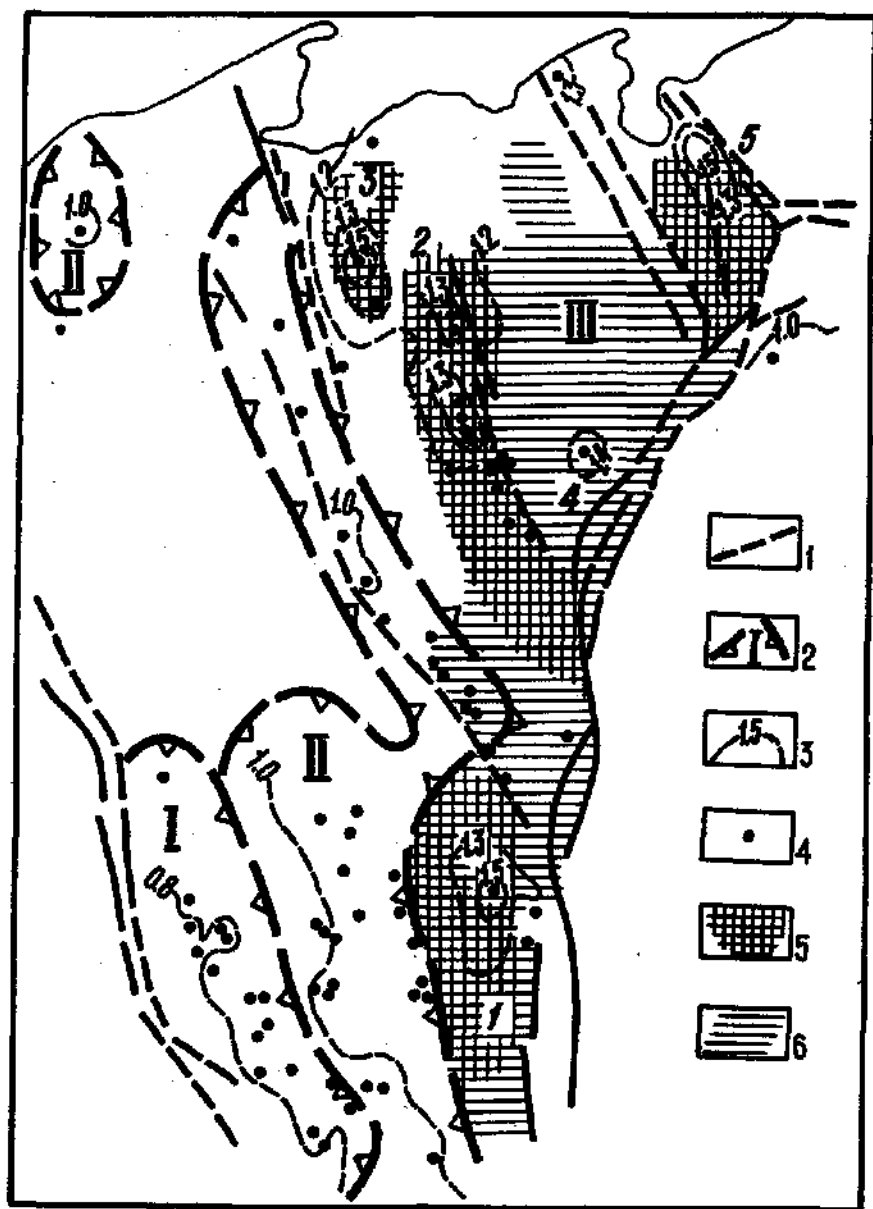


Рис. 1. Схема распределения термобарической зональности в Тимано-Печорской провинции.

1 — тектонические нарушения; 2 — пластово-барические зоны; 3 — изобары; 4 — скважины с замерами пластовых давлений; 5—6 — участки прогревности фундамента: 5 — высокой (200°C); 6 — средней ($175 - 200^{\circ}\text{C}$).

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ЗОНЫ						ПРЕДУРАЛЬСКИЙ ПРОГИБ		ПЕЧОРСКАЯ СИНЕКЛИЗА				
						1		2	3	4	5	
СИСТЕМА ОТЛОЖЕНИЙ	СТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ	АВТОГЕННАЯ КВАРТИКА	ФАКТА УПРО	МОЩНОСТЬ, м	ГЛУБИНА ПОГРУЖЕНИЯ, км	РАССОСИНСКОЕ	ПЕЧОРСКОЕ	ДЕНИСОВСКОЕ	КОЛВИНСКОЕ	ХОРЕЙВЕРСКОЕ	ВАРАНДЕЙ-АДЫГВИНСКОЕ	ВОСТОЧНОЕ
ПЕЧОРСКАЯ	K ₂ -M ₂ -P ₂			100-400								
	P ₁ ¹⁰			100-400	14-16							
КАМЕННО-УГЛЕКАЯ	P ₁ ³⁰⁰⁻³⁵⁰			100-400	14-16							
	C ₃ -C ₂											
	C ₁ ^V			20-40								
	C ₁ ^I											
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₃ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			20-30								
	D ₃ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			20-30								
	D ₂ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₂ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₂ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₂ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
ОРДОВИК-ВЕДОНСКИЙ	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰			10-30								
	D ₁ ¹⁰⁰⁻¹²⁰											

фиксируются на отметках от -1 до -3 км и более. Так, на срезе $-1, 0$ км максимальные температуры (от 30 до 37°C) установлены в северной части Шапкино-Юрьянского и Колвинского мегавалов. Максимальные отметки температур от 69° до 102°C на отметках $-2, -3$ км фиксируются в различных зонах Печоро-Кожвинского, Шапкино-Юрьянского, Колвинского мегавалов, Косью-Роговской впадины и т. д.

Согласно расчетным данным изотерма 150°C располагается на глубинах от 5 до $8,5$ км. Зоны повышенных расчетных температур по поверхности фундамента ($175-200^{\circ}\text{C}$) приурочены к областям развития Печоро-Кожвинской, Колвинской, Варандей-Адзвинской систем разломов. Максимальные температуры в осадочном чехле фиксируются по поверхности фундамента в районах Предуральского прогиба и составляют $250-280^{\circ}\text{C}$ и более.

Полученные температурные данные послужили основанием для оценки и прогноза фазового состояния углеводородов.

Взяв за основу современные представления о предельных значениях существования жидких углеводородов как самостоятельной фазы, определяемых температурами 185°C , и приняв пластовые давления равными гидростатическим, можно наметить потенциальные области нефтенакпления, к которым следует отнести восточную часть Ижма-Печорской впадины, север Печоро-Кожвинского мегавала, часть Колвинского мегавала и Хорейверской впадины.

При более жестких термобарических условиях ареал распространения жидкой фазы, возможно, будет сужен. При температурах свыше $185-200^{\circ}\text{C}$ фаза жидких углеводородов, по-видимому, сменится преимущественно газовой. При высоких температурах фазовое состояние подземных вод будет близко к надкритическому. Парогазовая смесь, образуя вместе с углеводородами «совместное залегание», фиксируется, вероятно, в виде конденсационных маломинерализованных вод в залежах нефти и газа.

Распространение зон преимущественно газонакоплений может быть приурочено к районам Предуральского прогиба, Денисовской впадины, южной части Печоро-Кожвинского мегавала, Верхне-Адзвинской впадины. На основе комплексного изучения геологических условий, характера распространения углеводородов можно провести количественную оценку углеводородов на больших глубинах. Наибольшей концентрацией ресурсов характеризуются впадины Предуральского краевого прогиба.

Таким образом, краткий анализ термобарических условий провинции показал, что выявленные закономерности проявления АВПД согласуются с разработанной ранее пластово-барической моделью для других нефтегазоносных провинций, в соответствии с которой основные резервуары с АВПД будут

приурочены к проницаемым зонам земной коры, характеризующимся как повышенной интенсивностью тектонических движений, вертикальной миграцией, так и высокой изолированностью недр. Высокая геотермическая напряженность осадочного чехла провинции позволяет наметить области преимущественно нефте- и газонакопления.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГАЗОВОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ КАК КРИТЕРИИ РАСШИФРОВКИ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ КОЛВИНСКОГО МЕГАВАЛА

Ю. М. Трифачев, Р. Е. Шевченко

Тимано-Печорское отделение ВНИГРИ, Ухта

К настоящему периоду исследования УВ систем Тимано-Печорской провинции накоплен обширный материал по термобарическим условиям залегания залежей и геохимической характеристике их газовой составляющей, включающей сведения по фазовому состоянию систем, количественному соотношению газовой и жидкой фаз, жирности, изотопному составу углерода метана, изомерным отношениям бутанов, содержанию кислых и инертных компонентов.

Принципиальная возможность использования геохимических показателей по газовой составляющей для расшифровки условий формирования залежей показана применительно к палеозойско-мезозойским отложениям Колвинского мегавала. Сложное блоковое строение мегавала обусловило специфическую аккумуляцию углеводородов, отличающуюся от других тектонических зон провинции. Приведенная динамика изменения геохимических показателей как в вертикальном разрезе, так и по площади позволила сделать следующие основные выводы по условиям формирования залежей и прогнозу фазового состояния в неизученной области мегавала:

1. Южная и центральная части мегавала (Уса-Харьга) по всему разрезу характеризуются как зона чистого нефтенакопления. Залежи нефти во всех комплексах значительно недонасыщены газом при общей тенденции увеличения газовой составляющей в депрессионной зоне.

Доля газовой составляющей увеличивается с погружением залежей, однако степень недонасыщения нефти газом не имеет определенной направленности изменения. Так, для залежей в отложениях среднего и верхнего девона газосодержание

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ СОСТАВ НЕФТЕЙ ПЕЧОРО-КОЛВИНСКОГО АВЛАКОГЕНА

Г. И. Андреев

Тимано-Печорское отделение ВНИГРИ, Ухта

Все многообразие нефтей Печоро-Колвинского авлакогена по составу бензиновых фракций и высокомолекулярных *n*-алканов и изопреноидов (см. рисунок) укладывается в четыре типа, объединяющих нефти на основании сходства их химического состава и отражающих соотношения между основными составляющими классами углеводородов — алканами, цикланами и аренами. В пределах Печоро-Колвинского авлакогена для среднедевонско-нижнефранского терригенного комплекса характерны преимущественно нефти алканового и цинлано-алканового типов. К первому типу (Σ алканов $> 60\%$) отнесены нефти Харьягинского, Воейского, Верхне-Грубешорского и Усинского месторождений. В групповом углеводородном составе бензиновых фракций (НК-130°) преобладают метановые углеводороды, доля нафтеновых значительно ниже, а среди алканов наблюдается обогащение углеводородами нормального строения, и соответственно средние значения отношения *n*-алканы/изоалканы изменяются от 1,14 до 1,89. В составе нафтенных углеводородов соотношения циклогексановых (ЦГ) и циклопентановых (ЦП) УВ для нефтей рассматриваемого нефтегазоносного комплекса изменяются в пределах от 1,10 до 1,92. Исключение составляют нефти терригенных отложений среднего девона Верхне-Грубешорского месторождения, характеризующиеся менее высокими значениями отношения ЦГ/ЦП (0,81), что связано, по всей вероятности, с влиянием процессов фазовой дифференциации. Величина отношения концентрации *n*-гексана к сумме концентраций остальных алифатических углеводородов C_6 (коэффициент метаморфизма $K_m C_6$ по В. К. Шиманскому) изменяется от 0,78 до 1,14, что свидетельствует о высокой катагенетической превращенности углеводородов исходного органического вещества нефтематеринских пород. Установлено, что распределение *n*-алканов в

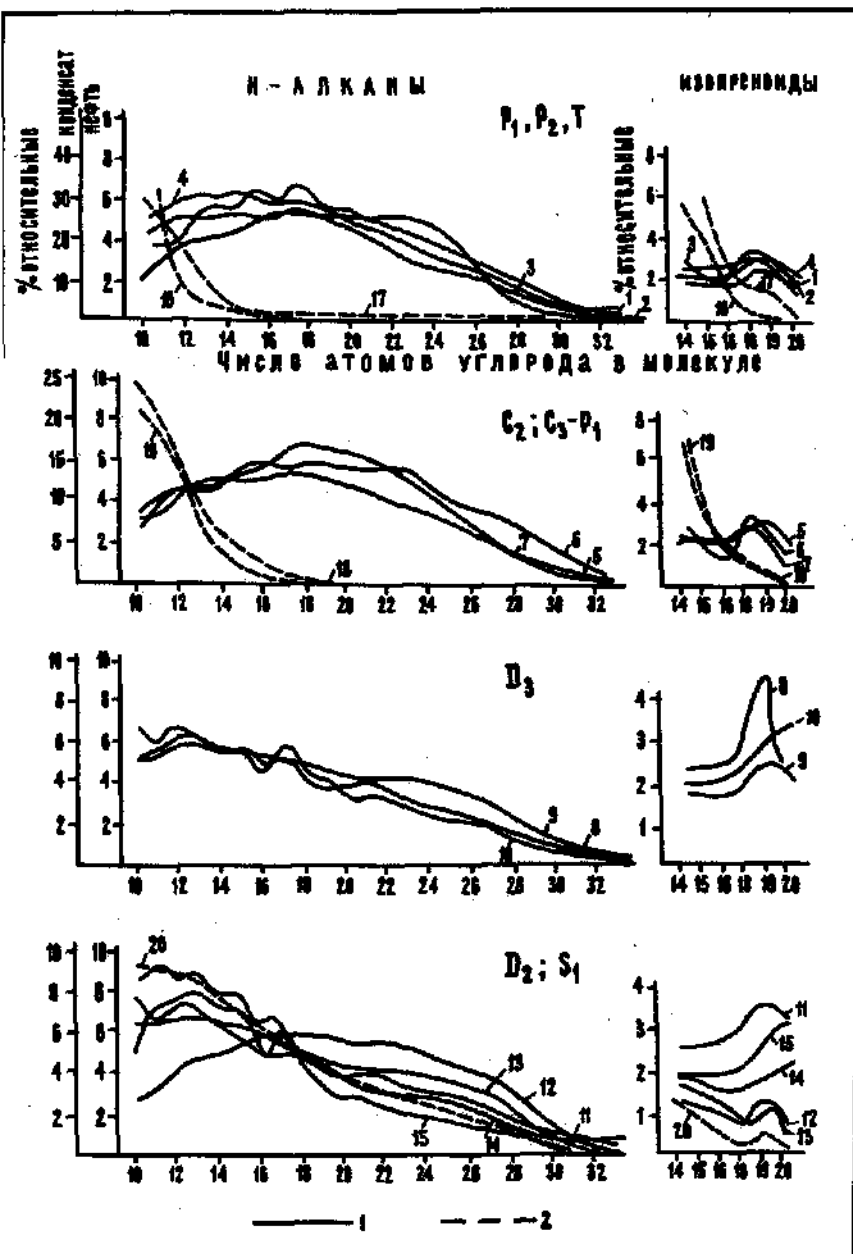


Рисунок. Распределение высокомолекулярных н-алканов и изопреноидов в нефтях и конденсатах Печоро-Колвинского аллакогена.

1—2 — кривые распределений: 1 — в нефтях, 2 — в конденсатах.

Цифры у кривых — номера месторождений, индексы в скобках — возраст отложений: Южно-Шапкинское — 1 (P_1), 5 ($C-P_1$); Печоро-Кожвинское — 2 (P_2), 9 (D_2), 13 (D_2-D_3); Хыльчужское — 3 (P_2-T); Пашшорское — 4 (P_1), 8 (D_3); Лайвожское — 6 (C_3-P_1), 19 ($C-P_1$); Усинское — 10 (D_3); Ванейвское — 7 (C_1-P_1); Верхнегрубешорское — 11 (D_2); Печорогородское — 12 (D_2); Возейское — 14 (D_2); 15 (S_1); Коровинское — 16 (P_1); Ярейское — 17 (P_1); Кумжинское — 18 ($C-P_1$); Югыдское — 20 (D_2).

нефтях данного комплекса отложений практически однотипно: гомологический ряд n -алканов достаточно хорошо развит ($C_{10}-C_{34}$) с максимумом во фракциях $C_{10}-C_{16}$, после которых их содержание равномерно уменьшается. Имеется различие по величине отношения пристан/фитан, равного 1,53 для нефтей Верхне-Грубешорского, 0,78 и 1,05 — соответственно для нефтей Усинского и Возейского, 1,07—1,24 — для нефтей Харьгинского месторождений. В пределах верхневизейско-нижнепермского карбонатного нефтегазоносного комплекса преимущественно распространены нефти алкано-цикланового (Шапкина-Юрьяхинский и Лайский валы) и циклано-алканового (Колвинский мегавал) типов, в составе алканов которых отмечается увеличение углеводородов изомерного строения. В отличие от нефтей нижних продуктивных отложений, нефти вышележащих продуктивных горизонтов категенно менее измененные, на что указывает коэффициент метаморфизма, колеблющийся в пределах от 0,30 до 0,64. Снизу вверх по разрезу распространение гомологического ряда n -алканов не сокращается, однако по их распределению нефти рассматриваемых комплексов различаются. В распределении фракций n -алканов нефтей Шапкина-Юрьяхинского и Лайского валов установлена та же закономерность: максимум приходится на фракции $C_{17}-C_{23}$, а в ряду n -алканов нефтей Колвинского мегавала максимум перемещается во фракции $C_{10}-C_{16}$. Определенная закономерность прослеживается в составе изопреноидных углеводородов: в нефтях верхневизейско-нижнепермского карбонатного комплекса отношение пристана к фитану составляет для большинства нефтей 1,34—1,76.

Неодинаковый углеводородный состав рассмотренных нефтегазоносных комплексов указывает на самостоятельные источники генерации углеводородных скоплений, а некоторые особенности состава бензиновых и масляных фракций нефтей в пределах комплексов объясняются процессами гипергенеза и фазовой дифференциации.

ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ В НИЖНЕФРАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

З. В. Ларионова

Тимано-Печорское отделение ВНИГРИ, Ухта

Особенности формирования нижнефранских отложений и их большее (по сравнению со среднедевонскими) площадное распространение требуют отдельной комплексной оценки коллекторов. Этап формирования нижнефранских отложений являлся переходным от эпохи преимущественно терригенного осадконакопления к периоду интенсивного карбонатообразования и характеризовался активными тектоническими движениями, сопровождавшимися размывом разновозрастных отложений. Влияние этих факторов обусловило сложный характер строения нижнефранского комплекса и особенности распространения в нем коллекторов. Толщи коллекторов приурочены к нижней части верхнего девона, включающей пашийский горизонт, нижне- и среднекыновский подгоризонты. Верхняя часть разрезов, соответствующая верхам кыновского и саргавскому горизонту, является региональной глинистой покрывкой, экранирующей наиболее значительные месторождения нефти не только в среднедевонско-нижнефранском, но и в силурийско-нижнедевонском комплексах.

Первичные (литофациальные) признаки нижнефранских отложений в целом были менее благоприятными для формирования пород-коллекторов по сравнению со среднедевонскими. Более пестрый петрографический состав песчаников и алевролитов, худшая сортировка, а в ряде случаев и более тонкий гранулометрический состав, значительное количество глинистого или карбонатного цемента предопределили более низкие емкостные показатели нижнефранских песчаников. Этому также способствовали меньшие мощности песчаниковых пластов, их невыдержанность и, кроме того, присутствие частых и довольно мощных глинистых прослоев. Совокупное влияние указанных факторов обусловило значительную, а иногда и полную потерю песчаниками первичной эффективной поровой

емкости в процессе катагенного уплотнения. Следовательно, перспективы поисков залежей нефти и газа в нижефранских отложениях могут быть связаны с отдельными невыдержанными пластами наиболее крупнозернистых и наименее глинистых песчаников. Оценку перспектив необходимо вести отдельно для каждой структурно-фациальной зоны с учетом истории ее геологического развития.

На юге Ижма-Печорской синеклизы в нижней части франского яруса, кроме пашийских толщ IB₂ и II', продуктивными являются нижекыновские пласты Iб, Ia, отдельные песчанниковые пласты в среднекыновском подъярусе, а в Ухтинском районе — пласты II, A и I. В северной части синеклизы, где отсутствуют среднедевонские и пашийские отложения, а также низы кыновских, верхнекыновские и саргаевские толщи сильно опесчанены. Коллекторы приурочены к мощным пластам песчаников, залегающим в основании крупных ритмов.

Особого внимания в качестве поискового объекта заслуживают кыновские отложения Ижма-Печорской синеклизы, развитые узкой полосой к северо-западу от области распространения среднего девона. Здесь установлены увеличения мощности, песчанистости и появление песчаных пластов-коллекторов в нижней части кыновского горизонта.

В пределах Печоро-Кожвинского мегавала коллекторы связаны с песчанниковыми пластами пашийского (ронаельская свита) и в меньшей степени кыновского (среднешапкинская свита) горизонтов. Сильное катагенное уплотнение как результат больших палеопогружений и стратиграфической полноты разрезов обусловило весьма низкое качество коллекторов, а в ряде случаев и полную потерю эффективной пористости. Улучшение коллекторских свойств песчаников ронаельской свиты на юге мегавала связано с их формированием на палеоподнятиях, в зоне проявления предкыновского размыва.

Нефтяные залежи в низкеемких коллекторах толщи пестроцветных песчаников открыты в южной части Шапкина-Юрьянского вала. Сохранение коллекторов, несмотря на большие глубины залегания песчаниковых толщ, определилось их крупнозернистостью и формированием в зоне, где также проявился предкыновский размыв.

В южной части Колвинского мегавала коллекторы связаны с песчаниками пачки A (базальной пачки среднекыновских отложений) и с отдельными невыдержанными песчанниковыми пластами в верхней части последних. Их довольно высокие емкостные показатели обусловлены крупнозернистым составом, формированием в зоне проявления предверхнекыновского перерыва. На севере мегавала, где увеличиваются мощность и стратиграфическая полнота нижефранских отложений, а предверхнекыновский перерыв практически не проявился, пласты очень низкеемких коллекторов единичны, несмотря на большие мощности песчаниковых пачек.

ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОНОСНОСТИ ВНУТРЕННЕЙ ЗОНЫ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

*Б. И. Тарбаев, А. С. Воинов, С. Н. Сивков,
А. С. Шутков, Т. П. Болкисева*
Коми филиал ВНИИГАЗа, Ухта

Западный склон Северного, Приполярного, Полярного Урала и прилегающие к нему районы внутреннего борта Предуральского краевого прогиба в свете новейших геолого-геофизических данных и анализа космоснимков обладают типичными чертами надвига-складчатого пояса. Определяющую роль в тектоническом строении рассматриваемого региона играют разрывные нарушения, представленные надвигами, взбросами и сдвигами и формирующие неширокие чешуи с приуроченными к ним сжатыми высокоамплитудными складками. В плановой ориентировке дизъюнктивов наблюдается закономерность, находящая выражение в их дужной форме. Локальные структуры представляют собой дизпликаты, т. е. сочетание пликативной формы с дизъюнктивами надвигового типа.

