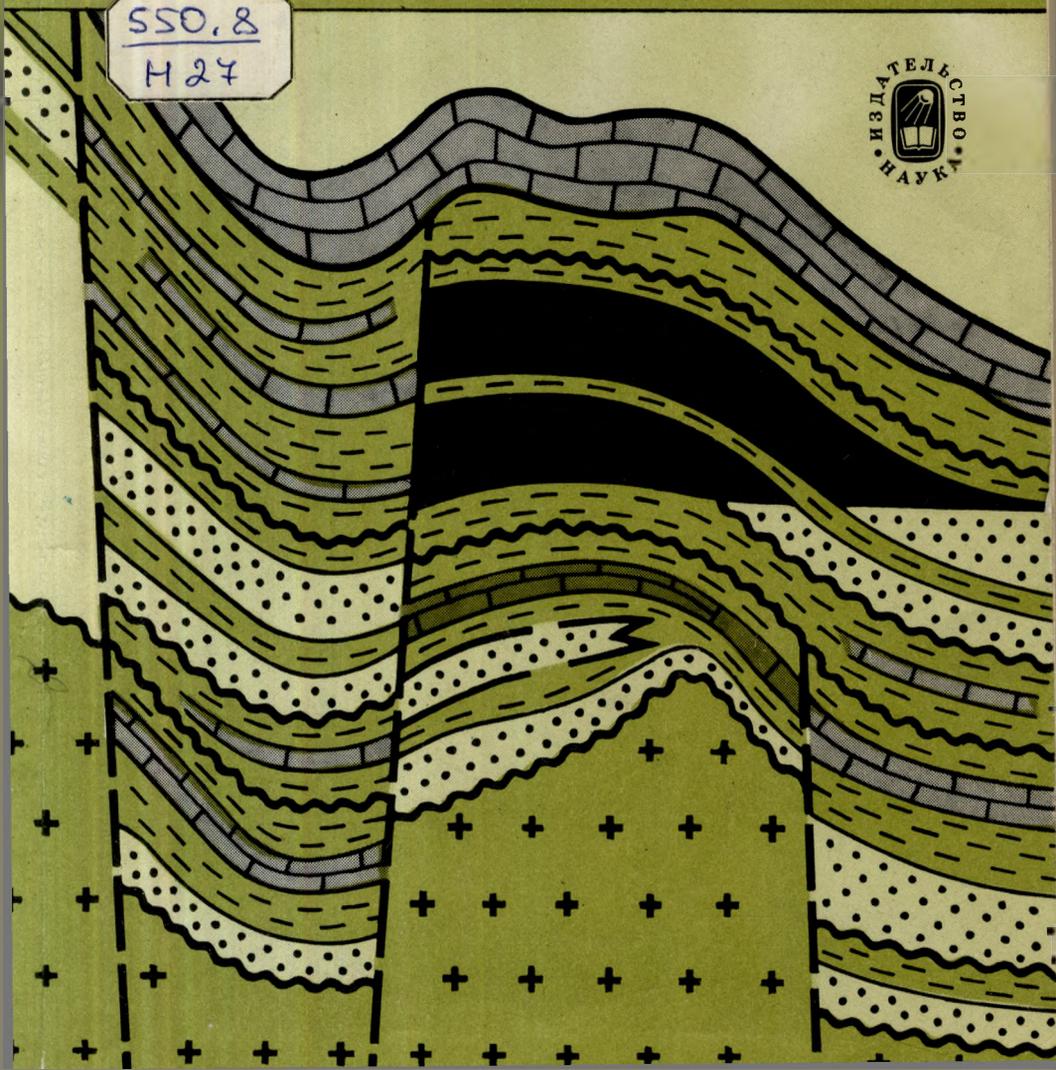


Направления и методика поисков и разведки нефти и газа

550.8

И 27



АКАДЕМИЯ НАУК СССР
МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

**Направления
и методика
поисков и разведки
нефти и газа
(юго-восток
Русской платформы)**

Ответственные редакторы:

кандидат геолого-минералогических наук
В.И. ГРОМЕКА,

кандидат геолого-минералогических наук
Л.Л. КАЗЬМИН



МОСКВА
"НАУКА"
1985

Направления и методика поисков и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы). — М.: Наука, 1985. — 94 с.