В надвига-складчатом поясе севера Урала предполагается наличие большого разнообразия структурных ловушек от антиклинальных валов фронтальных складок, смещающихся с глубиной в направлении падения поверхности надвига, до тектонически экранированных моноклинальных пластин. В автохтонах под надвигами могут быть обнаружены пологие антиклинальные структуры, обязанные своим происхождением процессам коробления, а также погребенные рифовые массивы.

Анализ фактического материала показывает, что разрывные нарушения рассматриваемой территории являются преимущественно флюидоупорами. Этот факт установлен на Интинской, Рассохинской, Курьинской площадях. По-видимому, в ненарушенных гидродинамических условиях экранирующими свойствами обладает и надвиг Вуктыльского месторождения.

В слагающих внутреннюю зону Предуральского прогиба осадках выделяются три нефтегазоносных комплекса (ордо-

викско-нижнефранский, верхнедевонско-нижнепермский и верхнепермско-мезозойский), представленные карбонатными и терригенными формациями доорогенного и орогенного этапов седиментации. Коллекторские свойства разреза в общем благоприятны, хотя и несколько ухудшаются по мере приближения к Уральскому складчатому сооружению.

Геохимические данные показывают различие между составом углеводородов в залежах и степенью катагенетической превращенности органического вещества во вмещающих флюид осадках. Так, в верхневизейско-нижнепермских карбонатных отложениях на Буктыльской площади вместо ожидаемых по геохимическим данным более жирных флюидов получен газ с конденсатом. Это можно объяснить аллохтонным характером заполняющего флюида, который практически полностью вытеснил автохтонные для указанной толщи углеводороды. Аккумуляция флюида имела место в послетриасовое время после образования большеобъемной ловушки, перехватившей газ, мигрировавший с востока из зоны, заведомо находящейся в главной фазе газообразования. Подобный механизм формирования залежей, предполагающий вытеснение автохтонного флюида аллохтонным, по-видимому, был универсальным для надвиго-складчатого пояса Урала в целом.

О возможности открытия месторождений газа свидетельствуют и фонтанные притоки газа на Интинской, Кожимской, Лемвинской, Курьинской, Рассохинской, Патраковской, Кырташорской, Пачгинской площадях.

Для повышения эффективности региональных поисковых исследований на внутреннем борту краевого прогиба рекомендуется комплексное использование высокоточных гравиметрических и сейсморазведочных работ и проверка результатов последних при помощи бурения структурно-картировочных скважин. В Западно-Уральской структурной зоне следует провести электроразведочные работы методом ТТ для картирования выходов карбонатов на поверхность и на малых (до 500 м) глубинах.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ СЕВЕРА ПЕЧОРСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ В ТРИАСЕ И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Л. А. Удовиченко

Тимано-Печорское отделение ВНИГРИ, Ухта

Исследования последних лет выявили различие и специфические черты верхнепермского и триасового этапов тектонического развития Тимано-Печорской провинции. Для верхнепермского этапа характерно существование крупных малоамплитудных (150—200 м) палеоподнятий субширотного простирания, для триасового — формирование блоков-валов по обновленным древним разломам субмеридионального простирания с амплитудой движения 300—600 м.

На северо-западе выделяется палеоподнятия субширотного простирания. Развитие его началось с формирования Седухинского вала в раннеказанское время (екушанская свита по В. И. Енцовой). В начале татарского времени территория палеоподнятия расширялась к юго-востоку до северной части Печоро-Кожвинского мегавала. На северо-востоке формирование зоны палеоподнятия началось в ассельско-сакмарское время. В современном структурном плане оно охватывает северную часть Хорейверской впадины, центральные районы Варандей-Адзьвинской структурной зоны и простирается в район Коротаихинской впадины. Наиболее приподнятая зона располагалась в районе современных Леккейягинской и Сарембойских структур, где амплитуда движений к позднепермскому времени достигала 250—300 м. На поверхность денудации в конце перми в пределах палеоподнятий выходили породы верхней и нижней перми, частично карбона.

В позднепермское время предполагается формирование поднятий конседиментационного типа на валах Печоро-Колвинского авлакогена и Варандей-Адзьвинской структурной зоны.

В раннем триасе наступил новый этап тектонического развития территории, характеризующийся эпейрогеническими движениями по обновленным древним разломам, которые закла-

дывают основы современного структурного плана. На востоке провинции по разломам происходило излияние базальтов, которое сопровождалось выбросами значительного количества теплового материала. В это время началось формирование Печоро-Кожвинского мегавала, валов Сорокина и Гамбурцева, Леккей-Ягинской структуры и структур северной части гряды Чернышева. Амплитуда движений исчисляется в пределах 200—600 м. В результате движений на поверхность денудации были выведены породы перми, карбона и девона.

Анализ петрографического и минералогического составов пород чаркабожской свиты (ранний триас) позволил разделить ее на три толщи — А, В, С. В вещественном составе толщ А и В выявлены переотложенные минерало-петрографические комплексы, характерные для отложений верхнего палеозоя и свидетельствующие о накоплении этих толщ в пониженных областях во время глубокого размыва приподнятых положительных структур. Выявлено отсутствие толщи А и сокращение мощности толщи В в узкой зоне вдоль Тиманского края, на локальных структурах в пределах валов, в северной части гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины. Так, значительную амплитуду движений (50—100 м) испытывали южная и центральная части Юрьяха-Шалкинского вала (включая Васильковскую структуру), Ярейюская и Северо-Харьягинская структуры, север вала Сорокина. На Салюкинской структуре толща В накапливалась в сокращенном объеме, на севере гряды Чернышева она, вероятно, отсутствовала. Анализ мощностей размыва и накопленных осадков свидетельствует о том, что отдельные части валов испытывали движения по субширотным разломам.

Харалейское время (конец раннего триаса) — это период эмерсии. При общем наклоне территории в сторону Предуральского прогиба намечался некоторый наклон ее на север. Мощности отложений изменяются от 100 до 250 м.

В ангуранское время (средний триас) возобновилась активизация тектонических движений, продолжалось структурное оформление валов с выводом на поверхность денудации отложений нижнего триаса. Наклон территории на север увеличился. Мощности закономерно изменяются от 150 до 350 м.

В нарьянмарское время (верхний триас) оформлялся структурный план, заложившийся в начале чаркабожского времени, произошла резкая дифференциация территории на крупные положительные структуры — валы и разделяющие их глубокие впадины. К началу юры отмечались узкие меридиональные зоны размыва — Печоро-Кожвинский мегавал, центральная часть вала Сорокина, структуры вала Гамбурцева и Леккей-Ягинская структура. Амплитуда размыва 200—600 м. На всей территории Косью-Роговской впадины, на Усино-Кушпорской и Салюкинской структурах осадконакопление в верхнем триасе отсутствовало. Под размыв были выведены породы среднего

и нижнего триаса, переотложенный материал которых отмечается по всему разрезу верхнего триаса на локальных участках вблизи крупных зон размыва. Отложения нижней юры трансгрессивно залегают на относительно выравненную поверхность.

Существовавшие в верхней перми крупные палеоподнятия и локальные структуры, которые граничили с областями погружения на востоке, могли служить крупными зонами нефтенакопления в отложениях нижнего и среднего палеозоя. Резкое изменение палеотектонической обстановки в триасе, связанное с эпейрогеническими движениями, оказало существенное влияние на формирование и расформирование залежей, условия сохранности ловушек, качество нефтей в палеозое, а также на формирование залежей в триасе. Изменение общего наклона территории на север к концу триасового периода определило для нее новый источник углеводородов — терригенные породы триаса, который находился на севере, в пределах современного шельфа.

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ И ПРОГНОЗ ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В. И. Еременко

Тимано-Печорское отделение ВНИГРИ, Ухта

Результаты последних тематических работ показали принципиальное сходство в строении ряда осадочных комплексов. Дальнейшее познание их возможно только с позиций системного анализа. В аспекте прогноза нефтегазоносности смысл понятий осадочный бассейн и нефтегазоносный комплекс совпадают, в результате чего последний получает генетическое обоснование.

Природный осадочный бассейн — вещественная реализация эволюции бассейнов седиментации, каждый из которых существует в течение эпохи стабилизации тектонической активности или тектонопаузы и характеризуется присущими ему морфологией и типом осадконакопления. Слоеобразующим фактором выступают эвстатические колебания уровня бассейна, а основная особенность седиментации выражается в последовательном заполнении бассейна от берегов к его центру и в регрессивно-трансгрессивном характере осадков. В регрессивную фазу формируется существенно терригенная клиновидная терраса с наклонной слоистостью, а в трансгрессивную — разнофациальные (в том числе рифогенные на склоне террасы) карбонатные отложения. Последующие регрессивные осадки бассейна все более тонкозернистые и карбонатные. Толщина различных фациальных типов отложений закономерно изменяется по профилю седиментации.

Развитие бассейна продолжается до новой вспышки тектонической активности, во время которой образуется новый бассейн седиментации, наследующий пространственно предшествующий или полностью отличный от него. Вне бассейна происходит эрозия осадочных (и кристаллических) пород, оживляется вулканическая деятельность, что находит отражение в минеральном составе регрессивных террас и покровов. При таком строении осадочных толщ становятся однозначными многие геологические понятия.

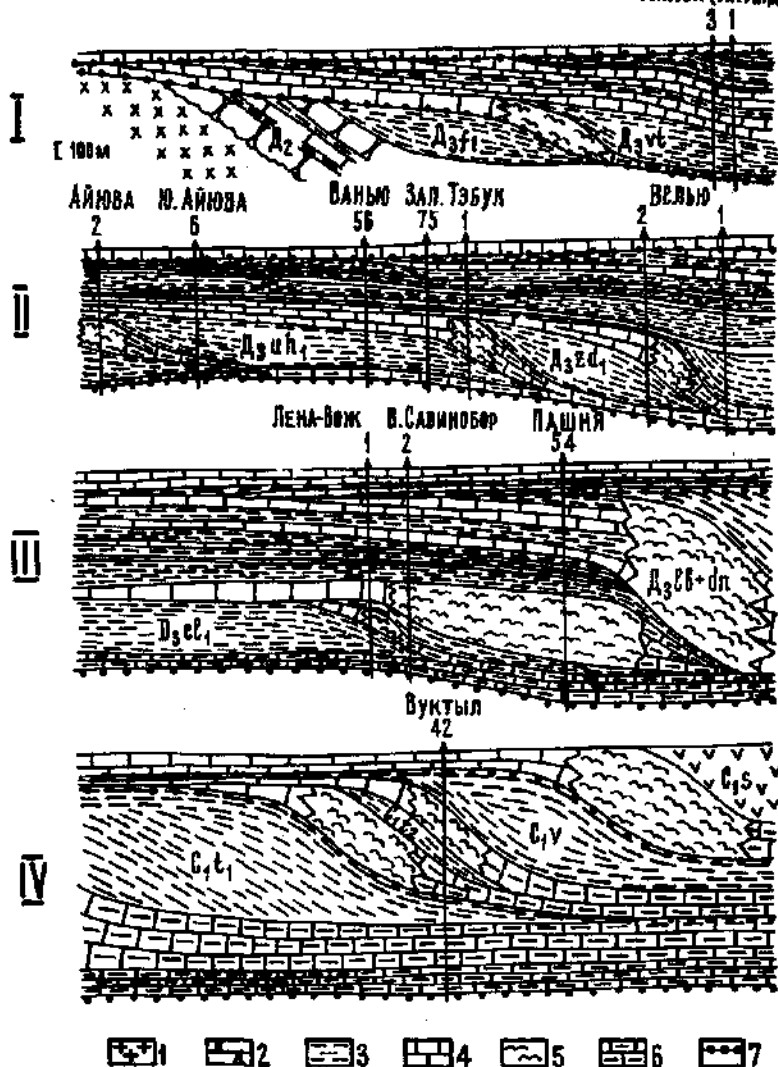


Рисунок. Палеогеологический профиль позднемедовского, турнейского и визейского бассейнов и начала серпуховского века.

I—IV — участки профиля (с запада на восток). 1—6 — породы: 1 — кристаллические, 2 — терригенные, 3 — карбонатно-терригенные и терригенно-карбонатные, 4 — карбонатные шельфовые, 5 — карбонатные рифогенные, 6 — глинисто-карбонатные глубоководные; 7 — региональные покровы.

Стратиграфические границы обретают физический смысл, они совпадают с литологическими и могут быть определены по каротажу.

Последовательность осадконакопления находит выражение в иерархии покрышек. В регрессивных сериях формируются локальные покрышки, в основании первой трансгрессивной фазы — региональная, а в основании последующих фаз — зональные.

В системе отложений элементарного осадочного бассейна реализуются все необходимые условия для существования нефтегазоносного комплекса — закономерно распространенные коллекторы и покрышки, первичный наклон пластов, ловушки литологического и стратиграфического типов, генерация и миграция углеводородов.

На рисунке изображен поперечный профиль верхнедевонского и унаследованных турнейского и визейского бассейнов, образующих систему соответствующих нефтегазоносных комплексов. Некоторые элементы этих бассейнов детально изучены, протрассированы и опоискованы (франские рифы), другие известны пока в отдельных разрезах или пересечениях (фаменские рифы южной части Ижма-Печорской впадины и Варандей-Адавынской зоны и турнейские рифы Малиновки и Коалаю-Вуктыльского района), третьи предполагаются по сопоставлению разрезов (нижнефранская терраса, визейские рифы и др.).

Использование системного анализа позволяет правильно скоррелировать пласты, обосновать модель строения осадочной толщи и латеральные изменения каждого ее элемента, определить присутствие неантиклинальных ловушек как одно из основных свойств бассейнов и на качественно новом уровне дать прогноз нефтегазоносности территории. Дискретный характер эволюции бассейнов во времени открывает реальную возможность проследить условия накопления и переформирования залежей углеводородов.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕНОСНОСТЬ ХАРЬЯГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В. П. Елохин

Объединение Ухтанефтегазгеология, Ухта

Харьягинское месторождение приурочено к центральной части Колвинского мегавала. По основным маркирующим горизонтам (начиная со среднедевонских отложений) структура представляет брахиантиклинальную складку протяженностью более 100 км, осложненную серией поднятий различных размеров. Наиболее крупные Центральное- и Южно-Харьягинское поднятия осложнены более мелкими куполами. Сложное геологическое развитие территории обусловило образование разнотипных по генетическим и морфологическим признакам ловушек, часто не совпадающих в плане.

К настоящему времени на Харьягинской площади доказана промышленная нефтеносность разреза осадочной толщи в стратиграфическом диапазоне от среднедевонских до нижнетриасовых включительно. Продуктивные отложения представлены разными по составу и типу коллекторов породами с различными величинами граничных значений пористости и глинистости (см. таблицу).

Граничные значения коллекторов

Возраст залежи	Тип коллектора	Тип пористости	$K_{пр}^T$, мД	$K_{г}^T$, %	$C_{пр}^T$, %
D_2^{sv}	Кварцевые песчаники	Поровый	1	7	7
D_3^{uh}	Рифогенные известняки и доломиты	Порово-кавернозный	1	6	—
$P_1^{sa} + P_1^a$	Биогермные известняки	То же	1	10	—
P_1^a	Глинисто-карбонатная толща	Поровый	1	14	27
$P_2 + T_1$	Полимиктовые песчаники	То же	1	17	29

В поддоманиковых терригенных отложениях залежи нефти приурочены к пластам кварцевых песчаников 1 и 3 пачки афонинского, «верхней» пачки старооскольского горизонтов среднего девона и пачки А (базальный пласт) в подошве нашыйского горизонта верхнего девона. Характерной особенностью залежей является высокое содержание парафина в нефтях (10—21%) и АВПД (коэффициент аномальности 1,20—1,29).

Нефтегазоносность верхнефранских отложений связана с барьерным рифом ухтинского возраста, характеризующимся цикличностью роста, дельтовидным напластованием и зональным развитием коллекторов, представленных порово-кавернозными известняками и доломитами. Рифовая система пересекает Харьягинское поднятие почти вкrest ее простирания. Залежи нефти в зонах Дз-Iр, Дз-IIр, Дз-IIIр разделены толщами глинисто-карбонатных образований трансгрессивных фаз и зарифовых фаций. Базовой является залежь Дз-III. Притоки нефти и пластовой воды получены и из зарифовых известняков.

Выше по разрезу залежи нефти выявлены в ассельско-сакмарских порово-кавернозных биогермных известняках и глинисто-карбонатной толще артинского возраста, приуроченных к локальным осложнениям Центрально-Харьягинского поднятия. В разрезе верхнепермской терригенной толщи прослеживаются до 17 пластов полимиктовых песчаников с прослоями алевролитов и глин (Р₂-I-XVII), нижнетриасовой — до 13 пластов (Т₁-I-XIII). В присводовой части Харьягинской структуры пласты Р₂-XIV-XVII полностью размыты. Проницаемые песчаники в пластах Р₂-I-V имеют полосовидное развитие, характерное для прибрежно-морских условий осадконакопления (вдольбереговые песчаные тела). К пластам Р₂-III, Р₂-V приурочены наиболее крупные залежи нефти в отложениях верхней перми.

Вышележащий разрез верхней перми представлен континентальными отложениями. В разбуренной части структуры проницаемые песчаники образуют систему ветвистых полос, характерных для дельтовых протоков. Залежи пластовые, сводовые, литологически экранированные, имеют ограниченные размеры. Степень изученности их по площади структуры различная, однако, по результатам ГИС, в прикупольных зонах песчаники практически нефтенасыщены по всему разрезу.

Пласты песчаников в отложениях нижнего триаса, кроме базального пласта Т₁, приурочены к палеоруслам. На схемах сопоставления и палеопрофилях четко прослеживаются четыре группы пластов (пачки 1—4), ограниченные эрозионными врезами. Пластовые сводовые литологически экранированные залежи нефти выявлены в пластах Т₁-I, Т₁-III, Т₁-IV, Т₁-VII и Т₁-VIII. Вышележащая толща нижнетриасовых отложений (пласты Т₁-IX-XIII), по результатам ГИС и опробования, обводнена.

К настоящему времени на Харьягинской площади геолого-разведочные работы близки к стадии завершения. Выявлено порядка 30 залежей нефти различной промышленной значимости, характеризующихся высоким содержанием парафина в нефтях. К базовым залежам («верхней» пачке Д₂, Д₃-III рифовой, Р₂-III и Р₂-V) приурочено 73% от разведанных балансовых и 80% от извлекаемых запасов нефти.

Не исключена вероятность выявления новых залежей нефти в процессе эксплуатационного разбуривания месторождения в фаменских карбонатных отложениях и верхнепермско-триасовой терригенной толще в области Центрально-Харьягинского поднятия. Следует отметить слабую изученность сильно вытянутой северной его переклинали, осложненной серией куполов, не совпадающих в плане по разным структурным этажам.

ОСОБЕННОСТИ ВЫДЕЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ В РАЗРЕЗЕ МНОГОПЛАСТОВОГО ХАРЬЯГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Л. А. Некрасов, Л. В. Гаджиева
Объединение Ухталегтегазгеология, Ухта

В результате геолого-разведочных работ в разрезе осадочного чехла Харьягинского месторождения выявлено и подготовлено к промышленному освоению свыше 20 залежей нефти. По морфологическим и другим важнейшим признакам залежи, приуроченные к различным стратиграфическим уровням, объединены в несколько самостоятельных групп, характеризуются различной промышленной значимостью, отличаются условиями залегания, типами ловушек и коллекторов, термобарическими условиями и физико-химическими свойствами пластовых флюидов, что предопределяет специфику группирования их в этажи разработки и выбор базисных залежей.

Чрезвычайно важным в процессе промышленной разведки месторождения является закономерное и обоснованное выделение трех самостоятельных этажей разведки — поддоманиковского терригенного, верхнедевонского карбонатного и нижнепермско-триасового карбонатно-терригенного, что позволило в относительно короткие сроки и с высокой эффективностью выявить основные черты геологического строения отдельных залежей и наряду с этим наметить органическую взаимосвязь между этапами разведки, с одной стороны, и объектами эксплуатации — с другой. Завершающая стадия разведочных работ характеризуется обширным фактическим геолого-промысловым материалом, дающим возможность достаточно обоснованно и однозначно решать задачу выделения эксплуатационных объектов. Задача эта относится к разряду оптимизационных, поскольку предопределяет выбор лишь одного решения из группы нескольких возможных. С позиций отечественной и зарубежной практики выделения эксплуатационных объектов Харьягинское месторождение, согласно современной классифи-

кации, может быть отнесено к третьей группе, так как характеризуется несколькими значительными нефтеносными толщами, содержащими как отдельные залежи, так и отдельные пласты, отличающиеся значительной геологической неоднородностью. Наиболее характерными особенностями большинства залежей месторождения являются:

сопоставимое соотношение величины балансовых запасов по каждому из перечисленных этажей разведки;

преимущественно полное совпадение контуров нефтеносности отдельных залежей в плане по отношению к базисной в пределах обособленного эксплуатационного объекта;

разнообразие литологической характеристики коллекторов в разрезе месторождения, высокая степень неоднородности пластов по коллекторским свойствам;

повышенное содержание парафинов в нефтях, заметное изменение физико-химических свойств нефтей с глубиной по разрезу.

При выделении объектов учтены следующие основные группы факторов: геологические (геолого-промысловые), гидродинамические, технические, технико-экономические.

Первая группа факторов объединяет мощность нефтеносных пластов, их коллекторские свойства, степень неоднородности по проницаемости, литологию коллекторов, величину запасов, термобарические условия, физико-химические свойства флюидов, энергетический потенциал, соотношение контуров нефтеносности в плане, глубину залегания, мощность плотных разделов и другие признаки.

Среди гидродинамических факторов учтены добычные возможности каждой из залежей и объекта разработки в целом, а также иные показатели, необходимые для технико-экономической оценки извлекаемых запасов. Гидродинамические расчеты выполнены с привлечением ЭВМ по методике института ТатНИПИнефть.

Экономические показатели служат критериями для обоснованного выбора варианта в многовариантной системе. На основе многофакторного анализа в продуктивном разрезе многопластового Харьягинского нефтяного месторождения выделено 6 эксплуатационных объектов:

I — залежи нефти в поддоманиковых отложениях. Базисная залежь с опережающей выработкой запасов при поддержании пластового давления — «верхняя пачка» староскольского горизонта. Группируются залежи в 1 и 3 пачках афонинского горизонта, пачке А пашийского горизонта;

II — залежи нефти в рифогенных карбонатах верхнего девона. Базисная залежь — Дз-III. Выработка запасов нижележащих залежей Дз-I, Дз-II осуществляется единичными добывающими и нагнетательными скважинами;

III — залежи нефти в карбонатных отложениях нижней перми. Продуктивный разрез вскрывается единой сеткой скважин при условии опережающей выработки запасов в сакмарско-ассельских карбонатах;

IV (нижний) — залежи нефти в полимиктовых песчаниках верхней перми. Группируются залежи P₂-II-IV. Базисной залежью является пласт P₂-III;

V (верхний) — залежи нефти в полимиктовых песчаниках верхней перми. Объединяются залежи P₂-V-XIII. Базисный пласт P₂-V;

VI — залежи нефти в полимиктовых песчаниках нижнего триаса. Группируются пласты T₁-I-VIII. Базисный пласт T₁-I.

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НИЖНЕПЕРМСКИХ РИФОВ В СЕВЕРНЫХ РАЙОНАХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Н. И. Никонов, А. Ф. Плешков
Объединение Ухта-нефтегазгеология, Ухта

По данным Г. А. Иоффер, В. И. Еременко и А. В. Соломатина (1981 г.), на северо-востоке Тимано-Печорской провинции в раннепермскую эпоху существовала крупная некомпенсированная палеовпадина, типичными отложениями ложа которой являются глинисто-мергелистые породы, залегающие, как правило, в основании нижней перми и известные под названием «sezымская свита». Если в самых северо-восточных районах мергели сезымской свиты залегают на каменноугольных отложениях, то на Интинской площади в южной части Косью-Роговской впадины — на органогенных известняках заостренской толщи ассельского яруса, а на Командиршорской площади в Денисовской впадине пачка глинисто-кремнистых известняков, отвечающая характеристике сезымской свиты и датируемая как раннеартинская, залегает на биогермных известняках сакмарского яруса (см. рисунок).

Это свидетельствует о расширении сезымской палеовпадины, начавшемся в конце каменноугольного периода. В процессе расширения палеовпадины в прогибание вовлекались обрамляющие ее области шельфового мелководья, представляющие сплошное органогенное плато. В этот период в зоне прогибания возникали условия для интенсивного формирования одиночных рифов. Постепенное вовлечение в прогибание зоны биогермных известняков определило неодинаковый возраст рифов в различных областях органогенного плато. Во внешних областях формировались рифы ассельского возраста (Интинская, Коровинская площади), во внутренних — сакмарского и артинского возрастов. С сакмарского века на отдельных участках сезымской палеовпадины началась ее компенсация. К середине артинского века компенсация охватила всю территорию сезым-

нефтей колеблется в пределах $80-350 \text{ нм}^3/\text{м}^3$; степень газонасыщенности ($P_g/P_{\text{пл.}}$) изменяется от 0,20 до 0,75. Газосодержание нефтей отложений карбона, перми и триаса не превышает $100 \text{ нм}^3/\text{м}^3$, а степень их газонасыщенности в отдельных залежах достигает более высокого уровня (0,8 при изменении $P_g/P_{\text{пл.}}$ от 0,05 до 0,86);

2. Выявлена в общем плане исключительно высокая контрастность геохимических показателей для залежей средне- и верхнедевонских отложений, с одной стороны, и залежей верхних комплексов — с другой. Метан нижних комплексов обогащен легким изотопом углерода ($\delta^{13}\text{C} = -48\%$), изотопный состав углерода метана верхних комплексов более тяжелый ($\delta^{13}\text{C} = -46\%$). Для залежей девонских отложений характерно высокое преобладание нормального бутана над своим изомером ($n/i \text{ C}_4 = 3,2-5,0$), сочетающееся с высокой парафинистостью нефтей. В газах низкопарафинистых нефтей верхних комплексов отношение бутанов менее 3,0;

3. Резкое отклонение геохимических показателей на локальных участках верхних комплексов от характерных для них позволяет выявить зоны с проявлением вертикальной миграции УВ из отложений среднего девона (центральный купол Харьятгинского месторождения) и нижнего карбона (Усинское месторождение);

4. Направленное изменение геохимических показателей (снижение газосодержания ниже $30 \text{ нм}^3/\text{м}^3$, резкое снижение жирности газа с изменением его типа от П-Э-М до метанового, обогащение легким изотопом углерода — $\delta^{13}\text{C}$ до -48% , уменьшение изомерного отношения бутанов до 1,3) позволило установить в отложениях верхних комплексов зоны с интенсивной степенью деградации УВ залежей (Усинскую С-Р₁, Центральную-Возейскую Р₁, Лек-Харьятгинскую Р₂, Хыльчукскую Т₁);

5. По изотопным и газогеохимическим показателям нефтей южной части Колвинского мегавала установлена приуроченность УВ к различным стадиям преобразования ОВ: нефти нижних комплексов относятся к завершающей стадии главной фазы нефтеобразования (стадия МК₃—МК₄), а нефти верхних комплексов, за исключением выделенных локальных зон с проявлением вертикальной миграции, — к начальным мягким стадиям (МК₁—МК₂). Установленная стадийность не противоречит современной и древней термобарическим обстановкам;

6. Динамика изменения газовых показателей по цепи ловушек свидетельствует о дифференциальном заполнении их из более погруженной северной части в южном направлении мегавала. Для отложений среднедевонского комплекса установлено несколько уровней дифференциации: I уровень — по всей площади мегавала происходит закономерное нарастание всех геохимических параметров в направлении депрессионной зоны;

II уровень — внутри каждого блока происходит синусоидальное изменение показателей при возрастании их в центральных участках блока (Центрально-Возейское поднятие, центральный купол Харьягинской структуры); III уровень — изменение показателей внутри залежи;

7. Северная часть мегавала (Северо-Харьягинская-Дресвянская структуры) рассматривается как зона смешанного газо-конденсато- и нефтенакопления: геохимические показатели нефтей этой зоны коренным образом отличаются от соответствующих показателей для нефтей южной части мегавала. Это нефти предельного газонасыщения при невысоком газосодержании (P_g/II пл. = 1,0; $R_v = 100 \text{ нм}^3/\text{м}^3$) с метановым типом газа; метан обогащен тяжелым изотопом углерода ($\delta^{13}\text{C} = -35\text{‰}$). Газовая составляющая смешанных нефтегазоконденсатных и тощих ($q = 100 \text{ см}^3/\text{м}^3$) газоконденсатных систем имеет ту же характеристику, что и для чисто нефтяных. Из этого следует вывод о генетической однородности УВ всех залежей этой зоны и о генерации их на стадии конденсатообразования (AK₁) на глубинах, обеспечивших высокий уровень деструкции ОВ и УВ;

8. Залежи среднедевонско-нижнефранских отложений формировались нефтяными углеводородами с высоким уровнем дифференциации при латеральной миграции. В верхних комплексах формирование залежей проходило вследствие латеральной миграции УВ мягких стадий нефтеобразования и вертикальной — УВ жестких стадий;

9. Для неизученной части отложений среднего и верхнего девона в северной области мегавала прогнозируются два варианта фазового состояния УВ:

1) недонасыщенные высокогазофакторные, высокопарафинистые нефтяные системы с высоким бутановым отношением и высокой обогащенностью метана изотопом C^{12} ;

2) жирные газоконденсатные системы в паровом состоянии при глубинном прорыве УВ с обогащенностью метана изотопом C^{13} .

Получение любой информации по газовой составляющей позволит с высокой степенью точности прогнозировать фазовое состояние и генезис УВ в отложениях нижних комплексов северной части мегавала.

Таким образом, комплексное рассмотрение всех геолого-геохимических показателей и направленности их изменений по площади всего структурно-тектонического элемента позволяет воссоздать картину истории формирования УВ систем и является основой для дальнейшего прогнозирования зон нефте- и газонакопления.

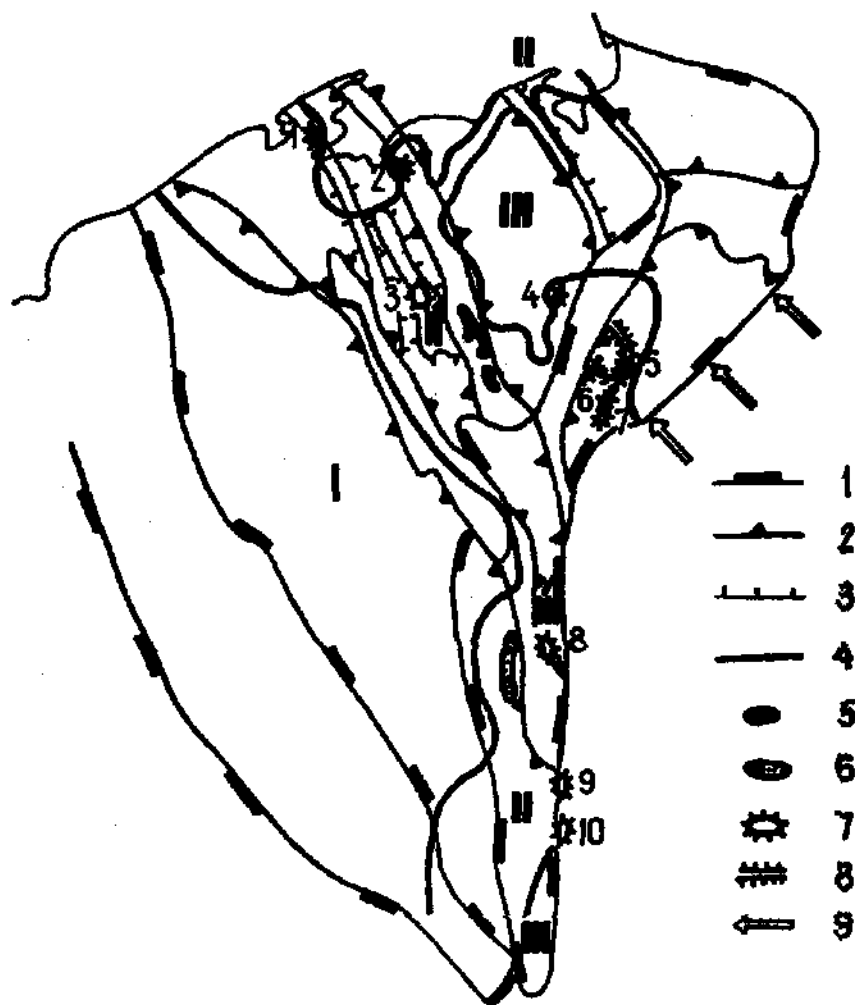


Рисунок. Палеогеографическая схема аселльского века.

1—3 — границы тектонических элементов: 1 — надпорядковых, 2 — первого порядка, 3 — второго порядка; 4 — границы зоны развития биогермных карбонатов (зоны рифообразования в раннепермскую эпоху); 5 — нефтяные месторождения; 6 — газовые и газоконденсатные месторождения; 7 — нижнепермские рифы; 8 — полосовидные аномалии сейсмической записи, возможно связанные с нижнепермскими рифами; 9 — направления сноса терригенного материала в раннепермскую эпоху;

I—III — палеогеографические зоны: I — область прибрежного мелководья; II — краевая область мелководного шельфа (зона биогермных карбонатов); III — область сейсмической палеовпадины;

1—6 — месторождения и площади: 1 — Коровинское газоконденсатное месторождение, 2 — Южно-Хыльчуйское нефтяное месторождение, 3 — Кр-

мандишорская площадь, 4 — Салюянское нефтяное месторождение, 5 — Романгельская площадь, 6 — Интинское газоконденсатное месторождение; 7—10 — рифы в обнажениях.

ской палеовпадины и рифообразование прекратилось. К концу артинского века палеовпадина полностью была компенсирована карбонатно-глинистыми осадками. Рассмотренная модель формирования нижнепермских одиночных рифов не исключает возможности их образования на приподнятых участках внутренних областей сезымской палеовпадины.

В Косью-Роговской впадине сейсморазведочными работами выявлены полосовидные зоны аномалий сейсмической записи, обрамляющие с юга и востока в виде подковы Кочмесское поднятие. Характер аномалий сейсмической записи сходен с аномалиями, которые отвечают барьерным рифам. Полоса, пересекающая с запада на восток южное крыло Кочмесской структуры, имеет ширину 2,5—3 км. Здесь скв. 3-Кочмес вскрыта толща чистых карбонатов раннепермского возраста мощностью 324 м. Южнее, на Ронаельской площади, прослежена еще одна полоса аномалий. Мощность чистых ассельско-сакмарских известняков в скв. 1 составляет 167 м. Еще южнее, на Интинской площади, чистые нижнепермские известняки имеют мощность 75—109 м, а возраст — ассельский. Из изложенного можно предположить, что край нижнепермского органического плато имеет ступенчатое строение. Выявленные полосовидные сейсмические аномалии, по-видимому, отражают положение этих ступеней. Возможно также, что эти ступени на отдельных участках осложнены рифами.

**ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ
РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА
ВЕРХНЕВИЗЕЙСКО-НИЖНЕПЕРМСКОГО
НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА
В СЕВЕРНЫХ РАЙОНАХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ
ПРОВИНЦИИ**

А. И. Галкин, В. С. Коваленко
Объединение Угтанефтегазгеология, Ухта

В верхневизейско-нижнепермском НГК в северных районах Тимано-Печорской провинции на большинстве месторождений нефти и газа, изученных в пределах валов Шапкина-Юрьянского, Колвинского, Макариха-Салюкинского, Сорокина можно выделить три толщи, отличающиеся по литолого-фациальным особенностям и коллекторским свойствам:

1) подангидритовая — алексинский, михайловский, венежский горизонты и нижняя часть тарусского горизонта (доломитизированные известняки и доломиты);

2) доломито-ангидритовая — большая часть тарусского и стешевский горизонты серпуховского яруса (доломито-ангидритовые породы);

3) надангидритовая — протвинский горизонт серпуховского яруса, средний и верхний карбон, ассельский, сакмарский, в северных частях валов иногда и низы артинского яруса нижней перми (известняки биоморфные, органогенно-детритовые и органогенно-обломочные, иногда доломитизированные).

В подангидритовой части разреза выявлены всего две небольших залежи нефти — на Южно-Шапкинском и Усинском месторождениях. Отсутствие залежей в целом ряде других месторождений Шапкина-Юрьянского, Колвинского, Макариха-Салюкинского валов и вала Сорокина, где в этой части разреза выявлены коллекторы и наблюдались нефтепроявления, подтверждает представления В. Д. Ильина о том, что такого рода толщи являются ложной крышкой.

Высокоемкие часто закарстованные продуктивные коллекторы нефти и газа связаны в основном с надангидритовой толщей,

к которой приурочены залежи на Усинском, Возейском, Харьгинском, Ярейском и Хыльчуйском месторождениях Колвинского мегавала, Южно-Шапкинского, Шапкинского, Василковском, Ванейвисском — Шапкина-Юрьяхинского вала Макаринском и Салюкинском — Макариха-Салюкинского вала, Варандейском, Торавейском, Южно-Торавейском и Лабаганском — вала Сорочкина. Покрышкой для них служат терригенные породы нижней перми. Резервуары этих залежей имеют двухслойный тип строения — коллектор и крышка.

На Салюкинском нефтяном месторождении коллекторами являются биоморфные и биоморфно-детритовые мшанково-криноидно-фораминиферовые и водорослевые массивные, неравномерно пористые, кавернозные и трещиноватые известняки средневерхнекаменноугольного и ассельско-сакмарского возрастов, слагающие единое массивное тело. Высота залежи 159 м.

Пористость рифогенных известняков находится в пределах 2—17,7%, средняя эффективная — 12%, проницаемость от 1 до 3960 мД, средняя, определенная по представительным образцам, — 110 мД, рассчитанная по коэффициенту продуктивности — до 7282 мД. Дебиты нефти по отдельным скважинам достигают 170 т/с, а по скв. 1/21 после солянокислотной обработки — 717,6 т/с.

На месторождении нефти Сандивей-1 в южной части Хорейверской впадины продуктивные коллекторы приурочены к органогенным известнякам верхнего карбона. Высота залежи составляет 48 м. Пористость коллекторов, по данным ГИС, в среднем 11—13%, дебиты скважин составляют 8—14 м³/с через штуцер 3 мм. Проницаемость, рассчитанная по коэффициенту продуктивности (скв. 23), составила 39,2 мД, т. е. на два порядка ниже, чем на Салюкинской площади. Сравнительно невысокие значения эффективных нефтенасыщенных мощностей, проницаемости, а также дебитов скважин объясняются существенными различиями строения продуктивной части разреза рассматриваемых месторождений. В ядре массива Салюкинского месторождения преобладают пористые, кавернозные и трещиноватые известняки. А на месторождении Сандивей-1 в продуктивной части разреза часто чередуются пласты органогенных чистых пористых известняков и известняков слабглинистых плотных с прослойками глин.

Второе важное различие в строении резервуаров этих месторождений заключается в том, что отложения ассельского и сакмарского ярусов — терригенно-карбонатные, часто кремнистые породы — образуют во впадинах в отличие от валов четвертую толщу в разрезе НГК, являющуюся ложной крышкой. При испытании она дает незначительные притоки нефти. Истинной крышкой, как и на валах, служат терригенные породы нижней перми. Таким образом, резервуары во впадинах являются трехслойными — коллектор, ложная крышка.

ка, покрышка. Положение водонефтяного контакта, как это показано для резервуаров такого типа В. Д. Ильиным, определяется для залежей в верхнем карбоне не структурой его кровли (структурой подошвы ложной покрышки), а структурой подошвы артинско-кунгурских терригенных отложений, представляющих собой истинную покрышку. Эти соотношения необходимо учитывать при проведении поисковых работ во впадинах северной части Тимано-Печорской провинции.

РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В ЮЖНОЙ ЧАСТИ ВАРАНДЕЙ-АДЪВИНСКОЙ СТРУКТУРНОЙ ЗОНЫ И СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ КОСЬЮ-РОГОВСКОЙ ВПАДИНЫ

Н. А. Щиголев

Объединение Ухтанефтегазгеология, Ухта

Воркутинская НГРЭ ведет поисковые работы в южной части Верхне-Адъвинской депрессии и на Воркутском поперечном поднятии.

На Сарембойском месторождении (Сарембой-Няртейягинский вал) вскрыт разрез до 4500 м. Под доломитово-ангидритовой толщей нижнего девона пористые доломиты и известняки нефтенасыщены, из них получены притоки нефти (скв. 1,2). В глинисто-карбонатной части низов нижнего девона и известняках силура коллекторы отсутствуют (скв. 2,3).

В южной части Сарембой-Няртейягинского вала пробурена скв. 1-Степковож глубиной 4512 м. Подошва нижнего девона вскрыта на глубине 3150 м (рис. 1). На площади отложения нижнего девона размыты, и мощность их составляет 150 м (на Сарембое 800—840 м). Хорошими коллекторами являются силурийские отложения, в которых отмечены увеличенные газопоказания (инт. 3950—3960 м). В инт. 4343—4512 м (забой) вскрыты доломиты ордовика, которые сопоставимы с доломитами инт. 4858—4961 м скв. 2-Ярвож (рис. 2).

На валу Гамбурцева пробурены скважины 1,2-Надейю и 1,21-Черпаю. Разрез вскрыт до глубины 4500 м. На Южно-Надейюской структуре в ангидритово-доломитовой пачке нижнего девона впервые получены фонтанные притоки нефти (уд. вес 0,8761 г/см³, $R_{пл.} < R_{гидр.}$ на 20 кгс/см²). Мощность отложений нижней части нижнего девона (аналогов Сарембойской площади) в скв. 1-Надейю — 300 м, 2-Сарембой — 80 м; в скв. 2-Надейю они размыты (рис. 1). В силурийских отложениях (инт. 3590—3680 м) в 300 м от кровли силура получен незначительный приток нефти.

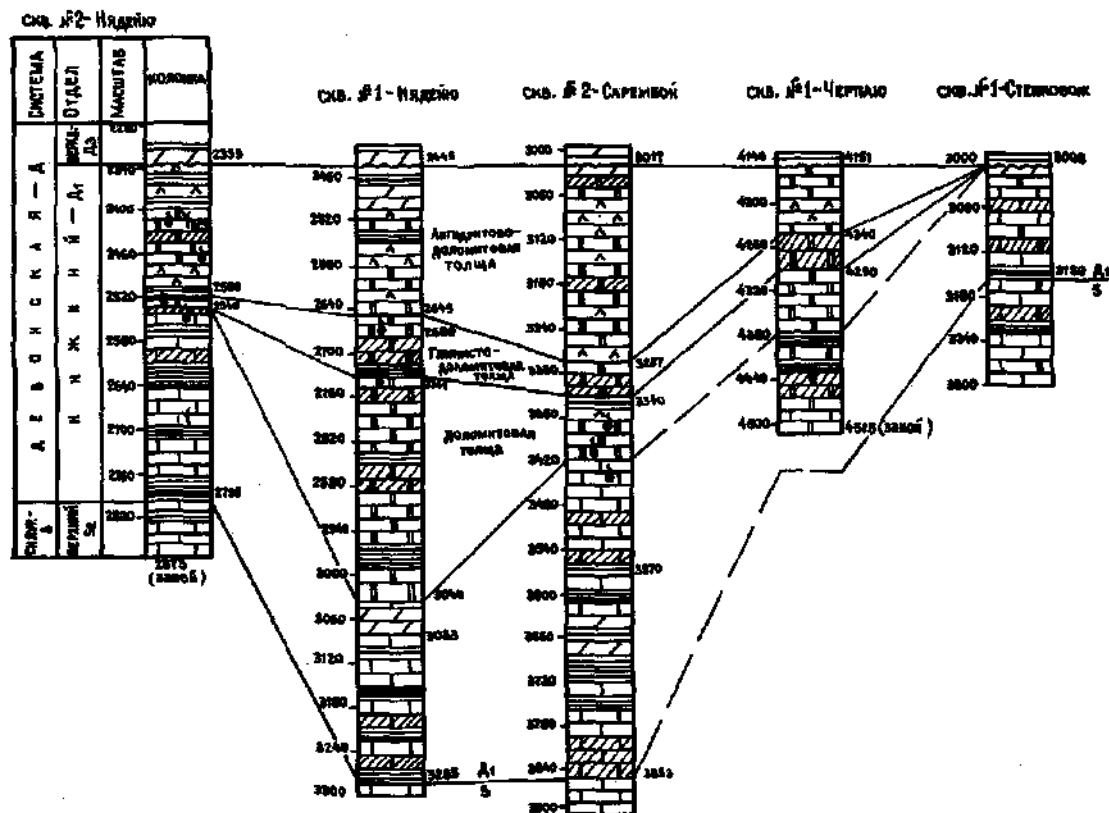


Рис. 1. Схема сопоставления нижнедевонских отложений по линии скважин 2-Надейю, 1-Надейю, 2-Сарембой, 1-Черная, 1-Степковск.