Сборник посвящен актуальным вопросам нефтепоисковой геологии и геофизики: новым направлениям поисково-разведочных работ в юго-восточных районах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции — грабенообразным прогибам, рифогенным сооружениям, древним толщам осадочного чехла и др. Рассмотрены пути совершенствования геологических и геофизических методов. Особое внимание уделено невзрывным источникам возбуждения сейсмических волн, применению геоакустики для выявления рифогенных тел, методике комплексного прогноза карбонатных отложений в районах с высокой степенью разведанности. Затронуты вопросы подтверждаемости запасов и экономической эффективности научных исследований в области нефтяной геологии.

Рецензенты:

К.Б. Аширов, А.И. Чистовский

УДК 550.8.012

*В.Н. Андреев, Л.Л. Казьмин, С.С. Коноваленко
В.А. Поляков, И.С. Ткаченко*

ПУТИ ДАЛЬНЕЙШЕГО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Геологоразведочные работы на нефть и газ проводятся в крупных регионах с 1979 г. по комплексным программам, охватывающим все стадии разведочного процесса (от научного обоснования поисков и разведки до подготовки разведанных месторождений к разработке) и деятельность всех участвующих в нем геологических организаций. Опыт первых пяти лет показывает, что комплексное проектирование является прогрессивной формой организации геологоразведочных работ и повышения их эффективности. В значительной степени именно благодаря внедрению ее в практику геологоразведочных работ в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции удалось за эти годы стабилизировать выполнение основных геологических заданий и удержать эффективность поисково-разведочных работ на достаточно высоком уровне, а также создать предпосылки для успешного решения задач по обеспечению добывающих предприятий разведанными запасами нефти и газа.

В результате проведения региональных геофизических и аэро-геологических исследований, параметрического бурения, опытно-методических работ, направленных на повышение разрешающей способности сейсморазведки и на разработку методики поисков залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа, получены новые данные, уточняющие геологическое строение и перспективы нефтегазоносности отдельных территорий провинции.

В Соликамской депрессии Предуральского краевого прогиба устанавливается идентичность строения протяженной зоны, включающей ряд известных месторождений в центральной, а также южной ее частях, что расширяет перспективы нефтеносности.

Выявлены новые зоны нефтегазоносности, связанные с дизъюнктивными дислокациями типа горстов и грабенов в пределах Южно-Татарского свода и Благовещенской впадины. Устанавливается связь

нефтегазоносности с аналогичными линейными зонами на северо-восточном склоне Башкирского свода. Новые грабенообразные прогибы намечаются в Мелекесской и Бузулукской впадинах и на Жигулевско-Пугачевском своде.

Устанавливается широкое развитие девонских, турнейских, визейских, башкирских и пермских эрозионных врезов, контролирующих размещение залежей нефти на многих направлениях работ в южной части провинции. Подтверждена перспективность карбонатных девонских отложений на юге Бузулукской впадины (Зайкинское газо-нефтеконденсатное месторождение).

Бурением параметрических скважин установлено наличие пластов-коллекторов в рифейско-вендских отложениях Калтасинского и Серноводско-Абдулинского авлакогенов, в пластовых водах которых содержится углеводородный воднорастворимый газ; вскрыты разуплотненные зоны в кристаллическом фундаменте.

Рассматривая проделанную работу лишь как первый опыт, авторы считают, что имеются условия для дальнейшего совершенствования геологоразведочных работ.

Известно, что геологоразведочные работы в пределах провинции ведутся не повсеместно и не с одинаковой интенсивностью. Выделяются основные, или главные, направления, на которых концентрируются максимальные объемы работ и приращивается основное количество промышленных запасов нефти, и прочие, используемые как для прироста дополнительных запасов, так и для получения новых геологических данных, т.е. для создания задела на будущее.

За основные направления геологоразведочных работ в Волго-Уральской провинции приняты литолого-стратиграфические комплексы в пределах крупных тектонических структур: сводов, впадин, депрессий (Башкирский и Южно-Татарский своды, Верхнекамская, Благовещенская и Бузулукская впадины, Соликамская и Мраковская депрессии).

Однако и в пределах каждого из этих направлений не вся территория одинаково перспективна, поэтому геологоразведочные работы концентрируются в некоторых обособленных зонах или протяженных линейных структурах, нередко выходящих за пределы геотектонических областей. К ним относятся тектонические и биогермные валы¹, эрозионные врезы, грабенообразные прогибы и горстовидные поднятия.