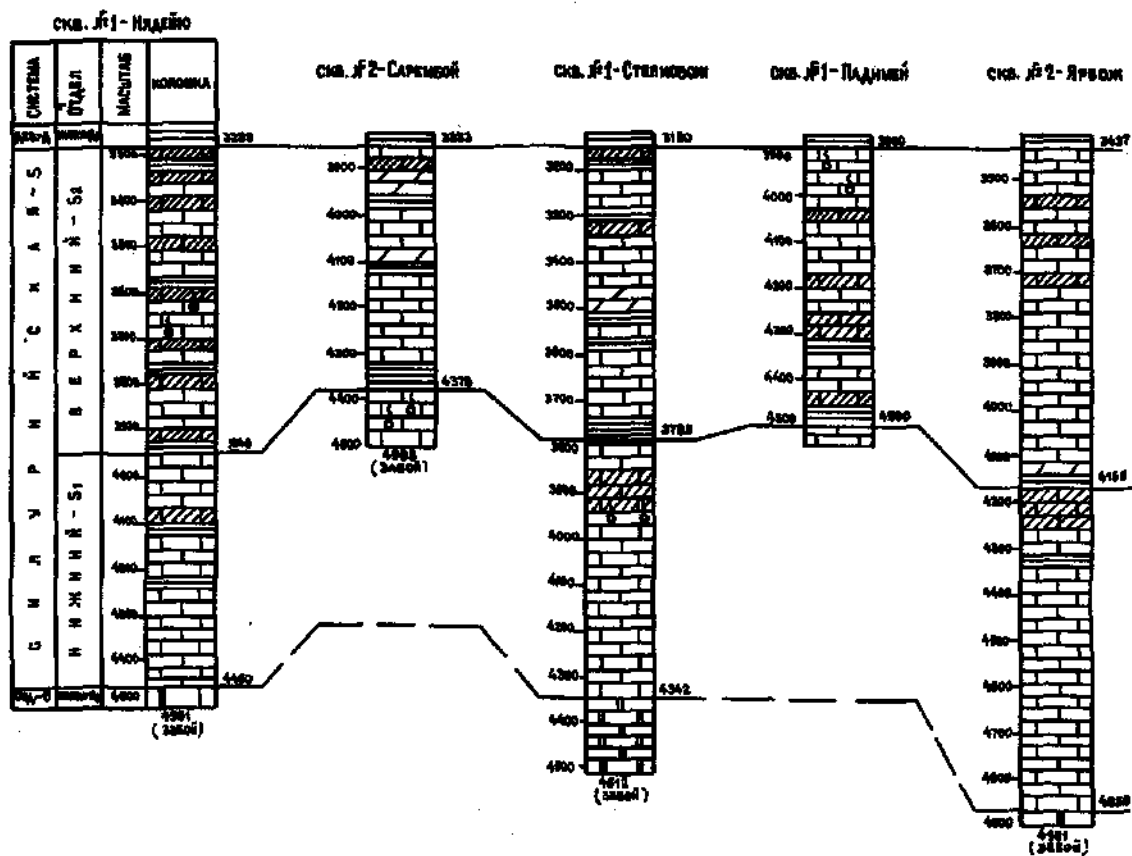


Рис. 2. Схема сопоставления силурийско-ордовикских отложений по линии скважин 1-Нядейно, 2-Саржмбов, 1-Степковож, 1-Падмей, 2-Ярвож.

В южной части вала Гамбурцева на Черпаужской площади разрез вскрыт до 3013 м (скв. 21). В доманиковых отложениях (инт. 2060—2190 м) и кровле нижнего девона (инт. 2210—2256 м) получены притоки нефти (уд. вес 0,8776 г/см³). Ниже отобран нефтенасыщенный керн. Севернее, на Хасырейской площади, в кровле нижнего девона отобраны нефтенасыщенные известняки (инт. 2471—2495,6 м). В кровле нижнего девона (скв. 21-Черпаю) мощность ангидритовой толщи составляет 90 м, в северной части вала (скв. 1-Нядейю) — 200 м. На Хасырейской площади ангидриты не встречены. В прилегающей к валу впадине пробурена скв. 1-Черпаю глубиной 4500 м. Здесь вскрыты продуктивные отложения доманика (инт. 4090—4102 м). При испытании получена нефть (уд. вес 0,96 г/см³), что повышает перспективность впадины по доманиковым отложениям.

В северной части Косью-Роговской впадины работы проводились на Падимейском газоконденсатном месторождении, Ярвожской, Западно-Ярвожской, Норийшорской, Юньягинской площадях.

На Падимейской, Норийшорской, Западно-Ярвожской, Юньягинской площадях разрез вскрыт включительно до силура и ордовика — на Ярвожской площади (инт. 4858—4961 м, скв. 2). На Падимейской площади нефтеносность связана с кровлей известняков башкирского яруса, представленной плотными, крепкими, разбитыми трещинами известняками, где трещины заполнены вязкой нефтью. Пластовые давления равны гидростатическим ($P_{1522} = 152$ г/см², скв. 3). Ниже, включительно до силура, разрез является хорошим коллектором. Получены притоки (переливом) слабоминерализованной воды. В кровле силура открыта газоконденсатная залежь (инт. 3908—3960 м, скв. 1). На Норийшорской площади, расположенной в зоне сочленения с горстом Черноза, силурийские и девонские отложения являются коллекторами — при опробовании получены притоки минерализованной воды. На Воркутском поднятии (Ярвожская площадь) верхнедевонские, силурийские, ордовикские отложения не являются коллекторами. Разрез их представлен плотными, монолитными известняками и доломитами. Среднедевонские отложения на площадях составляют алевролиты и глины. На локальном осложнении Ярвожского купола Западно-Ярвожской площади пробурена скв. 100 глубиной 3116 м, где в разрезе прослеживаются коллекторы в карбонатах каменноугольного и верхнедевонского возрастов (инт. 1538—3116 м).

На Юньягинской антиклинали до глубины 2700 м в разрезе каменноугольных, верхнедевонских, силурийских отложений коллекторов нет. Таким образом, коллекторские свойства карбонатных пород от гряды Чернышева к Уралу ухудшаются.

РЕКОГНОСЦИРОВОЧНОЕ БУРЕНИЕ — ВАЖНЫЙ ВИД НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ

Г. М. Фирер

Объединение Ухтанефтегазгеология, Ухта

Повышение эффективности нефтегазописковых работ требует постоянного совершенствования методических приемов. В геолого-разведочном процессе выделяются два этапа — поисковый и разведочный. В поисковом этапе предусматриваются три стадии: 1) региональные геолого-геофизические работы; 2) подготовка площадей к поисковому бурению; 3) поиски месторождений (залей) нефти и газа с оценкой запасов по категориям C_1 и C_2 . Методическими указаниями, разработанными Мингео СССР, выделяется допоисковый этап, который также включает три стадии: региональное (1) и зональное (2) изучения перспектив нефтегазонасности, подготовка структур и ловушек к поисковому бурению (3).

Введение дополнительной рекогносцировочной зональной стадии обусловлено разнообразием типов залежей и сложностью нефтегазопискового процесса. Основная задача поисково-структурного бурения — подготовка структур к поисковым работам. Поэтому на рекогносцировочном этапе важно ввести понятие рекогносцировочного бурения. Основные его задачи: а) уточнение структурных особенностей отдельных тектонических элементов в комплексе с геофизическими видами работ; б) выявление новых зон нефтегазонакопления; в) изучение природы геофизических аномалий; г) исследование зон регионального выклинивания и стратиграфического срезания и зон распространения рифогенных отложений; д) комплексное изучение всего вскрытого разреза с опробованием и выявлением всей гаммы полезных ископаемых.

В отличие от поисково-структурного бурения в рекогносцировочных скважинах предусматривается значительно больший объем отбора керна, проведение полного комплекса ГИС, обязательное опробование испытателями пластов либо в эксплуатационных колоннах всех перспективных горизонтов на нефть, газ и различные типы подземных вод. Параметрическое "

опорное бурения выполняются в нефтегазопроисковой практике тяжелым оборудованием. Для рекогносцировочного бурения можно применять облегченные станки, позволяющие осваивать глубины до 2000—2400 м. Это оборудование более транспортабельно, а следовательно, при освоении удаленных площадей, при полном бездорожье экономически целесообразнее, особенно в условиях севера. Рекогносцировочное бурение как методически новый вид нефтегазопроисковых работ высокоэффективно зарекомендовало себя в условиях Тимано-Печорской нефтегазонасыщенной провинции. Этот вид работ начал внедряться с 1967 г. с получением станков БА-2000. Бурение велось под рубрикой поисково-структурного, но выполнялись задачи не подготовки структур, а выявления общегеологических критериев перспектив нефтегазонасыщенности. Благодаря бурению рекогносцировочных скважин был выявлен в провинции целый ряд значительных нефтяных и газоконденсатных месторождений: Василковское и Ванейвисское, Лаявожское — первое на Лайском валу, Салюкинское — первое в Хорейверской впадине, Ярейское на севере Колвинского мегавала и др. Важно учитывать, что при значительно меньших затратах на бурение (чем при работе на станках типа ЗД или БД) получение притоков нефти и газа из первых скважин на площадях способствовало ускоренному вводу их в поисково-разведочную стадию, благодаря использованию нефти и газа для технологических целей.

Рекогносцировочными скважинами выявлены новые крупные зоны угленакопления на горсте Чернова, в восточных части Хорейверской впадины, южной части вала Сорокина, что значительно расширяет перспективы Печорского угольного бассейна. Рекогносцировочным бурением в последние годы доказана перспективность в отношении нефтеносности пермских терригенных и карбонатных отложений Усино-Кушшорской площади, прослежены в комплексе с сейсморазведкой зоны распространения ухтинских рифогенных отложений в Ижма-Печорской впадине, выявлено месторождение асфальтитов на валу Гамбурцева, установлено наличие минерализованных вод, пригодных для бальнеологических целей, и выполнен целый ряд других геологических задач.

Таким образом, круг вопросов, решаемых рекогносцировочным бурением, и реальные положительные результаты этих работ огромны. Его следует выделить в самостоятельный вид в отличие от параметрического и опорного бурения, освещающих в основном разрез осадочного чехла на максимальную мощность. Рекогносцировочное бурение по стадийности работ должно предшествовать и поисково-структурному бурению, на которое возложена задача подготовки перспективных структур к поисковому бурению. В свете изложенного нами предлагается схема доисследовательских стадий нефтегазопроисковых работ (см. таблицу).

Начальные (дополнительные) стадии нефтегазопромысловых работ

Этапы	Стадии	Объекты работ	Задачи	Комплекс работ
Регионально-рекогносцировочный	Региональная	Нефтегазонасыщенные бассейны, провинции	Выявление крупных геоструктурных элементов, изучение осадочного чехла, общая оценка перспектив нефтегазонасыщенности	Аэрокосмическая, геолого-геофизическая съемки М 1 : 500000 и мельче, региональные сейсмические профили. Опорное и параметрическое бурения
	Рекогносцировочная	Нефтегазонасыщенные районы, зоны	Изучение зон возможного нефтегазонакопления, выявление и прояснение литолого-фациальных зон, выявление рифогенных массивов, корреляция разрезов, опробование перспективных горизонтов	Геолого-геофизические съемки М 1 : 200000 и крупнее, геохимические исследования, одиночные сейсмические профили, параметрическое и рекогносцировочное бурения
	Поисково-структурная	Локальные структуры, участки структурно-фациальных зон.	Подготовка структур и ловушек неструктурного типа к поисковому бурению	Детальные геолого-геофизические съемки М 1 : 50000, поисковые сейсморазведочные работы с детализацией на участках возможных структурных осложнений, выделения АТЗ, поисково-структурное бурение
Поисковый	Поиск залежи нефти и газа			

**УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ
И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЛОВУШЕК НЕФТИ И ГАЗА
ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО И СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО ТИПОВ
В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ
(на примере среднедевонских отложений)**

*О. В. Бескровная, В. А. Гроссгейм, В. А. Козицкий
ВНИГРИ, Ленинград*

При поисках ловушек как литологического, так и стратиграфического типов, важное значение придается установлению закономерностей условий формирования и преобразования гранулярных (терригенных) коллекторов, что дает возможность выявить и оценить перспективные участки для поисков азов выклинивания коллекторов.

Формирование ловушек подобного типа происходит в процессе эволюции земной коры и последовательно отражает результаты всех стадий формирования осадочного чехла — седиментогенеза, диагенеза, катагенеза и метagenеза. Так как среднедевонские отложения в рассматриваемом регионе являются регионально нефтеносными, то наличие ловушек равносильно наличию залежи.

Комплексные исследования (палеогеографические, литолого-петрографические, геофизические) позволили выделить следующие типы ловушек: 1) литологические ловушки — зоны фациального замещения коллекторов на неколлекторы; 2) стратиграфические ловушки под несогласием — зоны размыва и несогласного перекрытия глинами пластов — коллекторов; 3) стратиграфические ловушки над поверхностью несогласия — зоны полного выклинивания пластов-коллекторов у древней палеогеоморфологической поверхности; 4) эпигенетические ловушки — зоны уплотнения пород, с возрастанием которого проницаемые породы превращаются в непроницаемые (экранирующие); 5) трещинно-эпигенетические ловушки — зоны возникновения повышенной трещинной проницаемости, обусловленной тектонической активностью на общем фоне слабо выраженной межзерновой проницаемости; 6) наложенно-эпигене-

тические ловушки — зоны внедрения в слабо проницаемые породы агрессивных флюидов.

В процессе конседиментационного развития тектонические движения обуславливают непрерывное и последовательное формирование складок, а также перестройку структурных планов на отдельных этапах геологического развития. Эта перестройка бывает связана с перерывами и несогласиями, которые и определяют возникновение стратиграфических ловушек. В стадию перерывов в осадконакоплении происходят разрывы накопившихся толщ, что ведет к полному размыву пластов, обладающих коллекторскими свойствами, а тектонические подвижки предопределяют наклонное положение пластов-коллекторов. Послеперерывное осадконакопление создает экраны, а следовательно, и стратиграфическую ловушку.

Типичными примерами подобной модели развития являются Усинское и Возейские месторождения. Перерыв, охвативший начало франского века, привел к размыву среднего девона юго-западной части Усинской складки и сводовой части Возейской антиклинали. Осадконакопление возобновилось в кыновское время, и существенно глинистые осадки, перекрыв эрозионную поверхность, образовали несколько стратиграфических ловушек, которые были заполнены углеводородами и превратились в залежи. Еще сложнее представляется схема формирования Ярегского месторождения. Осадконакопление в среднем девоне носило трансгрессивный характер, хотя и шло в пределах речной дельты. Водоем расширялся с востока на запад. В результате осадки среднего девона сформировали стратиграфическую ловушку над несогласием; верхним экраном ее является внутриформационная глинистая пачка, над которой отложилась более молодая пачка песков. Она была частично размыта в западной части складки и, перекрытая туффитами и диабазами, превратилась в стратиграфическую ловушку под несогласием. Таким образом, на Яреге развиты стратиграфические ловушки обоих типов: над и под несогласиями.

К структурно-стратиграфическим относятся небольшие залежи в породах угленосной толщи (С₁u) Печорского региона (Аранец, Югд, Савинобор). Ловушки представлены прилегающими к размытым сводам песчано-алевроитовыми породами, перекрытыми более молодыми карбонатными породами.

Литологические ловушки (фацциальное замещение) развиты меньше, чем стратиграфические, хотя это, вероятно, зависит от степени разведанности недр. К таким ловушкам можно отнести ловушку на площади Пашня на среднедевонском уровне.

Для выявления литологических ловушек следует применять комплекс методик, разработанных во ВНИГРИ. Следует составлять карты песчанистости, на которых показываются

тенденции уменьшения мощностей в определенных направлениях, и если это уменьшение происходит вверх по восстанию пластов, то нулевая изопакхита может быть латеральным экраном реальной залежи. Гранулометрический анализ (изменения крупности осадка, отсортированность и т. д.) позволяет судить о режиме осадконакопления, о первичных свойствах пород-коллекторов и в конечном итоге о качестве коллекторов в пределах полей их распространения. Это в свою очередь определит конфигурации ловушек в плане и характер их границ. Такие методы надо шире использовать в Тимано-Печорской провинции.

Особо следует отметить наличие эпигенетических ловушек. Хорошим примером такой ловушки (залежи) является Харьягинская площадь. Восточным экраном Харьягинской залежи служат очень сильно консолидированные песчаники среднего девона. Возможно, что консолидация пород-коллекторов осуществляется и севернее, в полосе, примыкающей к их полному выклиниванию на границе с Вольшеземельским сводом, к западу от восточноколвинского разлома (восточное крыло Инзырейской складки).

РЕСУРСЫ ВОДОРАСТВОРЕННЫХ ГАЗОВ ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ

Г. П. Лысенин

Коми филиал ВНИИГАЗа, Ухта

Пластовые воды нефтегазоносных бассейнов на больших глубинах обладают высокой газофильностью. Объем водорастворенных углеводородных газов в водонапорных системах, контролирующих газовые и газоконденсатные залежи, намного превышает количество свободного пластового газа. Эта особенность свойственна и погруженным частям Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба.

Подожвенные воды залежей содержат 1,4—2,4 л/л газа с преобладанием метана. По мере удаления от месторождений в латеральном и вертикальном направлениях газовые факторы постепенно уменьшаются до фоновых значений (около 0,5 л/л в зоне гидростатических давлений, т. е. воды здесь редко насыщенны газом).

Оценим ресурсы водорастворенных газов в докунгурской части разреза осадочного чехла исходя из следующих средних величин: длина впадины 450, ширина 50 км, общая мощность осадочного чехла 7 км, мощность кунгурских, верхнепермских и более молодых осадков 3 км, эффективная пористость — 1,5%. Если допустить, что до глубины 7 км газонасыщенность вод сохраняется на уровне 0,5 л/л, объем растворенного газа составит 0,68 трлн. м³.

Однако установлено, что ниже зоны гидростатических давлений планетарно распространены зоны переходных и геостатических давлений, в которых, благодаря сверхвысоким давлениям, повышенной температуре и пониженной минерализации, газоемкость вод резко возрастает. Есть все основания полагать (и это подтверждают результаты бурения на Вуктыльской площади), что в Верхнепечорской впадине зона давлений, переходных от гидростатических к геостатическим, расположена примерно в инт. гл. от 4,5 до 6 км, а зона геостатических давлений — ниже 6 км. В первой из них пласто-

вые давления могут изменяться от 52 до 125 МПа, а во второй — возрастать до 150—160 МПа на глубине 7 км. В инт. гл. 4,5—7 км пластовая температура возрастает с 85 до 160°C, а минерализация вод, по-видимому, уменьшается с 260 до 190 г/л.

Учитывая растворимость метана при повышенных давлениях и температурах, можно оценить газонасыщенность пластовых вод отдельно для каждой зоны. Принимая для нижней части зоны гидростатических давлений (инт. 3—4,5 км) газовый фактор 0,5 л/л, получаем объем растворенного газа, равный 0,25 трлн. м³. В зоне переходных давлений (инт. 4,5—6 км) метаноемкость вод колеблется от 0,5 до 6,5 л/л, а средняя газонасыщенность их предположительно составляет 3 л/л, объем растворенного газа — около 1,5 трлн. м³. В зоне геостатических давлений (инт. 6—7 км), где газоемкость вод может изменяться от 6,5 до 10,5 л/л, а ее средняя величина близка к 8,5 л/л, содержится около 2,9 трлн. м³ растворенного газа. Общие ресурсы газов в водах докунгурских палеозойских отложений оцениваются, таким образом, в 4,65 трлн. м³. Содержание метана в растворенном газе колеблется, по-видимому, от 65 до 80% объема.

В расчетах не учитывалось наличие в пластовых водах большого количества диспергированного газа, существенно превышающего их общую газоемкость. С учетом этого обстоятельства ресурсы газа, содержащегося в водах, увеличиваются в 2—3 раза.

Следует указать, что высокая растворимость газов в водах погруженных частей разреза затрудняет формирование здесь крупных залежей. При изменении термобарических условий (например, вследствие подъема территории) часть водорастворенного газа способна выделиться в свободную фазу и при наличии ловушек образовать новые газовые скопления. Разгазирование вод происходит и под влиянием техногенных факторов. Так, небольшие притоки газа в некоторые глубокие скважины из инт. гл. 4,5—6 км объясняются выделением его из воды при депрессиях 20—52 МПа (Вуктыльская площадь).

Оценка объемов водорастворенного газа в зоне дренирования Вуктыльского газоконденсатного месторождения показала, что здесь в начальных условиях содержалось до 4 млрд. м³ углеводородного газа. В процессе разработки происходит выделение газа из подошвенных вод. Если начальные газовые факторы близ контакта с залежью в ее ореоле рассеяния составляли 1,7—2,2 л/л, то после 10 лет эксплуатации они не превышали 0,8—0,9 л/л. Следовательно, из каждого кубометра воды выделилось до 1,3 м³ газа.

Принимая во внимание большие потенциальные ресурсы водорастворенных газов в водонапорной системе Верхнепечорской впадины, следует учитывать возможность пополнения

за их счет запасов газа в глубокорасположенных разрабатываемых залежах. При создании рентабельной технологии извлечения водорастворенных углеводородных газов из глубоких горизонтов они могут стать в будущем важным энергетическим сырьем.

ПРОГНОЗ ФАЗОВО-ГЕНЕТИЧЕСКИХ ТИПОВ ЗАЛЕЖЕЙ СРЕДНЕДЕВОНСКИХ И ПЕРМОКАРБОНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

В. А. Чахмахчев, В. А. Тихомиров, Е. Я. Поделько
ИГиРГИ, Москва

С целью прогнозирования фазово-генетических типов залежей на примере среднедевонских и пермокарбонных отложений проведено комплексное геохимическое изучение генерационных свойств пород, а также исследован состав бензиновых фракций и конденсатов. Диагностические показатели фазового состояния УВ в залежах рассчитаны по методике, предложенной ИГиРГИ. При рассмотрении возможностей палеозойских толщ генерировать нефть или газ предполагалось, что для преобладающих сапропелевого и сапропелево-гумусового типов РОВ генерация преимущественно жидких УВ происходит на стадиях катагенеза МК₁-МК₃ при воздействии температур 60—160°C, а газообразных — в более жестких термодинамических условиях (стадии МК₄-АК) при палеотемпературах более 200°C.

Для РОВ гумусового типа положение главных зон нефти и газообразования менее определено и зависит, кроме того, от соотношения гумусовых и лейптинитовых компонентов. Между зонами нефти и газа должна находиться зона преимущественного образования первичных конденсатов в палеотемпературном интервале 170—210°C.

Первичные газоконденсаты своим происхождением обязаны воздействию на ОВ высоких температур. Образование наиболее часто встречаемых в природе так называемых вторичных газоконденсатных систем связано с растворением нефтяных оторочек в залежах сжатыми газами.

По комплексу геохимических показателей построены карты генерации УВ и прогноза типа углеводородных систем в залежах рассматриваемых отложений.

При геохимической оценке генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород мы исходили из представлений,

развиваемых в работах Вассоевича, Ханта, Тиссо, Неручева, Флоровской, Ботневой, Ларской и других геохимиков, согласно которым генерационными свойствами обладают глинистые породы, содержащие S_{org} 0,3—0,5%, а доля битуминозных компонентов в них составляет не менее 0,01—0,05%.

Такие потенциально нефтегазоматеринские породы в средневерхнедевонских терригенных отложениях распространены в провинции очень широко. Остаточная их битуминозность в основном зависит от общего количества S_{org} . Аномально высокие значения битуминозности пород и β до 25%, несомненно, отражают промышленную нефтеносность терригенного девона, существование процессов широкой миграции битумоидов и нефти. РОВ имеет смешанный гумусо-сапропелевый состав при преобладании сапропелевого (алинового) компонента. Поэтому можно считать, что соотношение газообразных и жидких УВ, генерированных органической матрицей пород, обусловлено прежде всего различиями в палеотемпературных условиях катагенеза РОВ.

В рассматриваемых отложениях выделяют три зоны генерации УВ, соответствующие их фазовому состоянию: нефтяную, газоконденсатную и газовую. Преобладающая масса залежей указанных фазово-генетических типов располагается в соответствии с наблюдаемой палеотемпературной зональностью, что указывает на преимущественное образование этих залежей на этапах максимального прогресса вмещающих пород, отсутствие (за редким исключением) значительного латерального перемещения УВ на этапах последующего переформирования структурных планов и хорошую сохранность залежей в течение длительного геологического времени. К подобным перспективным отложениям на нефть можно отнести Ижма-Печорскую впадину к западу от Мичаю-Пашнинского вала. Легкие нефти и вторичные газоконденсаты могут быть обнаружены в западной прибортовой зоне Верхнепечорской впадины, в пределах Печорской гряды, на севере Колвинского вала, в прибортовых участках Денисовской впадины.

Благоприятными для поисков газовых и газоконденсатных залежей могут быть земли центральной и северной частей Денисовской впадины, осевой зоны Верхнепечорской и Большещыннской впадин Предуральяского прогиба. В визейско-нижнепермском карбонатом и средневерхнедевонском терригенном комплексах провинции преобладают нефтяные, газо-нефтяные и вторичные газоконденсатные системы, генетически связанные с зонами умеренного катагенеза нефтегазоматеринского РОВ. Газоконденсатные шапки нефтяных залежей образовались в результате растворения в сжатых газах легкокипящих УВ нефтяных оторочек.

На ряде площадей Шапкина-Юрьянского и Колвинского валов (Ванейвис, Южная Шапкина, Хыльчуя), в Предуральс-

ком прогибе (Вуктыл, Рассоха, Сыня), предположительно в северной части Денисовской впадины УВ состав бензиновой фракции соответствует нефтяным и газоконденсатным системам переходного типа, связанным с более жесткими термодинамическими условиями нефтеобразования. По-видимому, первичные газоконденсатные системы без нефтяных оторочек в верхнем комплексе можно ожидать лишь в восточной части Предуральяского прогиба, зоне передовых складок Урала.

Полученные данные приводят к однозначной прогнозной оценке фазового состояния УВ в недрах, проведенной двумя различными методами.

ПЕРСПЕКТИВЫ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ НА ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ

Г. Г. Бабалян, Г. С. Калмыков
ИГиРГИ, Москва

А. В. Борисов, Л. А. Вокучев, Э. Н. Овчинников
ПечорНИПИнефть, Ухта

В провинции имеется несколько месторождений и множество проявлений природных битумов, представленных в основном асфальтитами, асфальтами и частично мальтами. Битуменность связана с карбонатными и терригенными отложениями верхнего девона, нижнего карбона и нижней перми. Битумы содержатся в гнездовидно-рассеянной и (или) импрегнированной формах. Они образуют пласто- и линзоподобные залежи битумоносных пород с каверно-карстовым, поровым и реже трещинным видами коллекторов. Выделены зоны битумонакопления — Ухтинская, Печорская и Талотинская, и зона возможного битумонакопления — Хоседаюская. Скопления битумов приурочены, как правило, к зонам перерывов (предкыновского, фаменско-визейского, средненижнекаменноугольного, пермско-каменноугольного, предсреднеюрского и др.), к эродированным поверхностям поднятий, зонам дизъюнктивных нарушений.

Ухтинская зона битумонакопления охватывает части Ухта-Ижемского, Омра-Сойвинского и Велью-Тэбукского нефтегазоносных районов. Она связана с фаменско-турнейским и частично верхневизейско-нижнепермским карбонатными битумонефтегазоносными комплексами. Зона включает одноименные структурные элементы и прилегающие площади юго-восточного Тимана и верхних горизонтов юго-западного крыла Ижма-Печорской впадины. В зоне известны Ижемское и Нижне-Омринское месторождения и ряд скоплений битумов. Печорская зона охватывает части Верхнепечорского, Среднепечорского и Печоро-Кожвинского районов, связана с фаменско-турнейским, нижнесредневизейским и верхневизейско-нижне-

пермским комплексами, включает ряд структур и площадей Печоро-Кожвинского мегавала: Войскую, Еджыд-Кыртинскую, Печоро-Кожвинскую, Лыжско-Кыртаельскую и др. В зоне известны Войское месторождение битуминозных песчаников и несколько скоплений битумов. Хоседажская зона расположена вдоль гряды Чернышева в пределах одноименного района. Здесь в скважинах на двух площадях в карбонатах нижней перми отмечены проявления асфальтита и маьты, предполагается более широкий стратиграфический диапазон распространения битумов. Талотинская зона находится на северо-восточной окраине Варандей-Адзвинского района, в пределах Вашуткино-Талотинского одностороннего горста. Она связана с верхневизейско-нижнепермским комплексом и включает Талотинское и Нядейюское месторождения асфальтита и асфальта. Кроме четырех зон битумонакопления в провинции намечено семь территорий битумопроявлений с невыясненными перспективами: Вычегодская, Тобысская, Верховская, Тиманская, Чернышевская, Пайхойская и Шучьинская (последняя — на Полярном Урале).

По плотности прогнозных ресурсов битумов, подсчитанных до глубины 500 м, зоны провинции существенно различаются между собой: в Печорской и Хоседажской плотность в два раза больше, чем в Ухтинской, а в Талотинской — в девять раз. Провинция перспективна в основном на асфальтит и асфальт (см. таблицу).

Распределение прогнозных ресурсов природных битумов
Тимано-Печорской провинции

Распределение ресурсов	Всего	Зоны битумонакопления			
		Ухтин-ская	Печор-ская	Талотин-ская	Хоседаж-ская
Общее количество ресурсов	100,0	60,2	20,4	13,9	5,5
В том числе					
По битумонефтегазоносным комплексам					
C ₁ V ₃ —P ₁ at ₁	41,0	20,8	2,4	18,9	3,9
C ₁ V ₁ —2	4,8	—	3,2	—	1,6
D ₃ f—C ₁ t	54,2	39,4	14,8	—	—
По глубинам, м					
0—100	55,3	36,3	9,8	6,7	2,5
100—200	29,1	15,7	7,5	4,0	1,9
200—500	15,6	8,2	3,1	3,2	1,1
По классам битумов					
Маьта	14,2	7,3	5,5	0,5	0,9
Асфальт	29,7	14,7	8,2	4,9	1,9
Асфальтит	56,1	38,2	6,7	8,5	2,7

Для Ухтинской и Печорской зон можно рекомендовать разведку до глубины 100 м в основном на твердые битумы, а в интервале 100—500 м — на твердые битумы и маьту. При определении основных направлений поисково-разведочных работ на битумы рекомендуется использовать выявленные связи скоплений битумов с битумонефтегазоносными комплексами, геологическими перерывами, положительными структурами и дизъюнктивными зонами.

ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСНОГО ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗА

*Ю. Д. Николаев, В. Ф. Римских, А. А. Кожухарь,
Т. А. Овчарова*

Ухтинский индустриальный институт, Ухта

В связи с сокращением разведанных запасов газа в Верхнепечорской впадине вопросы оценки газоносности новых площадей и неизученных частей разреза являются весьма актуальными. Задача осложняется тем, что в пределах рассматриваемой территории практически отсутствуют крупные структуры, подготовленные к глубокому бурению. Поскольку желательна обнаружение новых залежей вблизи действующих газодобывающих предприятий или недалеко от уже разведанных месторождений, особый интерес представляют глубокозалегающие горизонты. В настоящее время наибольшее количество геолого-геохимических данных по ним получено на Вуктыльской и Пятраковской площадях. При этом геологический разрез изучен на глубину до 6400 м (скв. 42-Вуктыл) и охватывает стратиграфический диапазон пород от триаса до силура.

Нами изучался керновый материал преимущественно из турнейско-девонских пород, слагающих мощную карбонатную толщу (1111—1500 м), при подчиненном значении нижнефранско-среднедевонских терригенных отложений (до 300 м).

Методика работ включала литологическое описание шлифов, определение коллекторских свойств, изучение структуры порового пространства, исследование рассеянного органического вещества (РОВ) пород.

Для оценки степени катагенеза РОВ обычно используются данные по отражательной способности витринита. Однако для карбонатного разреза глубокозалегающих пород эти сведения весьма ограничены. Самые нижние интервалы, в которых встречен витринит, соответствуют 4386 (скв. 59, МК₃) и 5808—5814 м (скв. 40, граница МК₃ — АК₁).

В связи с этим для установления особенностей метаморфизма РОВ использовались ИК-спектры битумоидов, выделенных из пород (по методике Е. А. Глебовской). Установлено, что на Вуктыльской площади нижняя граница стадии МК₄ соответствует глубине 5100 м, а МК₅ — 5500 м. Полученные данные по катагенезу РОВ Вуктыльской площади говорят о расположении вскрытой части палеозойского разреза в пределах главной зоны газообразования.

Органическое вещество преимущественно сапропелевое, явно выраженного алифатического типа и имеет высокую степень метаморфизма (МК₄—АК₁). В составе водорастворимых соединений пород отмечается высокое содержание органического углерода, особенно в глинистых разностях.

Анализируя закономерности в изменении ИК-спектров битумоидов, следует отметить, что полученные результаты подтверждают наличие определенной зональности в характере органического вещества пород по глубине. Отмечаются такие особенности в распределении функциональных групп: доля ароматических структур в составе углеводородных соединений уменьшается с увеличением степени катагенеза. Интенсивность полос поглощения связей С=О (1730 и 1700 см⁻¹) перераспределяется следующим образом: в верхней части разреза (вплоть до стадии МК₅) максимуму поглощения связей С=О соответствует полоса 1700 см⁻¹ кислот и альдегидов, в образцах из нижней зоны доминирующей становится полоса 1730 см⁻¹ сложных эфиров.

В алифатических структурах высокометаморфизованного органического вещества пород (МК₅ — АК₁) коротких цепей больше, чем длинных. Это подтверждается и данными о содержании СН₂-групп в длинных цепях, рассчитанными по ИК-спектрам фракций газоконденсата (с глубиной содержание их уменьшается).

Органическое вещество подземных вод имеет состав, сходный с РОВ осадочных пород, что подтверждается ИК-спектрами.

Результаты бурения глубоких скважин на Вуктыльской площади показали высокую газонасыщенность разреза, сложенного породами турнейско-фаменского возраста. При их проходке в процессе бурения отмечены газовые выбросы и другие газопроявления. Однако оценка запасов затруднена, так как разрез сложен плотными низкопористыми породами.

При изучении этой части разреза структура порового пространства исследовалась методом контактной эталонной порометрии, которая по сравнению с распространенными методами ртутной порометрии и полупроницаемой мембраны имеет ряд преимуществ: на порядок больше диапазон измеряемых радиусов поровых каналов (предел измерений для метода контактной порометрии 0,001 мкм), высокая чувстви-

тельность метода (получены порометрические характеристики для образцов с пористостью 0,4%).

Наиболее хорошо изучены заволжские отложения турнейского яруса, представленные карбонатными разностями. Породы в основном низкопористые, среднеарифметическое значение пористости по данным 83 определений (равно) 1,8%. Однако по результатам порометрического анализа открытая капиллярная пористость с радиусом пор более 0,5 мкм составила 0,5%, а с радиусом пор более 1 мкм — 0,4%.

Изучение этих коллекторов показало, что между открытой пористостью и полезной (пористость без учета субкапиллярных пор) существует корреляционная связь. Установление такой зависимости позволяет при массовом анализе кернового материала корректировать значение открытой пористости и существенно уточнять расчетные параметры для подсчета запасов.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

С. В. Пронин
ВНИИОЭНГ, Москва

Увеличивающийся с каждым годом рост расходов природных ресурсов, и в частности нефтяных, выдвигает на первый план проблему доскональной и единообразной экономической их оценки. В настоящее время очень важно не только знать, какими объемами прогнозных запасов нефти мы обладаем, но и обоснованно взвесить те предполагаемые затраты, которые предстоят для их реализации, и тот эффект, который получим от их освоения. Геолого-экономическая оценка должна служить целям принятия наиболее выгоднейших решений на всех стадиях освоения запасов нефти — от поисковых и разведочных работ до добычи и транспорта к месту потребления.

Отработка методики экономической оценки прогнозных ресурсов проводится ВНИГРИ и ВНИИОЭНГ на примере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НГП). Прогнозные ресурсы нефти и запасы категории С₃ подсчитаны по пяти нефтегазоносным областям (НГО) провинции, а в пределах последних — распределены по семи нефтегазоносным комплексам (НГК). При этом учитывались запасы нефти, приуроченные к нефтяным и газонефтяным залежам с размерами от 0,1 млн. т и более. С целью получения максимально точной и детальной оценки ресурсов на первом этапе необходимо наметить их структуру, получить дифференцированную картину распределения ресурсов по определенным признакам: литологическому типу коллектора, фазовому состоянию залежей, размеру извлекаемых запасов нефти, типу ловушек, проницаемости продуктивности коллектора. Кроме того, каждый класс залежей характеризуется средними значениями описательных признаков: глубины залегания, площади залежи, доли нефти в газонефтяных залежах, ее плотности, вязкости, газового фактора, коэффициента нефтеотдачи. На после-

дующих этапах производились расчеты показателей, необходимых для оценки затрат на разведочные работы, добычу и транспорт нефти. Затраты на добычу нефти подсчитывались по методике, разработанной во ВНИИОЭНГ в лаборатории комплексных экономических проблем, в которой широко используются экономико-математические методы и ЭВМ.

Для расчета затрат на добычу, помимо вышеупомянутых, использовались такие показатели, как плотность сетки эксплуатационных скважин, продолжительность начального периода разработки и периода стабилизации добычи. Эти три параметра задавались в вариантной форме, и в расчет принимались оптимальные варианты, выбранные с учетом максимального экономического эффекта. Далее использовались прогнозная производительность эксплуатационных скважин, коэффициент обводненности, отношения фонда эксплуатационных скважин к фонду нагнетательных, прочие факторы и коэффициенты. В результате расчетов оценки каждого объекта были получены следующие данные: затраты на поиски и разведку, добычу, транспорт, общие суммарные затраты. Относя полученные затраты к запасам нефти соответствующего расчетного объекта, можно получить удельные затраты на освоение прогнозных ресурсов нефти объекта, комплекса, области, провинции. В ходе расчетов удельные затраты разбиваются на семь классов, что позволяет разделить запасы (НГК, НГО) на составляющие части и тем самым получить стоимостную структуру ресурсов нефти. Деление запасов на классы удельных затрат позволяет также оценить ресурсы нефти, руководствуясь всевозможными критериями: различными замыкающими затратами, величиной залежей, типами ловушек и т. д. Возникает возможность выделить рентабельную часть прогнозных ресурсов, т. е. те запасы нефти, освоение которых требует меньше установленных в настоящее время замыкающих затрат, и рассчитать эффект, который будет получен при их освоении. Больше того, геолого-экономическая оценка, позволяющая дифференцировать запасы по классам с различными удельными затратами, дает возможность учитывать изменения во времени уровней замыкающих затрат, а потому является универсальной.

Результатом дифференциации запасов нефти по классам удельных затрат на освоение могут стать карты распределения прогнозных ресурсов нефти Тимано-Печорской НГП. Такие карты должны строиться для следующих групп залежей: для всех прогнозных запасов провинции; запасов, приуроченных к структурным ловушкам размерами более 1 млн. т, являющимся самостоятельными объектами поиска и разведки, а также более мелким структурным залежам, выявленным попутно; запасов, приуроченных к залежам размерами более 1 млн. т (структурным и неструктурным) и попутным им

(менее 1 млн. т); запасов, приуроченных к залежам размерами менее 1 млн. т.

Набор таких групп неслучаен. По сути дела это временные «срезы». Они отражают этапность в освоении ресурсов нефти и представляют нам возможность судить о распределении прогнозных ресурсов нефти как по площади, так и по разрезу, характеристике запасов по удельным затратам на разведку и добычу, распределению запасов и затрат по типам залежей и т. д.

Распределение залежей по упомянутым группам, составленным для различных этапов, позволяет ярко и наглядно представить не только распределение прогнозных ресурсов по Тимано-Печорской (и любой другой) провинции, слагающим ее разрез нефтегазоносным комплексам, но и наметить, пользуясь геолого-экономической оценкой, основные направления их освоения, весь процесс развития поисков, разведки и добычи в этом регионе.

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ В СВЯЗИ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ

Н. М. Невская
ВНИГРИ, Ленинград

У. И. Моисеенко, А. А. Смыслов
ВСЕГЕИ, Ленинград

Г. Ф. Муранова
Коми филиал ВНИИГаза, Ухта

Выполнен анализ температурных измерений в скважинах 10-ти разведочных площадей и месторождений, и путем экстраполяции оценена температура фундамента. Определена теплопроводность горных пород разного состава и возраста (аргиллитов, песчаников, известняков, доломитов, сланцев) по образцам керна скважин. На основе измерений теплопроводности горных пород в лаборатории ВСЕГЕИ и температурных замеров, выполненных производственными организациями, определена величина теплового потока некоторых районов провинции. Вновь полученные и ранее опубликованные сведения о тепловом потоке использованы для расчета глубинных температур верхней части земной коры. Расчеты выполнены по специально разработанной методике с учетом содержания радиоактивных элементов и влияния термодинамических условий на теплопроводность горных пород в предположении стационарности теплового поля.

Построены температурные разрезы на разных глубинах с использованием расчетных температур для станций теплового потока и экстраполированных значений по замерам температуры в скважинах глубиной до 6,2 км. В частности, на глубине 5 км температура в Тимано-Печорской провинции изменяется от 90 до 185 °С. Максимальная температура фиксируется на Южном Тимане, Омра-Сойвинском поднятии, в центральной части Печорской синеклизы (Западном Тэбуке, Джьере), температурная аномалия продолжается в пределах

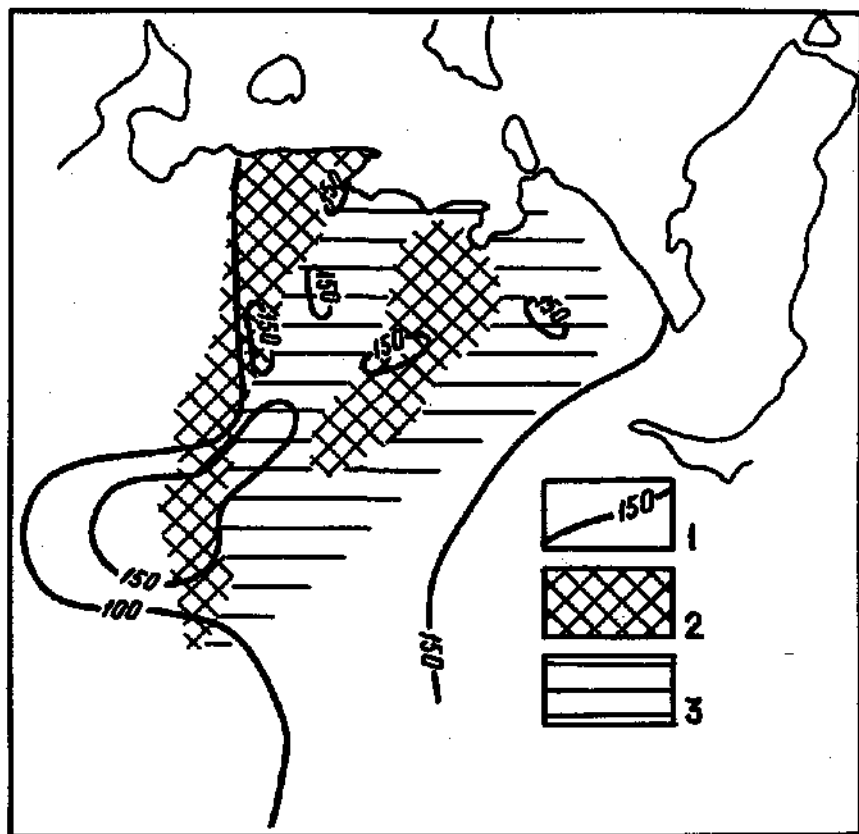


Рис. 1. Положение изотермы на отметке 5 км и распределение возможных зон нефте- и газонакопления.

1 — изотерма на глубине 5,0 км °С; 2 — зоны возможного нефтенакпления; 3 — зоны возможного газонакопления.