Большой интерес представляют также зоны выклинивания и литолого-фациального замещения терригенных пород на бортах Камско-Кинельской системы прогибов и на склонах древних сводов и выступов фундамента.

В настоящее время наиболее значительные открытия приходятся на территории, находящиеся на стыке крупных структур: Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины, Жигулевско-Пугачевского свода и Бузулукской впадины, Башкирского свода, Верхнекамской

¹ В случае развития биогермов правильнее использовать термин "валообразное поднятие". — *Примеч. ред.*

впадины и Бирской седловины и др. По значению они представляют первоочередные объекты геологоразведочных работ.

Другим важнейшим источником повышения эффективности поисков нефти становится совершенствование всех сторон геологопоискового процесса, призванного надежно обеспечить глубокое бурение перспективными ресурсами категории С₃, достаточными для выполнения планов по приросту промышленных запасов. Для этого необходимо решение следующих задач.

1. Усилить концентрацию работ по подготовке различных типов ловушек нефти в палеозойских отложениях на главных направлениях, связанных со структурными элементами крупного и особенно среднего порядка, обладающих высокой плотностью неразведанных ресурсов.

2. Повысить успешность поисков месторождений нефти за счет большей надежности подготовки поднятий, особенно сейсморазведкой, а также в результате использования рационального комплекса геолого-геофизических методов. Не допускать ввод в поиски неподготовленных, в том числе так называемых рекомендованных без достаточного основания структур.

3. Повысить достоверность оценки ресурсов нефти категории С₃ на поднятиях, находящихся в фонде подготовленных.

4. Разработать методику выявления и подготовки: а) локальных поднятий в рифейско-вендских отложениях и в верхней части кристаллического фундамента; б) неантиклинальных ловушек различных типов.

Успешное решение проблемы подготовки перспективных объектов для поискового бурения во многом связано с рациональным размещением сейсморазведки и структурного бурения — преимущественно в пределах отмеченных выше обособленных структурных зон, обладающих, как правило, более крупными линейными размерами локальных поднятий и хорошей их выраженностью в геологическом разрезе.

Актуальными остаются поиски крупных ловушек нефти, возможность открытия которых имеется в Предуральском краевом прогибе и на территории северного борта Прикаспийской синеклизы и прилегающей к нему южной части Бузулукской впадины.

Для увеличения в фонде подготовленных к бурению поднятий доли более перспективных средних (крупных) по размерам и запасам структур необходимо в возможно короткий срок решить задачу по надежному картированию сейсморазведкой терригенных отложений девона, выявлению в них разрывных нарушений (грабенообразных прогибов, горстовидных валов) и отдельных выступов фундамента.

Необходимо разработать критерии подготовленности поднятий к бурению с учетом оптимальных объемов сейсморазведочных работ. При этом должна быть дана оценка их надежности по каждому выделенному отражающему горизонту, поскольку от этого зависит расчет количества перспективных ресурсов и определение проектной глубины рекомендуемых к бурению поисковых скважин.

В районах со сложными сейсмогеологическими условиями целе-

сообразно комплексирование сейсморазведки со структурным бурением по опыту работ в Башкирской АССР. При этом структурные скважины необходимо размещать на выявленных сейсмомаксимумах по такой системе и бурить на такую глубину, чтобы они решали одновременно задачи изучения верхнего структурного плана и могли быть использованы как параметрические для детальной сейсморазведки. Наиболее благоприятные предпосылки для размещения структурного бурения имеются на сводах, менее благоприятные — во впадинах Волжско-Камской антеклизы.

Необходимость увеличения объемов геологопоисковых работ с целью повышения темпов подготовки поднятий имеется практически на всей территории провинции, что связано с наблюдающейся тенденцией уменьшения размеров выявляемых структур и их средних запасов (категории C_3). Для определения оптимальных годовых заданий по подготовке поднятий к бурению в каждом районе требуется дальнейшее совершенствование методики расчета перевода ресурсов из перспективных категорий (C_2, C_3) в промышленные (BC_1).

Актуальной задачей остается проведение во всех районах провинции региональных работ, которые должны выполняться параллельно с геологопоисковыми работами и быть направленными на продолжение изучения глубинного строения перспективных территорий (девонских, рифейско-вендских отложений и кристаллического фундамента). Особенно важным является выделение структурных зон с целью создания в дальнейшем надежного фронта работ для детальной сейсморазведки и структурного бурения.