Вольшеземельского свода (рис. 1). На глубине 10 км диапазон изменения температуры составляет 185—380 °С. Область повышенных температур в породах фундамента охватывает районы Южного Тимана, центральной части Печорской синеклизы и далее прослеживается вдоль Предуральяского прогиба, захватывая Косью-Роговскую и Коротайхинскую впадины (рис. 2).

Учитывая, что глубина до поверхности фундамента в рассматриваемом регионе изменяется до 10—12 км и более, можно предположительно отнести температуру на 10 км к температуре фундамента, не забывая при этом, что глубина его залегания возрастает к востоку, северо-востоку.

Описанная геотермическая обстановка дает возможность

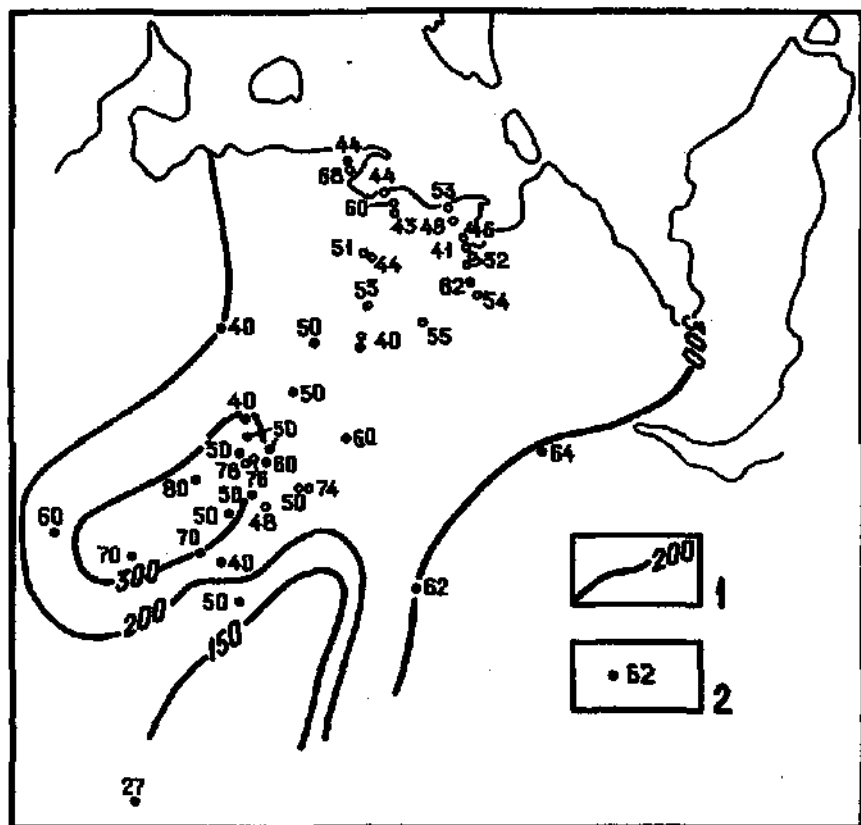


Рис. 2. Положение изотерм на глубине 10 км и распределение значений тепловых потоков.

1 — изотерма на глубине 10 км, °C; 2 — значение теплового потока в точке наблюдения, мВт/м².

оценить фазовое состояние флюидов. При температуре 250—300 °C пластовые воды, по-видимому, будут находиться в состоянии парагазовой смеси. Принимая во внимание предельные границы фазового состояния углеводородов, можно сделать предварительный прогноз о существовании зон нефте- и газонакопления в провинции.

Установленные температурные различия верхней части земной коры на разных глубинах позволяют отнести к зонам преимущественно газонакопления восточную часть Тимано-Печорской провинции, центральную часть Печоро-Кожвинского авлакогена и другие, к зонам нефтенакопления — восточную часть Печорской синеклизы, западную и центральную части Большеземельского свода и др.

ПРОГРАММА ИССЛЕДОВАНИЯ СЫСОЛЬСКО-КОМИ-ПЕРМЯЦКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

М. М. Балашова, Ю. Е. Атласман, А. И. Денисов

Комплексное отделение ВНИГНИ, Пермь

Сысольско-Коми-Пермяцкая антеклизас как крупная положительная структура выделяется в отложениях карбона и верхнего девона. По поверхности фундамента ей соответствуют Сысольский и Коми-Пермяцкий своды, разделенные северной частью Казанско-Кажимского авлакогена. Близость с юга и востока районов с развитой нефтедобычей, необходимость расширения фронта нефтепоисковых работ позволяют ставить вопрос о проведении планомерных геолого-геофизических исследований, прежде всего региональных, с целью выяснения перспективности данной территории на нефть и газ и выявления первоочередных районов для поисковых работ.

При разработке программы региональных работ, помимо анализа имеющихся геолого-геофизических материалов, были выполнены специальные дистанционные исследования (дешифрирование космических снимков, структурно-геоморфологические исследования, аэровизуальные наблюдения и наземные маршрутные пересечения), в результате которых выявлено большое количество ландшафтных аномалий различного типа и частично уточнено строение территории.

Одним из основных поисковых объектов на территории Сысольско-Коми-Пермяцкой антеклизасы, исходя из предварительного анализа, следует считать карбонатные комплексы среднего карбона, источником нефти для которых могли послужить срезы размытом нижележащие нефтематеринские свиты. В пользу такого предположения говорит, в частности, нефтеносность среднего карбона Верхнекамской впадины. Перспективными на выявление нефти следует считать также эйфельско-нижнефранские терригенные отложения Казанско-Кажимского авлакогена, характеризующиеся большой мощностью комплекса, развитием проницаемых пластов и установленной нефтеносностью (Сырьянская площадь).

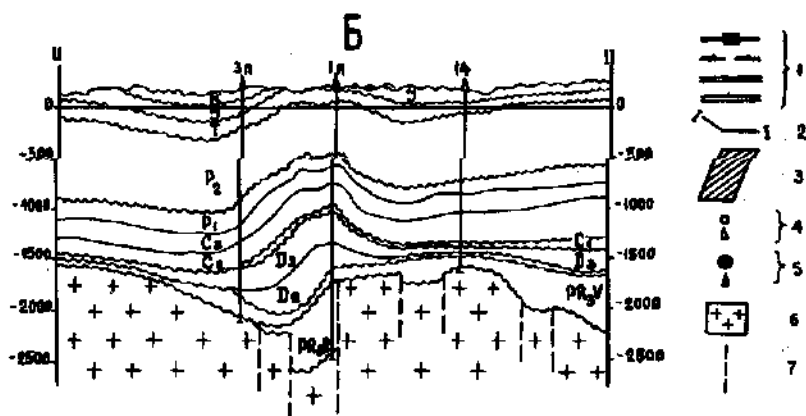
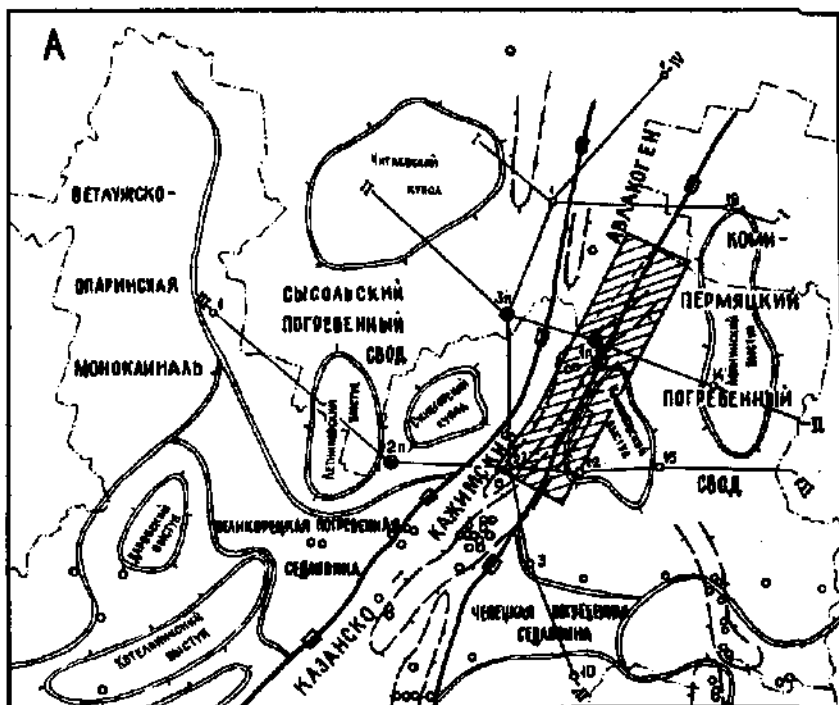


Рисунок. Проект геолого-геофизических исследований на территории Сысоyско-Коми-Пермйской антеклизы (А) и профиль по линии II—II (Б).

1 — границы тектонических структур; 2 — проектируемые геофизические профили; 3 — район поисковых работ; 4 — пробуренные глубокие скважины; 5 — проектируемые параметрические скважины; 6 — кристаллический фундамент; 7 — разрывные нарушения.

Программа региональных работ включает бурение трех глубоких параметрических скважин до кристаллического фундамента, а также геофизические исследования (сейсмические МОГТ, наземные гравиметрические и магнитометрические наблюдения) по четырем профилям (см. рисунок). Три первых профиля пройдут вкрест простирания основных структур региона с таким расчетом, чтобы максимально использовались материалы пробуренных ранее глубоких скважин. Они должны отразить характер изменения комплексов в различных тектонических зонах. Четвертый профиль будет связующим. Параметрическая скв. 1п запроектирована в районе пересечения борта Казанско-Кажимского авлакогена валом северо-восточного простирания, которому на космических снимках соответствует ряд линейных аномалий. Здесь возможно наличие крупной уаловой структуры. Сква. 2п проектируется на южном склоне Сысольского свода, где выявлена кольцевая группировка ландшафтных аномалий. Сква. 3п планируется в месте пересечения геофизических профилей на восточном склоне Сысольского свода.

По результатам анализа имеющихся материалов намечен первоочередной район поисковых работ (прежде всего сейсморазведки), приуроченный к восточному борту авлакогена. Он характеризуется значительной неоднородностью геологического строения.

Общая протяженность сейсмических профилей составит 1080 км, проектная глубина скважин 1п, 2п, 3п соответственно 2650, 2000 и 2300 м.

Ориентировочные сроки выполнения работ 1985—1990 гг. Планируемые исследования территории Сысольско-Коми-Пермской антеклизы уточнят представления о ее геологическом строении, перспективах нефтегазоносности и послужат основанием для определения районов поисковых работ.

ВОДОРАСТВОРЕННЫЕ ЙОД И БИКАРБОНАТЫ КАК ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СТРУКТУР БОЛЬШЕЗЕМЕЛЬСКОГО БАССЕЙНА

Ю. И. Зытнер

Коми филиал АН СССР, Сыктывкар

Большое значение в нефтегазопонсковой гидрогеологии имеет состав микрокомпонентов пластовых вод, которые содержатся обычно в очень незначительных количествах по сравнению с основными минеральными составляющими. К микрокомпонентам относятся, например, бром, йод, сульфаты, карбонаты и другие, причем непосредственная связь с процессами нефтегазонакопления для большинства из них в настоящее время еще является дискуссионной. В этой работе мы не ставили перед собой цель доказать генетическую связь между йодом, бикарбонатами и нефтегазонаосностью, а рассмотрели эти показатели как один из критериев прогнозирования нефтегазонаосности структур Большеземельского бассейна, из всей территории которого были выбраны Шапкина-Юрьянский вал, Денисовская и Хорейверская впадины, Колвинский мегавал.

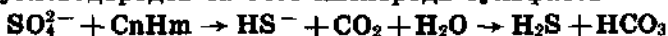
Изучение йода в водах залежей углеводородов началось в 30-х годах нашего столетия и связано с именами В. И. Вернадского, который считал этот элемент характерным представителем вод нефтяных месторождений, А. П. Виноградова и В. А. Сулина, пришедших к выводу о том, что первоисточником йода в водах нефтяных месторождений было органическое вещество некоторых морских организмов. А. А. Карцев подчеркивал, что нельзя не считаться с фактом тяготения максимальных концентраций йода в подземных водах именно к газонефтяным месторождениям.

С точки зрения оценки его как показателя нефтегазонаосности нами осуществлялся анализ содержания водорастворенного йода в пределах рассматриваемого района. Максимальные концентрации йода отмечаются на территории Колвин-

ского мегавала, где фоновое содержание йода значительно выше, чем на прилегающих территориях.

Влияние нефтегазоносности на содержание йода весьма отчетливо проявляется в пределах всего исследованного района, за исключением Хорейверской впадины. Так, на территории Шапкина-Юрьяхинского вала содержание йода от 0 до 6 мг/л зарегистрировано в 25 пробах воды, из них 15 — на продуктивных структурах, 10 — на непродуктивных. Интервалу значений 6—14 мг/л соответствуют 60 проб на продуктивных, 9 — на «пустых» горизонтах. При содержании йода более 14 мг/л практически все горизонты оказались нефтегазоносными. Аналогичная и очень показательная картина наблюдается в пределах Денисовской впадины, где при содержании йода менее 14 мг/л в основном все горизонты оказались непродуктивными, а при содержании его более 14 мг/л — продуктивными. На территории Колвинского мегавала, как уже отмечалось, фоновое содержание йода в подземных водах выше, чем на окружающих территориях, поэтому показатель нефтегазоносности по йоду принимался нами равным 24 мг/л. При меньшем значении этой величины из 79 проб воды 53 оказались из нефтегазоносных горизонтов, 26 — из «пустых», при большем — практически все горизонты оказались продуктивными (30 из 32).

Большой интерес представляет содержание бикарбонатов. Следует отметить, что пониженное содержание сульфатов в водах нефтяных и газовых месторождений наблюдалось уже давно, в то время как факту повышенного содержания бикарбонатов не уделялось должного внимания, хотя появление их в водах в повышенных количествах есть следствие той же редукции сульфатов. Известная реакция подземного окисления углеводородов за счет кислорода сульфатов



показывает, что содержание последних в водах должно уменьшаться, тогда как концентрация карбонатов будет увеличиваться. Поэтому некоторыми исследователями (А. М. Вельковым, А. С. Зингером) содержание бикарбонатов в водах рассматривается как прямой показатель наличия залежей нефти и газа. Приводятся даже величины этого показателя в водах, например, Астраханского и Саратовского Поволжья, согласно которым можно определить продуктивные и «пустые» структуры.

В пределах Большеземельского бассейна также отмечается зависимость между содержанием бикарбонатов и нефтегазоносностью структур. На Шапкина-Юрьяхинском валу она прослеживается наиболее отчетливо. При концентрациях бикарбонатов менее 100 мг/л большинство проб воды приходится на «пустые» горизонты (26 из 37), при концентрациях от 100 до 300 мг/л — только 17 из 60, более 300 мг/л — «пус-

тые» структуры практически отсутствуют: всего 4 из 25 проб воды. Менее наглядно, но достаточно уверенно эта зависимость прослеживается и на других территориях.

Исходя из вышеизложенного можно сделать следующие выводы. Содержание йода и бикарбонатов в пластовых водах исследуемого региона зависит главным образом от наличия или отсутствия в контактирующих с этими водами залежей углеводородов. При содержании йода в количестве более 14 мг/л (на Колвинском мегавале более 24 мг/л) и бикарбонатов более 300 мг/л эти водовмещающие отложения можно с достаточно высокой степенью надежности рассматривать как перспективные на поиски залежей углеводородов.

ЭВОЛЮЦИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ РАЗЛОМОВ ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА И ИХ ВЛИЯНИЕ НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Н. А. Малышев

Коми филиал АН СССР, Сыктывкар

В последние десятилетия проявляется особо повышенный интерес к изучению разломов нефтегазоносных областей, оценке их влияния на формирование и особенности современного размещения месторождений нефти и газа. Он обусловлен возросшим количеством новых данных о приуроченности залежей углеводородов (УВ) к разломам земной коры и материалов, свидетельствующих о важной роли последних в формировании зон нефтегазонакопления. Представляется, что для объективного и более достоверного суждения о роли разломов необходимо познание истории развития как собственно процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в разнородных осадочных бассейнах, так и времени становления и эволюции региональных разломов. Последние должны рассматриваться как динамически развивающиеся системы, характеризующиеся в те или иные этапы развития осадочного бассейна благоприятными или неблагоприятными с позиций нефтегазообразования и нефтегазонакопления свойствами.

Для региональных разломов Печорского бассейна устанавливаются различия в режимах развития в процессе эволюции осадочного бассейна. Так, по характеру проявления в фанерозое обособляются две группы разломов: прерывисто-непрерывного и прерывистого развития. К первой группе принадлежат разломы северо-западного простирания рифейского возраста (Припечорский, Шапкина-Юрьяхинский, Восточно-Колвинский, Варандейский и др.). Ко второй относятся разломы субмеридионального и северо-восточного направлений позднепалеозойско-раннемезозойского возраста, а также вендско-раннепалеозойские разломы субширотной и северо-восточной ориентировки. Разломы первой группы характеризовались длительностью и сложностью развития в условиях неоднократной смены геодинамических обстановок. Активные

подвижки по ним в раннем палеозое протекали в условиях растяжения, разломы вследствие этого являлись флюидопроводящими и могли способствовать вертикальной, а в случае соприкосновения по ним проницаемых толщ — и латеральной миграции углеводородов. В целом условия сохранности УВ непосредственно в зонах разломов рассматриваемого типа в это время были неблагоприятными. Скопления УВ образовывались, по-видимому, во внеразломных областях (Большеземельском палеоподнятии, Лайско-Лодминском палеовалу и др.). Разломы определяли границы Печоро-Колвинского прогиба и перикратонного опускания в восточной части бассейна. Движения по ним крупных блоков фундамента обусловили режим погружения в указанных областях, являвшихся в раннем палеозое очагами генерации УВ.

В девонско-раннекаменноугольное время происходит усложнение строения разломов, возникают более мелкие оперяющие нарушения в условиях продолжающего режима растяжения территории. Разломы способствовали формированию надблоковых тектонических структур, в которых могла происходить аккумуляция УВ (Возейская структура и др.). В позднем палеозое — раннем мезозое движения по разломам осуществлялись в геодинамической обстановке сжатия и носили надвиго-взбросовый характер. Разломы способствовали формированию инверсионных валообразных структур (Печоро-Кожвинского и Колвинского мегавалов, валов Сорокина и Шапкина-Юрьяхинского), а в пределах последних — ловушек различного типа, в том числе и тектонически экранированных. Повышенная мобильность разломов прерывисто-непрерывного типа была обусловлена неоднократной сменой восходящих и нисходящих движений блоков фундамента в пределах контролируемых разломами валов и мегавалов. Эти подвижки способствовали развитию в осадочном чехле интенсивных структуроформирующих процессов и сопутствующих им глубоких размывов осадочных отложений, перекрывающих или заключающих залежи УВ. Поэтому в зонах разломов прерывисто-непрерывного типа развиты преимущественно жидкие скопления УВ (нефтяные и конденсатные), а также частично или полностью разрушенные залежи.

Разломы прерывистого развития характеризовались кратковременностью проявления в условиях растяжения (вендско-раннепалеозойские разломы) либо в обстановке тангенциального сжатия (позднепалеозойско-раннемезозойские разрывные нарушения). В целом они выполняли экранирующую роль, способствуя образованию тектонически экранированных залежей нефти и газа (Возейское, Курьинское, Рассохинское, Интинское месторождения и др.).

ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ РАЗВЕДКИ И ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ СТАТИСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ И ЭВМ

Ю. А. Ткачев, А. И. Пунегов, О. Г. Безносова
Коми филиал АН СССР, Сыктывкар

Пока существует потребность в полезных ископаемых и производятся их поиски и разведка, разработка методов повышения достоверности (точности) разведки месторождений не наращиванием объема разведочных работ, а более искусной обработкой данных всегда будет актуальной задачей. В связи с широким внедрением ЭВМ стоимость математической обработки данных неуклонно снижается по сравнению со стоимостью бурения и других методов разведки.

Составными частями погрешностей при оценке параметров месторождений нефти являются: лабораторная погрешность анализа керна, аппаратурная погрешность геофизических измерений в скважине, неполнота выноса керна и недостаточное количество проанализированных образцов, ошибки и неполнота *привязки керна по глубине, ошибки интерпретации данных ГИС и привязки их по глубине, ошибки выбора модели для аппроксимации, погрешности интерполяции данных между скважинами, ошибки, связанные с выбором неправильной методики оценки (усреднения) параметров.*

Существующая практика подсчета запасов не предусматривает оценки погрешностей, поэтому сбор данных по перечисленным выше погрешностям официально не предусматривается. Это затрудняет разработку методик. Главное в уменьшении погрешностей оценки результатов разведки — применение методически правильных приемов обработки и усреднения, соответствующих а) структуре выборки, б) точности исходных данных, в) адекватной модели месторождения. Статистические методы позволяют оценить погрешности, связанные с пунктами а и б. Однако наибольшие ошибки, как показывает анализ причин неподтверждаемости запасов, связаны с пунктом в, т. е. с последующим существенным изменением взглядов на

тип и строение залежи (месторождения). К этому могут привести, например, разделение залежи на самостоятельные пласты со своим ВНК, выклинивание коллекторов, тектоническая погрешность, отнесение залежи к другому типу.

Анализировать такие ошибки традиционными статистическими методами невозможно ввиду индивидуальности изучаемых объектов и их малочисленности. В последнее время наметился метод оценки вероятности подобных ошибок с помощью так называемого «интенсивного» использования ЭВМ. Он заключается в моделировании множества месторождений, «похожих» на разведуемое, и последующей имитации их разведки. Универсальным средством повышения надежности разведки является комплексный метод оценки с использованием корреляционно-регрессионных методов, практическая реализация которого также связана с ЭВМ.

Создание автоматизированной системы обработки данных разведки и подсчета запасов в настоящее время тормозится главным образом отсутствием координации между группами разработчиков и другими организационными недостатками. Разработка и внедрение единых стандартов на подзадачи подсчета запасов и входную-выходную информацию — главное, что сейчас требуется для завершения создания АСУ — НГР.

ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ В НИЖНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПЕЧОРСКОГО БАСЕЙНА

В. А. Горбань

Коми филиал АН СССР, Сыктывкар

Восстановление истории погружения и катагенетической эволюции нижнепалеозойских (ордовикско-нижнедевонских) отложений в региональном плане проводилось на основе палеотектонических построений, а для отдельных тектонических зон — путем графического моделирования условий их погружения и прогрева. Оно сопровождалось расчетом масштабов генерации и эмиграции жидких и газообразных углеводородов (УВ), базирующихся на результатах геохимических исследований рассеянного органического вещества (РОВ).

Проведенный историко-генетический анализ показал, что наиболее раннее (ранний-средний девон) вхождение отложений нижнего палеозоя в термобарическую зону, соответствующую главной фазе нефтеобразования (ГФН), отмечается на участках интенсивного и устойчивого прогиба в восточной части Печорской плиты и в Хайпудырской палеовпадине в пределах современной Варандей-Адзвинской структурной зоны. Дальнейшее развитие бассейна в позднем девоне характеризуется активным и устойчивым погружением (со скоростью 80—100 м/млн. лет) почти на всей его территории. Это привело к тому, что значительные объемы отложений нижнепалеозойского комплекса современных Денисовского прогиба, Колвинского мегавала, Варандей-Адзвинской структурной зоны, Предуральского прогиба, где степень катагенеза РОВ достигла градаций в основном МК₁—МК₂, оказались в условиях ГЗН.

Максимальное прогибание в позднем девоне испытала территория Печоро-Кожвинского прогиба. В результате произошло полное погружение нижнепалеозойских отложений в ГЗН. Процессы образования жидких УВ в них были частично завершены, и толщи нижнего палеозоя, в которых сте-

пень катагенеза РОВ достигла градаций $МК_4$ — $МК_3$, попали в зону преимущественной генерации газа (нижнюю зону газогенерации — НЗГ). Плотности эмиграции жидких и газообразных УВ в этом регионе составили соответственно 20—130 тыс. т/км² и 0,2—3,0 млрд. м³/км². Однако сохранность первичных залежей УВ в нижнепалеозойском комплексе маловероятна. Это связано как с неблагоприятным для консервации залежей нефти сочетанием условий ГЗН и НЗГ, так и активной миграцией УВ в результате инверсии Печоро-Кожвинского прогиба, начавшейся в раннем-среднем карбоне.

На остальной территории Печорского бассейна, где существовали очаги нефтегазообразования, усиление контрастности тектонических движений в конце турнейского века, наряду с наличием коллекторских и экранирующих толщ, правда, имеющих локальное распространение, обусловило возможность миграции и аккумуляции УВ. Последняя могла осуществляться в пределах формирующихся поднятий.

Преобладание восходящих движений в течение последующего визейско-артинского этапа привело к заметному снижению активности и масштабов генерации УВ в нижнепалеозойском комплексе. На большей части территории бассейна, имеющей тенденцию к замедленному прогибанию (10—30 м/млн. лет), интенсивные процессы генерации и эмиграции УВ, начавшиеся в девоне, были заторможены, и нижнепалеозойские отложения не вышли из ГЗН. Очаги нефтегазообразования частично расширились в пределах Денисовского прогиба и формирующихся впадинах Предуральяского краевого прогиба. Тектонический режим преимущественно «инверсионного» характера отрицательно сказывался на сохранности образованных скоплений УВ, что выражалось в их перераспределении, потере нефтями легких фракций и т. д.

Наступление раннепермского (артинско-хунгурского) — триасового этапа интенсивного регионального прогибания (20—80 м/млн. лет) оказало большое влияние на процессы генерации УВ и формирование их залежей в нижнепалеозойском комплексе. Дополнительное погружение бассейна (от 1,0 до 5,0 км) обусловило значительное увеличение катагенетической превращенности РОВ. В Предуральском краевом прогибе эволюция отложений нижнего палеозоя в пермо-триасовый этап, в ходе которой была достигнута высокая степень катагенеза РОВ ($АК_1$ — $АК_3$ и выше), способствовала наиболее полной реализации и исчерпанию нефтегазоматеринского потенциала этих толщ. Это в свою очередь обусловило повышенные плотности эмиграции жидких и газообразных УВ, которые составили 100—200 тыс. т/км² и 2,5—4,0 млрд. м³/км². К концу триаса интенсивные процессы генерации УВ были в основном завершены и на юге бассейна. В северной его части нижнепалеозойские отложения на полную мощность находились в

условиях ГЗН, причем значительные их объемы (до 60%), за исключением центральных районов Хорейверской впадины, попали в НЗГ. На рубеже позднего триаса-ранней юры в результате крупных глыбовых движений и оживления древних разломов получили активное развитие миграционные процессы. Это привело к нарушению газового режима недр, фазового равновесия в залежах, рассеиванию УВ вплоть до полного разрушения их скоплений.

Мезозойско-кайнозойский этап в эволюции Печорского бассейна характеризуется как этап замедленного погружения, либо даже относительной стабильности региона. В пределах Печоро-Кожвинского мегавала, Предуральяского прогиба и восточных областей Ижма-Печорской впадины, где нижнепалеозойские отложения не получали дополнительных термодинамических импульсов, процессы нефтегазообразования затухали до полного прекращения. В северной материковой части Печорского бассейна в связи со значительным погружением территории (до 1,0 км) процессы нефтегазообразования возобновились. Однако масштабы нефтегазогенерации были незначительны.

В целом по бассейну основные количества УВ были генерированы в позднем палеозое — раннем мезозое. В северной его части повышенные плотности эмиграции УВ отмечаются в наиболее погруженных областях Хорейверской впадины и Варандей-Адзвинской структурной зоне (130—200 тыс. т/км² и 2,0—3,5 млрд. м³/км²). Наиболее низкие их значения (0—5 тыс. т/м² и менее 40 млн. м³/км²) характерны для западных районов бассейна, что является следствием неблагоприятных условий осадконакопления, обедненности ОВ (преимущественно менее 0,1%) и низкой степени катагенеза РОВ.

Проведенные исследования показывают, что в нижнепалеозойских отложениях были предпосылки для формирования скоплений нефти и газа. Однако резко дифференцированный по площади характер тектонических движений в течение всей эволюции бассейна при невыдержанности коллекторских и экранирующих свойств природных резервуаров, ограниченности масштабов генерации УВ вследствие общей обедненности нижнепалеозойских отложений ОВ и преобладании газогенерации отрицательно влиял на сохранность залежей УВ. Последнее не позволяет рассчитывать на значительные размеры возможных скоплений.

МАСШТАБЫ ЭМИГРАЦИИ БИТУМОИДОВ ИЗ НЕФТЕПРОИЗВОДЯЩИХ ПОРОД ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА

В. Ф. Удот, Л. З. Аминов,
Коми филиал АН СССР, Сыктывкар

На основе геохимического изучения 186 разрезов Печорского седиментационного бассейна (СБ) рассчитаны массы эмигрировавших битумоидов для отдельных литолого-стратиграфических комплексов (см. рисунок, таблицу). На приведенном рисунке площади комплексов районированы по продуктивности: на низко-, средне- и высокопродуктивные.

Отнесение земель к высокопродуктивным основывалось на возможности образования значительных по запасам залежей нефти в одновозрастных или смежных коллекторских толщах в пределах отдельных нефтегазоносных областей. На землях со средним масштабом продуктивности могли сформироваться средние по запасам залежи, на низкопродуктивных — мелкие.

При построении карт были сделаны следующие допущения: в состав живецко-нижнефранского комплекса была включена половина массы эмигрировавших битумоидов из отложений нижнего девона и кыновско-саргаевского горизонта; в состав нижнефранско-турнейского комплекса — половина массы битумоидов из терригенных визейских отложений; в нижнепермско-триасовом комплексе не учтена половина массы битумоидов из кунгурских отложений в пределах синеклизы и из артинских образований на площади Предуральского прогиба.

На ранних этапах развития СБ основными очагами генерации углеводородов (УВ) были площади современного Предуральского прогиба, Печоро-Колвинской структурной зоны. В позднепалеозойско-раннемезозойское время генерация нефти и газа проходила практически на всей площади СБ. К среднедевонскому времени доля эмигрировавших битумоидов составила около 4% от общего эмиграционного потенциала Пе-

**Характеристика комплексов
Печорского седиментационного бассейна**

Комплексы отложений	Масса замитрированных УВ, % от общей массы по СВ		Площадь земель (% от площади СВ) и продуктивность			Условия нефтегазонакопления, интервалы глубин*				Распреде- ление началь- ных разме- ренных гео- логическх запасов нефти и газа на 1.1. 84 г., % от общих за- пасов
	жидких	газообразных	низкая	средняя	высокая	высокобла- гоприятные, 1—3 км	благоприят- ные, 3—5 км	малоблаго- приятные		
								0—1 км	>5 км	
P ₁ —T	13	38	60	5	20	$\frac{1}{48}$	—	$\frac{99}{32}$	—	12,5
C _{1v} —P _{1a}	11	11	28	46	16	$\frac{48}{49}$	$\frac{13}{18}$	$\frac{32}{26}$	$\frac{7}{7}$	53,9
D _{1a} —C _{1t}	43	26	12	25	47	$\frac{49}{39}$	$\frac{18}{32}$	$\frac{26}{13}$	$\frac{7}{16}$	4,4
D ₂ —D _{1a}	17	12	52	15	31	$\frac{39}{26}$	$\frac{32}{48}$	$\frac{13}{1}$	$\frac{16}{25}$	28,1
O—D ₁	16	13	12	12	42	$\frac{26}{24}$	$\frac{48}{39}$	$\frac{1}{37}$	$\frac{25}{37}$	1,1

* Площади земель (% от распространения): в числителе — по кровле, в знаменателе — по подошве комплекса.

чорского СВ; к визейскому времени дополнительно эмигрировало около 14%; оставшаяся доля (82%) — к среднеюрскому времени.

Наилучшие условия для нефтегазообразования отмечают в верхнедевонско-турнейском и ордовикско-нижнедевонском комплексах пород, для нефтегазонакопления — в среднедевонском и верхнекаменноугольно-артинском.

В процессе геологической эволюции зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления происходило рассеивание УВ (см. рисунок). Проведенные нами ориентировочные расчеты позволили оценить долю первично аккумуляровавшихся жидких УВ в ловушках, которая составила около 5% массы эмигрировавших битумоидов. Раннеюрские структурные перестройки, охватившие до 25—30% территории СВ, раннемеловые и неогеновые размывы, усилившие гипергенное изменение нефтей, привели к значительным потерям жидких УВ из уже сформировавшихся залежей. Анализ учтенных потерь позволяет считать, что доля аккумуляровавшихся и сохранившихся жидких УВ в залежах не превышает 2—3% от общей массы эмигрировавших битумоидов. Условия нефтегазонакопления в ордовикско-нижнедевонских, верхнедевонско-турнейских и пермско-триасовых образованиях отнесены нами к малоблагоприятным, в среднедевонских и каменноугольно-нижнепермских — к благоприятным и высокоблагоприятным.

РЕГИОНАЛЬНЫЕ И ЗОНАЛЬНЫЕ ПОКРЫШКИ ПЕЧОРСКОГО НГБ

Б. А. Пиженов

Коми филиал АН СССР, Сыктывкар

В разрезе осадочного чехла Печорского НГБ выделяется ряд неравнозначных по площадному развитию преимущественно глинистых, глинисто-карбонатных, реже сульфатных и сульфатно-глинистых толщ, экранирующих залежи углеводородов (УВ), либо являющихся потенциальными покрышками. Возрастной диапазон их достаточно широк — от ордовика до верхней юры. Среди них по масштабу участия в распределении залежей УВ и с учетом распространения по площади бассейна выделены региональные, зональные и локальные.

Объектом нашего изучения были все региональные (нижнефранская, нижнепермская и верхнеюрская), а также зональные преимущественно глинистые (бийско-афонинская, нижнеартинская, верхнеартинская, ниже-среднетриасовые) покрышки.

В *оценочной школе, составленной по материалам изучения глинистых покрышек бассейна*, выделено три класса качества в порядке ухудшения экранирующих возможностей. Наилучшие условия для изоляции нижележащих отложений существуют в областях развития покрышек класса качества 1, а худшие, соответственно, там, где развиты покрышки класса качества 3.

В соответствии с оценочной шкалой построены карты качества ряда изученных покрышек (см. рисунок), на которых показана их зональность в зависимости от экранирующей способности.

Нижнефранская региональная покрышка определяет условия сохранности залежей УВ в отложениях среднедевонско-пашийского терригенного комплекса, а в областях его отсутствия также и в силурийско-нижнедевонском карбонатном комплексе. Экранирующие возможности покрышки обусловлены в основном типом разрезов, характером распределения

ФОРМИРОВАНИЕ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НИЖНЕПАЛЕОЗОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА

Т. В. Майдль

Коми филиал АН СССР, Сыктывкар

Нижнепалеозойский нефтегазоносный комплекс является в последнее время одним из первоочередных объектов нефтегазопромысловых работ. Установленная нефтегазоносность связана с карбонатными породами, слагающими основную его объем. В связи с этим выявление условий формирования карбонатных коллекторов и закономерностей их пространственного размещения представляет практический интерес.

Вещественный состав, структурно-текстурные особенности, фациальная принадлежность, характер пустотного пространства карбонатных пород верхнего ордовика — нижнего девона позволяют разделить их на две группы, отличающиеся как условиями литогенеза, так и типами формируемых ими карбонатных коллекторов.

В первую группу включены породы, образованные в результате литификации карбонатного ила. Они составляют основную объем комплекса и характеризуют гидродинамически спокойные условия седиментации (фации лагун, иловой литорали, сублиторали). Пустотное пространство слагают сингенетичные межзерновые поры от тонкого до субкапиллярного размеров, микротрещины. Эффективная пористость (m) и межзерновая проницаемость (K) очень низки. При интенсивном развитии трещиноватости породы этой группы образуют коллекторы трещинного и порово (каверно)-трещинного типов. *Вторая группа* представлена литифицированными зернистыми карбонатными осадками и органогенными постройками, превращенными обычно в ходе эпигенеза в доломиты замещения, и овеществляет обстановки подвижного шельфового мелководья. С породами второй группы генетически связаны поровые, каверново-поровые, трещинно-каверново-поровые типы коллекторов, часто обладающие хорошей емкостью

и проницаемостью ($m=5-15$; до 25%; $K=0,1-10$ до 1000 мД, $K_f=0-10$ до 100 мД). Пустотное пространство коллекторов представлено эпигенетическими типами пустот, среди которых преобладают пустоты выщелачивания и доломитизации. Формирование этих пустот — результат воздействия пресных (инфильтрационных) вод и растворов их смешения с солеными поровыми водами на проницаемые породы или осадки и происходило в два этапа: 1 — в стадию диагенеза осадков и 2 — в стадию регрессивного катагенеза — гипергенеза пород (раннесреднедевонское время).

Пространственное размещение коллекторов различных типов по площади и разрезу определяется законами фациальной изменчивости отложений, а также характером и интенсивностью их вторичной преобразованности. Анализ распределения значений пористости и проницаемости карбонатных пород в конкретных разрезах и сопоставление этого распределения с циклическим строением вскрытой толщи позволили наметить некоторые закономерности в развитии коллекторов нижнепалеозойского комплекса.

Наиболее емкие (среднеемкие) типы коллекторов формируются главным образом в отложениях зернистых и биогермных фаций мелководно-морской зоны шельфа. Породы-коллекторы этих фаций образуют массивные или сложно построенные резервуары, которым свойственно локальное или зональное распространение. Развитие зернистых и биогермных фаций имеет циклический характер, связанный с чередованием трансгрессий и регрессий в жизни бассейна седиментации. В этапы, отвечающие максимуму трансгрессии, отмечается выдвигание зернистых фаций вглубь платформы, в регрессивные — отступление к окраине шельфа, фиксируемой зоной развития рифов. В отложениях, замещающих зернистые осадки по направлению в глубь бассейна при трансгрессиях, формируются обычно низкоемкие коллекторы и резервуары пластового типа. В некоторых случаях образование среднеемких коллекторов связано с интенсивным и продолжительным выщелачиванием проницаемых (трещиноватых, зернистых) пород литеральной зоны (отложения S_1 Ижма-Печорской впадины, D_1 — Варандей-Адзвинской структурной зоны). Трещинные и порово-трещинные типы коллекторов наиболее характерны для отложений литорали.

Эти закономерности позволяют выделить в нижнепалеозойском комплексе следующие коллекторские толщи: нижне-среднеашгилскую, нижневерхнелландоверийскую, средненелокскую, среднелудловскую, нижневерхнегребенскую, среднелохковскую. Коллекторские толщи трансгрессивной фазы (S_1) развития верхнеордовикско-нижнедевонского бассейна характеризуются наибольшей площадью развития и максимальной долей емких коллекторов в разрезе. Улучшение емкости кол-

лекторов отмечается в зонах развития досредне-, допоздне-
девонского размылов и имеет локальный характер. В регрессив-
но-трансгрессивную (O_3) и трансгрессивно-регрессивную фазы
развития ($S_2—D_1$) площадь распространения коллекторских
толщ и доля в них емких коллекторов сокращаются и уве-
личивается содержание низкеемких трещинно-поровых и тре-
щинных коллекторов.

КРИТЕРИИ ВЫЯВЛЕНИЯ ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТАХ В ПЕЧОРСКОМ БАСЕЙНЕ

Н. Н. Тимонина

Коми филиал АН СССР, Сыктывкар

В связи с истощением традиционных источников энергетического сырья приходится обращаться к нетрадиционным, к числу которых относятся и гидраты природных газов (кристаллические соединения газов с водой, существующие при определенных термодинамических условиях). Для образования и сохранения газогидратных залежей необходимы низкие температуры в недрах, наличие газа, способного перейти в гидратное состояние, а также присутствие водонасыщенных пород.

Установлено, что на территории Печорского бассейна существуют условия, благоприятные для образования и накопления газовых гидратов. Северные районы Денисовской впадины, Колвинского межавала, Хорейверской впадины, Варандей-Адзвинской структурной зоны и Коротахинской впадины были выделены в качестве наиболее перспективных для обнаружения газогидратных залежей. Максимальная глубина, на которой возможно гидратообразование на территории бассейна, составляет в соответствии с выполненными нами расчетами 1,5 км.

Для выявления газогидратных залежей применяют физические, химические и геофизические методы оценки разреза на возможную гидратоносность. Используемые методы основаны на специфических свойствах этих соединений: газогидраты представляют собой снегоподобную массу, которая при нагревании разлагается с выделением газа. При залегании гидратов газов на небольшой глубине и при бурении с охлажденной промывочной жидкостью возможно визуальное обнаружение кристаллов. Признаком этих соединений служит также усиление интенсивности газирования бурового раствора. Присутствие гидратов в породах изменяет их физические ха-

характеристики по сравнению со свойствами пород, поровое пространство которых заполнено свободным газом и водой. Наличие льда вместо воды будет заметно снижать удельную электропроводность. Следовательно, интервал, насыщенный газогидратом, даст ярко выраженный всплеск на диаграмме кажущихся сопротивлений. Заполняя поровое пространство пород, гидрат газа препятствует проникновению бурового раствора, что отражается на диаграмме собственной поляризации в виде меньших отклонений кривой по сравнению с интервалами, содержащими свободный газ. При бурении пород, насыщенных газогидратами, будет наблюдаться уменьшение скорости проходки скважин по сравнению с породами, поровое пространство которых заполнено водой или свободным газом. В гидратонасыщенной зоне регистрируется увеличение скорости прохождения сейсмических волн почти в 1,5 раза. Однако все перечисленные особенности характерны не только для пород, содержащих гидраты, но и для мерзлых толщ, поэтому они позволяют выделить залежь газовых гидратов только ниже подошвы мерзлых пород и при использовании комплекса методов. У подошвы многолетнемерзлых пород для выявления газогидратных залежей целесообразно провести визуальное наблюдение за скважиной. Если спустя некоторое время после вскрытия пограничной зоны будет наблюдаться интенсивное газирование бурового раствора, свидетельствующее о разложении газовых гидратов, значит исследуемый интервал содержит эти соединения.

Наиболее надежным методом, позволяющим достоверно доказать присутствие газовых гидратов, является подъем керна в герметичном пробоотборнике. В этом случае после доведения давления до поверхностного пробоотборник запечатывают и нагревают, но так, чтобы образец не растаял. При этом давление внутри пробоотборника растет, указывая на присутствие разлагающегося гидрата.

При бурении возможны нарушение термодинамического режима залежи и разложение газогидратов с последующим рассеиванием выделившегося газа. Принимая в расчет тот факт, что при разложении одного объема гидрата выделяется до 200 объемов свободного газа, можно предположить, что даже небольшие резервуары содержат значительные запасы газа в гидратном состоянии.

Распространение газогидратных залежей в верхней части осадочного чехла Печорского бассейна приводит к необходимости более пристального изучения этой зоны с тем, чтобы при проведении поисково-разведочных работ не утратить информацию, позволяющую выявлять газогидратные залежи и оценивать их ресурсы.

ОЦЕНКА НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПЕЧОРСКОГО БАСЕЙНА

В. Ф. Удот

Коми филиал АН СССР, Сыктывкар

Построены эмпирические кривые изменения элементного состава хлороформенных битумоидов (ХВ), величин битумоидных коэффициентов (β) в зависимости от максимальных глубин погружения для терригенного средне-верхнедевонского (см. рисунок, А), впервые для карбонатного верхнедевонского (В) и карбонатно-терригенного пермского (Р) комплексов с использованием метода скользящей средней. По характеру кривых установлены границы главной зоны нефтеобразования (ГЗН), рассчитаны величины коэффициентов эмиграции ($K_{эм}$) и нефтегенерационных потенциалов ОВ разных генетических типов, интенсивности процессов генерации и эмиграции битумоидов. Результаты расчета приведены в таблице.

В девонском (D_2-D_3) терригенном комплексе начало ГЗН устанавливается по усилению процесса битумообразования и росту восстановленности состава ХВ на глубине 1,9 км. Процессы ГЗН затухают на глубине 4,1 км.

В девонском (D_3) карбонатном комплексе интенсификация процесса генерации нефти фиксируется, начиная с глубины 2,3 км, в интервале всего изученного разреза (до 4,5 км включительно). В пермском (Р) комплексе начало ГЗН соответствует глубине 1,9 км, окончание — 5,3 км (на территории Предуральского краевого прогиба).