И, наконец, весьма важное значение для дальнейшего совершенствования поисково-разведочных работ имеет безусловное выполнение намеченного объема глубокого бурения, совершенствования методики и сокращения сроков разведки месторождений, особенно мелких, для которых целесообразно перенесение задач доразведки после бурения первой (второй) скважины на эксплуатационное бурение. Определенную роль играет также улучшение структуры глубокого метража, т.е. постоянное поддержание более высоких темпов поискового бурения по сравнению с разведочным. При разведке месторождений необходимо снижать число непродуктивных скважин, опираясь на прогноз возможного типа нефтяных ловушек и ожидаемого положения контура залежи.

Отмеченные выше основные направления геологоразведочных работ на нефть в Волго-Уральской провинции — Южно-Татарский, Башкирский своды, Верхнекамская, Бузулукская впадины и Соликамская депрессия сохраняют свое геологическое значение в качестве важных объектов работ и на перспективу. Большая доля неразведанных ресурсов на их территории сосредоточена в четырех нижних комплексах пород: терригенном девонском, карбонатном верхнедевонско-турнейском, терригенном нижнекаменноугольном и карбонатном окско-башкирском.

На газ работы будут проводиться в основном в Мраковской депрессии (Башкирия) с последующим развитием в Юрюзано-Сылвенской депрессии.

В восточной части Южно-Татарского свода и в Благовещенской впадине поиски нефти и газа будут постепенно смещаться в сторону Предуральского прогиба. На обоих этих направлениях, а также в Бузулукской впадине перспективными являются, кроме того, слабоизученные нижнепермские отложения, залегающие на небольшой глубине и представляющие резерв для наращивания ресурсов.

На основных направлениях работ значительно повысились перспективы нефтеносности терригенных отложений девона в результате установления широкого распространения девонских грабенообразных прогибов и горстовидных валов на всей территории провинции. Поэтому необходимо усилить поиски залежей на них не только в Башкирии и Татарии, но также в Пермской, Куйбышевской и Оренбургской областях — за счет более широкого использования региональных и детальных геофизических методов.

На прочих направлениях существенно повысилось поисковое значение северо-западных частей Бымско-Кунгурской, Висимской впадин (Пермская область) и юго-восточной части Жигулевско-Пугачевского свода (Куйбышевская область). Перспективными остаются также Салмышская впадина, Юрюзано-Сылвенская и Верхнепечорская депрессии.

Направлениями с невыясненными перспективами нефтеносности являются отложения девона и нижнего (среднего) карбона на западе провинции — в пределах западного борта Мелекесской впадины, Северо-Татарского свода, восточного борта Токмовского свода и Казанско-Кировского авлакогена.

Для успешного решения указанных задач необходимо продолжить совершенствование авторского надзора за внедрением комплексных программ со стороны производственных объединений, геофизических трестов и территориальных институтов. Для этого следует улучшить анализ новой информации по геологическому строению и нефтегазоносности отдельных районов, причин отрицательных результатов поисково-разведочных работ на отдельных направлениях и объектах, соответствия проектных и фактических методик исследований, технологии бурения скважин и промыслово-геофизических исследований, усилить также обмен положительным опытом работы между отдельными районами.

Большая роль в решении этих задач принадлежит геологической науке. Анализ геологоразведочных работ и их эффективности, обобщение геологических, геохимических и геофизических материалов для изучения закономерностей формирования и размещения зон скопления углеводородов с целью определения участков их максимальной концентрации позволит более обоснованно производить выбор (корректировку) основных направлений.

А.П. Пилов, А.П. Шиповский, Г.И. Алексеев, В.Н. Андреев,
А.А. Горелов, Л.Л. Казьмин, В.А. Кощеев

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ЖИГУЛЕВСКО-ПУГАЧЕВСКОМ СВОДЕ, КОНТРОЛИРУЕМЫХ ГРАБЕНООБРАЗНЫМИ ПРОГИБАМИ

В Куйбышевском Поволжье выявлено значительное количество нефтяных месторождений, контролируемых грабенообразными прогибами. Дальнейшие перспективы поисков новых месторождений нефти определяются степенью изученности строения, условий формирования и закономерностей размещения грабенообразных прогибов и связанных с ними локальных поднятий.