Величины $K_{эм}$ в девонском терригенном комплексе составили 0,18 на глубине 2,0 км; 0,40 — на 2,5 км; 0,51 — на 3,0 км; 0,60 — на 3,5 км; 0,64 — на 4,0 км; 0,83 — на 4,5 км. В девонском карбонатном комплексе значения $K_{эм}$ для тех же глубин составили соответственно 0,27; 0,46; 0,56; 0,60; 0,66. В пермском комплексе величина $K_{эм}$ на глубине 2,0 км принимает значения 0,16; на 2,5 км — 0,50; на 5,0 км —

**Расчет коэффициентов эмиграции и битуминозности ОВ,
интенсивностей генерации и эмиграции микро нефти**

Максимальная глубина погружения, км	С исх., %	С ост., %	К с	ОНВ исх., %	ОНВ ост., %	КОНВ	Н исх., %	Н ост., %	К н	К эм	В, %	В исх., % на данную стадию	В ост., % от ис- ходного ОВ на 200 м	Интен- сивность генера- ции, %	В ост., % от ис- ходного ОВ на 200 м	Интен- сивность эмигра- ции, %
Территенный комплекс Д₂-Д₃																
1,7	78,8	78,0	0,11	9,9	11,0	0,11				0,11	3,0	3,5	3,5		0,5	
1,9	80,0	78,6	0,20	8,8	10,2	0,15				0,17	2,9	3,6	3,6	0,1	0,6	0,1
2,1	80,6	79,0	0,24	7,8	9,7	0,22				0,23	4,2	5,4	5,3	1,7	1,2	0,8
2,3	82,0	80,5	0,30	6,8	9,2	0,29				0,29	6,4	9,0	8,8	3,5	2,9	1,7
2,5	82,4	80,2	0,41	5,8	8,6	0,39				0,40	6,6	11,0	10,5	1,7	4,2	1,3
2,7	82,9	81,0	0,42	4,9	7,6	0,43				0,43	7,3	12,8	12,1	1,6	5,2	1,0
2,9	83,5	81,7	0,49	4,0	7,0	0,50				0,50	7,3	14,6	13,5	1,4	6,7	1,5
3,1	84,2	82,6	0,51	3,5	6,2	0,52				0,52	7,6	15,8	14,5	1,0	7,5	0,8
3,3	84,5	83,3	0,55	3,0	5,5	0,56				0,55	7,2	16,0	14,8	0,3	8,2	0,7
3,5	84,5	82,5	0,63	3,0	6,6	0,60				0,61	6,6	16,5	14,9	0,1	8,8	0,6
3,7	84,5	82,0	0,71	3,0	8,0	0,70				0,70	6,0	20,0	17,2	2,3	11,0	2,2
3,9	84,5	82,6	0,86	3,0	6,8	0,66				0,66	7,0	20,6	17,8	0,6	11,5	0,5
4,1	84,5	83,0	0,84	3,0	6,3	0,63				0,64	7,5	20,8	18,0	0,2	11,6	0,1
4,3	84,5	82,0	0,71	3,0	8,6	0,73				0,72	4,3	15,4	13,7	0	9,9	0
4,5	84,5	78,0	0,86	3,0	10,4	0,80				0,83	2,3	13,5	11,9	0	9,9	0
Карбонатный комплекс Д₄																
1,7	79,8			9,6			10,5									
1,9	81,2			8,4			10,7									
2,1	81,7	81,2	0,10	7,6	8,2	0,08	10,9	10,6	0,12	0,10	3,6	4,0	4,0		0,4	
2,3	81,2	81,3	0,19	6,8	8,2	0,19	11,1	10,6	0,20	0,19	4,0	4,9	4,9	0,9	0,9	0,5
2,5	82,8	81,7	0,25	6,0	7,6	0,24	11,5	10,9	0,29	0,26	6,0	8,1	8,0	3,1	2,1	1,2
2,7	83,0	80,9	0,41	6,5	8,0	0,36	11,3	11,0	0,40	0,39	5,5	9,0	8,9	0,9	3,6	1,5
2,9	83,1	80,4	0,48	4,8	7,8	0,44	11,9	11,0	0,45	0,45	5,7	10,4	10,1	1,2	4,7	1,1
3,1	83,2	80,3	0,51	4,6	8,0	0,49	12,0	11,0	0,50	0,50	6,0	12,0	11,3	1,2	5,7	1,0
3,3	83,3	80,4	0,52	4,4	8,7	0,55	12,1	11,1	0,53	0,53	6,2	13,2	12,3	1,0	6,5	0,8
3,5	83,4	80,0	0,57	4,2	8,9	0,59	12,2	11,3	0,53	0,56	6,5	14,8	13,5	1,2	7,5	1,0

Продолжение таблицы.

Расчет коэффициентов эмиграции и битуминозности ОВ,
интенсивностей генерации и эмиграции лигронофит

Максимальная глубина погружения, км	Спок, %	Сост, %	Кс	ОНБ иск, %	ОНБ ост, %	КОНБ	Н иск, %	Н ост, %	Кн	Кэм	β, %	β иск, % на данную стадию	β ост, % от исходного ОВ на 200 м	Интенсивность генерации, %	β ост, % от исходного ОВ на 200 м	Интенсивность эмиграции, %
3,7	83,5	80,6	0,54	4,0	7,2	0,52	12,2	11,2	0,55	0,54	7,0	15,2	13,9	0,4	7,7	0,2
3,9	83,6	80,4	0,57	3,8	7,8	0,59	12,3	11,3	0,58	0,58	7,3	17,4	16,1	2,2	9,5	1,8
4,1	83,7	80,7	0,57	3,7	8,2	0,62	12,4	11,2	0,66	0,62	6,8	17,9	16,3	0,2	10,1	0,8
4,3	83,7	80,4	0,59	3,6	8,4	0,64	12,5	11,5	0,67	0,63	6,7	18,1	16,4	0,1	10,5	0,4
4,5	83,8	80,2	0,62	3,5	8,6	0,67	12,6	11,6	0,71	0,66	6,4	18,8	16,5	0,1	10,9	0,4
Карбонатно-терригенный комплекс (P ₁) — синеклиза																
1,9	80,0	80,0	0	8,0	9,2	0,16	10,9	10,6	0,12	0,09	4,3	4,8	4,8		0,5	
2,1	80,8	79,6	0,22	7,4	9,4	0,27	11,1	10,3	0,29	0,26	5,0	6,6	6,5	1,7	1,6	1,1
2,3	81,5	80,0	0,30	6,6	9,2	0,36	11,2	10,2	0,35	0,34	5,5	8,2	8,0	1,5	2,6	1,0
2,5	82,0	79,0	0,50	6,2	10,6	0,51	11,4	9,8	0,50	0,50	6,0	12,0	11,3	3,3	5,7	3,1
2,7	82,6	80,0	0,52	5,7	11,0	0,58	11,6	9,5	0,54	0,54	6,1	13,6	12,6	1,3	7,0	1,3
Карбонатно-терригенный комплекс (P ₁) — краевой прогиб																
4,9	87,4	86,3	0,50	3,3	5,0	0,48	9,3	8,7	0,50	0,49	3,0	5,2	5,1		2,2	
5,1	87,4	86,0	0,56	3,3	5,5	0,55	9,3	8,5	0,53	0,55	2,9	6,2	6,1	1,0	3,2	1,0
5,3	87,4	85,4	0,64	3,3	6,4	0,63	9,3	8,2	0,61	0,62	2,8	7,6	7,2	1,1	4,5	1,3
5,5	87,4	85,7	0,61	3,3	6,0	0,60	9,3	8,3	0,59	0,60	2,6	6,7	6,4	0	4,5	0
5,7	87,4	82,5	0,80	3,3	9,2	0,77	9,3	7,6	0,75	0,77	1,4	6,1	5,8	0	4,4	0

Примечание. Для терригенного комплекса Д₁-Д₂, %: C_{эм}=85,5; ONS_{эм}=1,5; для карбонатного Д₃: C_{эм}=86,0; ONS_{эм}=1,0; H_{эм}=13; для карбонатно-терригенного P₁ соответственно: 85,0; 2,0; 13,0 (синеклиза) и 88,5; 1,5; 10,0 (краевой прогиб).

0,54; на 5,5 км — 0,60. Очевидна общая закономерность увеличения $K_{эм}$ с возрастанием глубины погружения и большая интенсивность эмиграционного процесса в терригенных комплексах по сравнению с карбонатными на одинаковых глубинах погружения нефтепроизводящих толщ.

По величинам $K_{эм}$ и β остаточных (подвергшихся миграции) битумоидов реконструированы значения битумоидных коэффициентов для исходного (со снятым эффектом эмиграции) и эмигрировавшего битумоидов в расчете сначала на массу ОБ данной стадии катагенеза ($\beta_{исх}$, $\beta_{эм}$), затем — на исходную к началу ГФН массу ОБ ($\beta_{исх}^{ист}$, $\beta_{эм}^{ист}$), что позволило рассчитать интенсивности и установить импульсивный характер процессов генерации и эмиграции битумоидов в ГЗН. В интервале ГЗН девонского терригенного комплекса установлены два основных импульса нефтеобразования: первый с максимумом на глубине 2,3, второй — 3,7 км. Максимумам генерации (3,5 и 2,3%) на тех же глубинах соответствуют максимумы эмиграции (соответственно 1,7 и 2,2%). В разрезе девонского карбонатного комплекса фиксируются также два импульса нефтеобразования с максимумами на глубинах 2,5 и 3,9 км, а максимумы эмиграции (1,5 и 1,8%) сдвинуты относительно максимумов генерации (соответственно 2,2 и 3,1%) примерно на 200 м в сторону увеличения глубин. В изученной части пермского разреза фиксируется один импульс нефтеобразования с максимумом на глубине 2,5 км с совпадающими по глубине максимумами генерации (3,3%) и эмиграции (3,1%).

Величина $\beta_{исх}^{ист}$ характеризует нефтегенерационный потенциал ОБ данного фациально-генетического типа. Установлено, что на нефтеобразование могло пойти 17—18% исходного ОБ преимущественно сапропелевого типа, характерного для девонских отложений, и около 18% смешанного гумусово-сапропелевого типа, распространенного в раннепермских образованиях.

Полученные количественные характеристики процессов генерации микронепти органическим веществом и ее эмиграции могут быть использованы для определения нефтематеринского потенциала палеозойских отложений объемно-генетическим методом и в конечном счете для оценки потенциальных ресурсов УВ.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ПОЛНОТУ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

Ю. В. Черняков, В. С. Сукрушев
Яреганефть, Ярега

В. С. Мелик-Пашаев, В. П. Табаков
ВНИИНефть, Москва

А. М. Фишман
Ухтинский геолого-нефтяной техникум, Ухта

Ярегское нефтяное месторождение расположено в центральной части Коми АССР, юго-западнее г. Ухты. В геологическом строении месторождения принимают участие отложения докембрийской, девонской и четвертичной систем. Промышленно нефтеносными являются песчаники афонинского, старооскольского и пашийского возрастов, объединенные в один эксплуатационный объект — III пласт.

Статистическая обработка анализов по 568 образцам III пласта показывает хорошие коллекторские свойства песчаников. Образцы с проницаемостью более $1,2 \cdot 10^3$ ф. м² и открытой пористостью более 20% составляют 62%.

III пласт имеет неоднородное строение и включает прослои и линзы непроницаемых пород. Нефть под действием сил гравитации стекает к стволам горизонтальных скважин, дебиты которых уменьшаются при наличии непроницаемых аргиллитовых экранов. Влияние этих экранов на извлечение нефти подтверждается оценочными скважинами, пробуренными в процессе разработки. Остаточная нефтенасыщенность увеличивается вблизи аргиллитовых прослоев.

Впервые в практике разработки Ярегского месторождения с целью определения влияния геологического строения на нефтеотдачу пласта нами применен коэффициент слияния зональных интервалов. Зональные интервалы — это песчаные

интервалы пласта, отличающиеся по литолого-стратиграфическому признаку и часто разделенные оргиллитовыми прослоями. В III пласте мы выделяем 4 зональных интервала, хорошо прослеживаемых в пределах разрабатываемых блоков.

I зональный интервал пашийского возраста залегает несогласно на II зональном интервале старооскольского возраста. Средняя толщина его 4 м, пределы изменения от 0,1 до 14 м. Интервал отличается грубозернистым полимиктовым составом, повышенной глинистостью. На 65% он состоит из крупнозернистых и гравелитистых песчаников с гальками. Мелко- и тонкозернистые разновидности песчаников составляют 25% разреза, аргиллиты и алевролиты — до 10%. Грубозернистые песчаники часто не слоистые или имеют неясную горизонтальную слоистость. Полимиктовость песчаников определяется присутствием гравия и галек метаморфических сланцев.

II и III зональные интервалы старооскольского возраста сложены кварцевыми хорошо отсортированными песчаниками. На 90—99% они состоят из полукатанных зерен кварца размером 0,01—0,5 мм. Отличительным признаком II зонального интервала является хорошо выраженная косая (15—20°) слоистость песчаников. Для песчаников III зонального интервала характерна горизонтальная слоистость. Граница раздела II и III зональных интервалов хорошо прослеживается по аргиллитам и алевролитам, которые распространены на большой площади месторождения.

IV зональный интервал афонинского возраста имеет сложное внутреннее строение, отличающееся невыдержанным (линзовидным) переслаиванием различных пород в разрезе. Слагается он обычно тонкозернистыми песчаниками и серыми плотными алевролитами. Следует подчеркнуть резко выраженный верхний контакт этого зонального интервала с перекрывающими его старооскольскими песчаниками.

Для графического изображения геологического строения пласта в пределах разрабатываемого блока строились карты слияния зональных интервалов, на которые наносилось фактическое расположение добывающих скважин.

На основании перечисленного геологического материала для каждой добывающей скважины определялся коэффициент слияния ($K_{сл}$) зональных интервалов в целом по пласту. $K_{сл}$ характеризует степень гидродинамической связи отдельных зональных интервалов и определяется по формуле:

$$K_{сл} = \frac{\sum_{i=1}^{M-1} K_{i,sl}}{M-1}.$$

В пределах блока III выделяются три участка неоднородного строения с различными $K_{\text{сд}}$. При больших запасах нефти на участке 3 (см. таблицу) нефтеотдача выше в результате более однородного строения пласта ($K_{\text{сд}}=1$), т. е. при $K_{\text{сд}}=1$ прирост нефтеотдачи является максимальным. Эти данные, подтвержденные материалами по оценочной скважине, свидетельствуют, что коэффициент нефтеотдачи, принятый в настоящее время для термошахтного метода, на отдельных участках однородного строения может достигнуть гораздо большей величины.

Таким образом, в результате проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

неоднородность строения продуктивных отложений Ярегского месторождения определяется оргиллитовыми прослоями, разделяющими зональные интервалы;

зональные интервалы выделяются по литологостратиграфическому признаку, причем количество зональных интервалов может уменьшаться в зависимости от нефтенасыщенной толщины;

полнота извлечения нефти термошахтным методом в значительной мере зависит от коэффициента слияния зональных интервалов. На участках однородного строения прирост нефтеотдачи больше в три раза.

Достигнутый прирост нефтеотдачи
на участках неоднородного строения

Участок	Площадь, га	Коэффициент слияния	Достигнутый прирост нефтеотдачи, усл. ед.
1	2,1	0,4	100
2	3,6	0,54	250
3	8,2	1	300

Примечание. Нефтеотдача по участку I принята за 100%.

<i>Ростовщиков В. В., Прохоров С. А., Бушуев А. С., Вирон Р. И., Тарасов П. П.</i> Новые геолого-геофизические данные о строении Хорейвер-Морейской нефтегазоносной области в связи с перспективами дальнейшего развития поисково-разведочных работ на нефть и газ	3
<i>Головань А. С., Шафран Е. В., Коваленко В. С.</i> Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности нового Южно-Хорейверского района	8
<i>Цехмейстрюк А. К.</i> Проблемы оптимизации нефтеразведочных работ в южных районах Тимано-Печорской провинции	15
<i>Ярлов В. А., Горецкий С. Н., Нотов В. И., Сосенко В. Л., Тюнетин С. П., Вагатырев В. В., Юрьева З. П.</i> Перспективы нефтегазоносности депрессий северной части Тимано-Печорской провинции	19
<i>Громова В. И., Буровой А. М., Куренков Н. Т., Меннер В. В., Поделько Е. Я.</i> Критерии прогноза месторождений нефти и газа в палеозойских отложениях Тимано-Печорской провинции	24
<i>Данилевский С. А., Богацкий В. И., Жданов Э. Л., Абраменко Г. И.</i> Нефтегазоносные комплексы Тимано-Печорской провинции, их генерационный потенциал и некоторые закономерности размещения зон нефтегазонакопления	30
<i>Холодилов В. А., Меньшин А. Г.</i> Особенности геологического строения и газоонефтеносность внешней структурной зоны Косью-Роговской впадины	36
<i>Вокучев Л. А., Савельева А. А.</i> Распространение высоковязких нефтей в Тимано-Печорской провинции и их значение для развития нефтедобывающей отрасли	41
<i>Малышев Н. А., Горбань В. А., Майдль Т. В.</i> Зоны нефтегазонакопления в ордовикско-нижнедевонских отложениях Печорского бассейна	44
<i>Никонов Н. И., Соловьева Л. И.</i> Перспективы нефтегазоносности верхнепермских аллювиально-дельтовых песчаников	50
<i>Белыева Н. В., Жамчугова В. А., Малышева Е. О.</i> Условия формирования высокосолевых коллекторов верхнего палеозоя Печорского нефтегазоносного бассейна	56
<i>Ражков Г. Ф., Окнова Н. С., Коцюба О. Д., Коцюба Э. И., Геращенко И. Л., Любина Ю. Н., Вавилина А. А.</i> Основные результаты и перспективы поисков неантиклинальных ловушек углеводородов в верхнепермских терригенных отложениях севера Тимано-Печорской провинции	61
<i>Гейро С. С., Дьяконова А. И., Родыгин В. Р.</i> К обоснованию новых направлений и объектов поиска газовых и га-	

законодеснатных месторождений в Верхнепечорской впадине
Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции 65.

Гобанов Л. А., Канев Н. И., Шумов В. С. Перспективы
поисков залежей нефти и газа в верхнедевонском и каменно-
угольном карбонатных комплексах Тимано-Печорской про-
винции 70.

Неевская Н. М., Введенская А. Я., Неевский В. В., Ста-
ростин В. К. Прогноз термобарических условий Тимано-Пе-
чорской провинции на больших глубинах в связи с фазовым
состоянием и оценкой ресурсов углеводородов 77.

Трифачев Ю. М., Шевченко Р. Е. Геохимические пока-
затели газовой составляющей как критерии расшифровки
условий формирования залежей Колвинского мегавала 83

Андреев Г. И. Углеводородный состав нефтей Печоро-
Колвинского аэлакогена 86.

Ларионова З. В. Особенности распространения коллекто-
ров в нижнефранских отложениях Тимано-Печорской провин-
ции 89.

Тарбаев В. И., Воинов А. С., Сизков С. Н., Шумов А. С.,
Болжисева Т. П. Перспективы газоносности внутренней зоны
Предуральского краевого прогиба 91.

Удовиченко Л. А. Геологическая эволюция севера Пе-
чорской синеклизы в триасе и ее влияние на распределение
залежей нефти и газа 93

Еременко В. И. Системный анализ осадочных бассейнов
и прогноза их нефтегазоносности 96

Елохин В. П. Особенности геологического строения и неф-
теносность Харьягинского месторождения 99.

Некрасов Л. А., Гаджиева Л. В. Особенности выделения
эксплуатационных объектов в разрезе многопластового
Харьягинского месторождения 102

Никонов Н. И., Плешков А. Ф. Особенности строения
и условия формирования нижнепермских рифов в северных
районах Тимано-Печорской провинции 105.

Галкин А. И., Коваленко В. С. Особенности строения
резервуаров нефти и газа верхнеизейско-нижнепермского
нефтегазоносного комплекса в северных районах Тимано-Пе-
чорской провинции 108.

Щиголов Н. А. Результаты геолого-разведочных работ в
южной части Варандей-Адышской структурной зоны и се-
верной части Косью-Роговской впадины 111.

Фирер Г. М. Рекогносцировочное бурение — важный вид
нефтегазописковых работ 115.

Бескровная О. В., Гроссгейм В. А., Козицкий В. А. Усло-
вия формирования и прогнозирования ловушек нефти и газа
литологического и стратиграфического типов в Тимано-Пе-
чорской провинции (на примере среднедевонских отложений) 118

Лысенко Г. П. Ресурсы водоразтворенных газов Верхне-
печорской впадины 121

Чахмахчев В. А., Тихомиров В. А., Поделько Е. Я.	
ноз фазово-генетических типов залежей среднедевонских пермоярбоновых отложений Тимано-Печорской провинции	124
Бабалин Г. Г., Калмыков Г. С., Борисов А. В., Вокруг Л. А., Овчинников Э. Н.	
Перспективы Тимано-Печорской провинции на природные битумы	127
Николаев Ю. Д., Римских В. Ф., Кожухарь А. А., Овчарова Т. А.	
Перспективы газоносности глубоких горизонтов Верхнепечорской впадины по данным комплексного изучения разреза	130
Пронин С. В.	
Экономическая оценка прогнозных ресурсов нефти Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции	133
Неская Н. М., Моисеева У. И., Смыслов А. А., Муромова Г. Ф.	
Геотермические условия Тимано-Печорской провинции в связи с нефтегазоносностью	136
Балашова М. М., Атласман Ю. Е., Денисов А. И.	
Программа исследований Сысольско-Коми-Пермской антеклизы	139
Зытнер Ю. И.	
Водорастворенные йод и бикарбонаты как показатели нефтегазоносности структур Большеземельского бассейна	142
Малышев Н. А.	
Эволюция региональных разломов Печорского бассейна и их влияние на нефтегазоносность	145
Ткачев Ю. А., Пунегов А. И., Безменова О. Г.	
Повышение достоверности разведки и оценки запасов нефти с помощью статистических методов и ЭВМ	147
Горбань В. А.	
Основные этапы нефтегазообразования в нижнепалеозойских отложениях Печорского бассейна	149
Удов В. Ф., Аминов Л. З.	
Масштабы эмиграции битумов из нефтепроизводящих пород Печорского бассейна	150
Пименов В. А.	
Региональные и зональные покровы Печорского НГБ	155
Майлов Г. Г.	
Формирование карбонатных комплексов нижнепалеозойского нефтегазоносного комплекса	158
Тимошина Н. Н.	
Критерии выявления газогидратных залежей при нефтегазопроисловых работах в Печорском бассейне	161
Удов В. Ф.	
Оценка нефтематеринского потенциала органического вещества палеозойских отложений Печорского бассейна	163
Черняков Ю. В., Сукрушев В. С., Мелик-Пашаев В. Г., Табаков В. П., Фишман А. М.	
Особенности геологического строения продуктивных отложений Ярегского месторождения и их влияние на полноту извлечения нефти	167