Грабенообразные прогибы наиболее широко развиты в пределах Жигулевско-Пугачевского свода и прилегающего к нему западного борта Бузулукской впадины [1, 2]. Здесь поверхность кристаллического фундамента в региональном плане погружается от палеовершины свода на юго-восток от абс. отм. —2010 м на Томыловской площади (скв. 29) до —3184 м на Бариновской площади (скв. 7). Общая амплитуда погружения 1174 м. Погружение происходит не плавно, а прерывисто, ступенеобразно (рис. 1, см. вкл.). Относительное погружение ступеней с запада на восток по фундаменту 100—200 м. По горизонтам осадочного чехла амплитуда погружения слоев уменьшается снизу вверх. Так, по кровле пашийского горизонта она составляет 996 м, бобриковского — 608 м, верейского — 556 м, пермских отложений — 299 м. Вверх по разрезу ступенеобразное погружение слоев постепенно сменяется почти моноклинальным наклоном.

Выявленные и намечаемые грабенообразные прогибы (рис. 2) представляют собой отрицательные структуры линейного типа, характеризующиеся четкой пространственной ориентировкой. Они простираются в северо-восточном направлении, располагаясь друг от друга на расстоянии 7—15 км; в плане имеют прямолинейное простираение, однако на отдельных участках резко меняют свое направление. Длина их 30—80 км и более, ширина 0,8—2,5 км, глубина на поверхности фундамента до 130—140 м. Прогибы выполнены в основном терригенными отложениями девона. В их осевых частях наблюдается увеличение мощности и стратиграфической полноты разреза за счет появления нижних горизонтов осадочного чехла. Это свидетельствует о древнем заложении прогибов, т.е. они начали формироваться в эйфельско-живетско-раннефранское время, а возможно и в более ранний период.

Ко времени отложения девонского терригенного комплекса пород процесс пенепленизации поверхности фундамента здесь еще не был завершен. На фоне общего наклона этой поверхности на юг и юго-восток выделялись гряды и отдельные выступы, разделенные узкими прогиба-

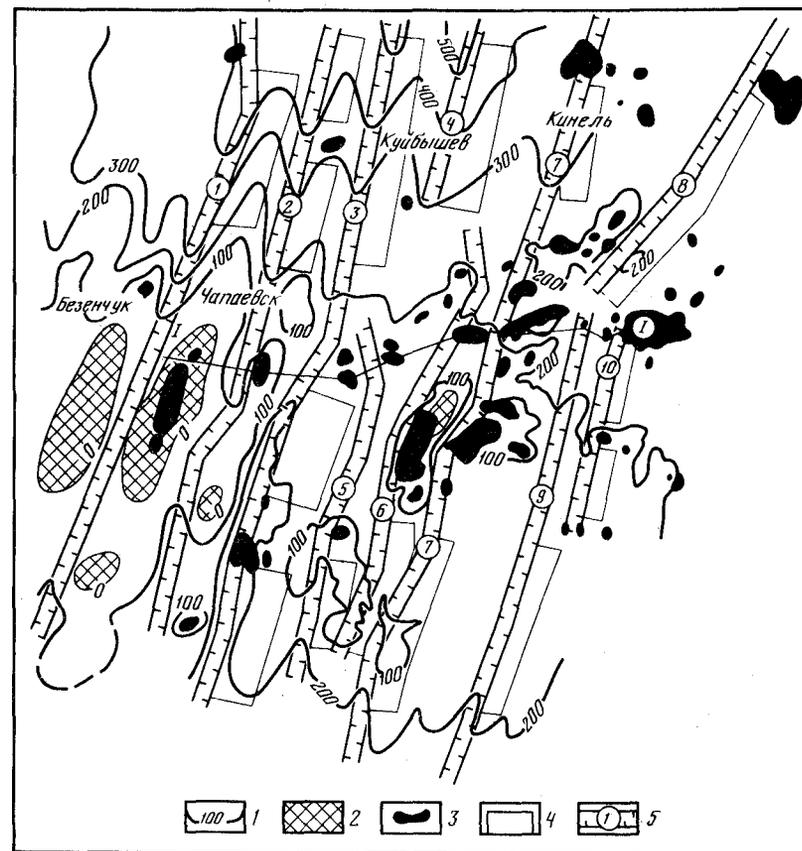


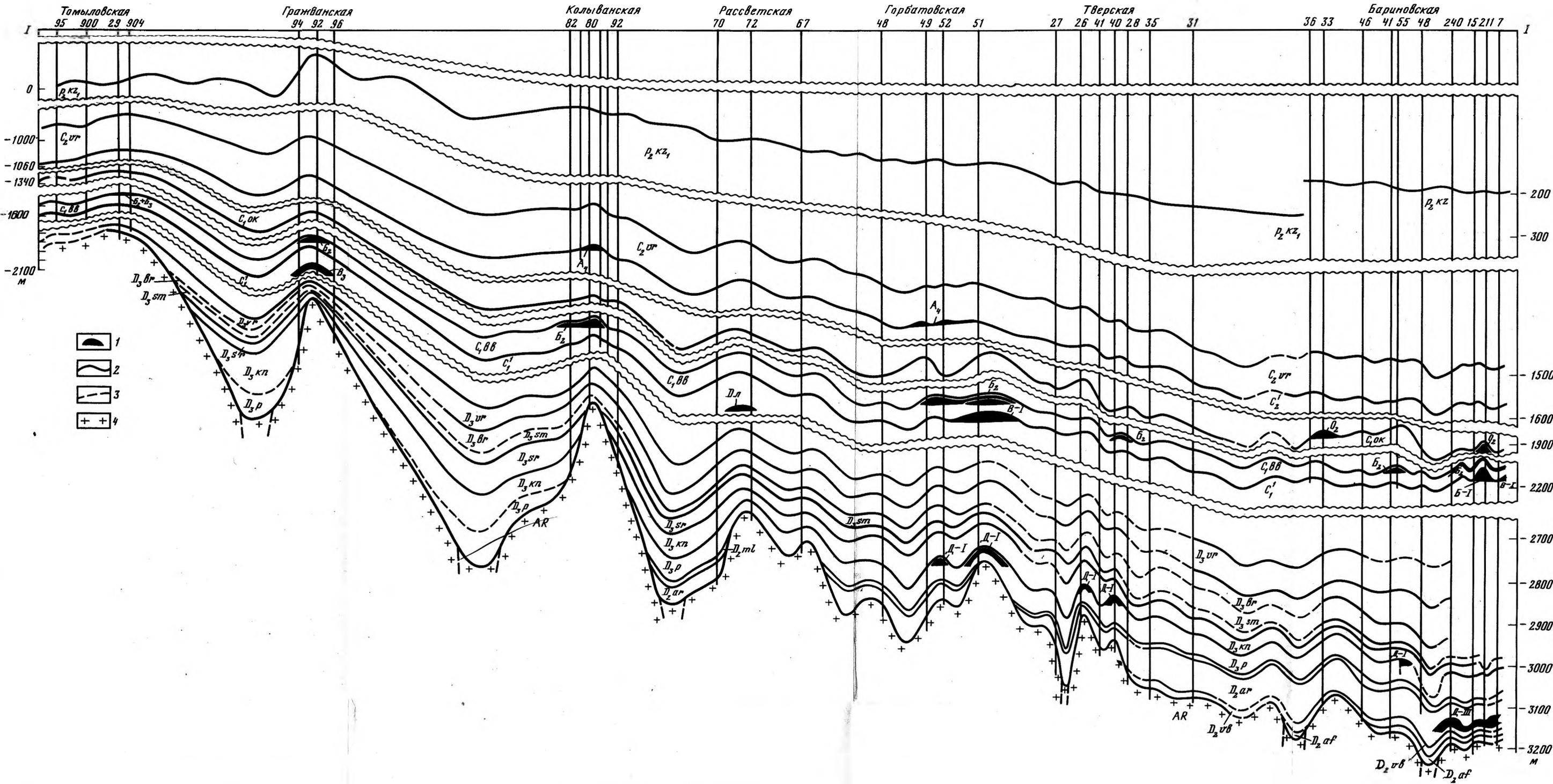
Рис. 2. Схема расположения перспективных участков для постановки первоочередных геолопоисковых работ

1 — изопакиты терригенных отложений девона (в м); 2 — зоны отсутствия терригенных отложений девона; 3 — выявленные месторождения нефти; 4 — участки для постановки первоочередных геолопоисковых работ; 5 — выявленные и намечаемые грабенообразные прогибы (цифры в кружках): 1 — Покровский, 2 — Гражданский, 3 — Медведевско-Тепловский, 4 — Водинский, 5 — Красноармейский, 6 — Дзержинский, 7 — Карагайско-Никольский, 8 — Атамановско-Репьевский, 9 — Ново-светско-Парфеновский, 10 — Желябовский. 1—1 линия геологического разреза

ми. Эти формы рельефа фундамента определяют строение перекрывающих его девонских отложений, которые постепенно их сnivelировали.

Выше лежащие карбонатные породы девона, нижнего и среднего карбона в Карагайско-Никольском, Медведевско-Тепловском и других прогибах имеют повышенную мощность, что, видимо, обусловлено развитием биргермов. В результате прогибы постепенно выполаживаются и выше среднего карбона практически не прослеживаются.

Образование грабенообразных прогибов, вероятно, связано с возникновением в теле фундамента протяженных дизъюнктивных нарушений северо-северо-восточного простираения, по которым происходило погружение пород в осевой части прогибов и формирование гра-



К ст. А.А. Пилова, А.П. Шиповского и др.

Рис. 1. Схематический геологический разрез юго-восточного склона Жигулевско-Пугачевского свода
 1 — залежи нефти; 2 — стратиграфические границы; 3 — предполагаемые разломы в фундаменте; 4 — породы фундамента.
 Над профилем даны названия скважин и их номера

бенов (микрограбенов). Однако прогибы также могли формироваться и вблизи одного или нескольких разломов, по которым происходило ступенчатое перемещение блоков фундамента. При этом восточные края блоков погружались более интенсивно, чем западные.

Протяженные линейные разломы были осложнены системой субширотных относительно коротких разломов, которые секут прогиб и прилегающие к нему участки на отдельные блоки. Не исключается, что к тектонически нарушенным зонам могли приспособить свое ложе водные потоки, превратив их в эрозионные долины. Однако следует отметить, что эрозионный фактор не играл главной роли в формировании грабенообразных прогибов, так как они ориентированы почти перпендикулярно юго-восточному палеосклону Жигулевско-Пугачевского свода, а следовательно, преимущественному направлению водных потоков.

Признаками грабенообразных прогибов являются: повышенная стратиграфическая полнота разреза за счет наращивания нижних горизонтов осадочного чехла, линейное простирание зон увеличенной мощности терригенных отложений девона, низкое гипсометрическое положение опорных горизонтов терригенного девона, линейное расположение локальных поднятий, повышенная битуминозность карбонатных пород кыновского горизонта в осевой части прогиба, наличие дизъюнктивных нарушений в фундаменте, а возможно, и в осадочном чехле.

Глубоким бурением и сейсморазведкой на рассматриваемой территории выявлено более 50 локальных поднятий. Они в основном располагаются на относительно приподнятых блоках фундамента, ограниченных грабенообразными прогибами.

Локальные поднятия, расположенные в пределах палеовершины Жигулевско-Пугачевского свода (Покровское, Гражданское и др.), имеют большую амплитуду и четкую структурную форму по всему разрезу, часто хорошо выражены в верхнем структурном плане, простираются в субмеридиональном направлении, что согласуется с простиранием грабенообразных прогибов.

Локальные поднятия юго-восточного склона Жигулевско-Пугачевского свода и прилегающего к нему борта Бузулукской впадины (Карагайское, Колыванское, Горбатовское, Гайдаровское и др.) имеют сравнительно небольшие размеры, характеризуются сложной конфигурацией и изрезанными очертаниями. Их простирание самое разнообразное — от субширотного (Гайдаровское) до субмеридионального (Дзержинское). Они преимущественно прослеживаются лишь в нижних горизонтах осадочного чехла, а в верхних представлены моноклинально, террасой или структурным носом и поэтому относятся к погребенным.

Различие в строении локальных поднятий палеовершины свода и его юго-восточного склона обусловлено особенностями формирования эрозионно-тектонических выступов фундамента, являющихся ядрами этих поднятий. Перед накоплением девонских осадков в пределах палеовершины Жигулевско-Пугачевского свода практически отсутствовал наклон поверхности фундамента, что значительно затрудняло денудационные процессы, снос продуктов выветривания и образование

расчлененного рельефа. На склонах же свода существовали благоприятные условия для эрозионных процессов и сноса продуктов выветривания водными потоками, которые могли приспособить свое русло к поперечным разломам, осложняющим грабенообразные прогибы. В результате сформировалась сильно расчлененная поверхность фундамента, где выделялись многочисленные локальные выступы различных размеров, разной высоты и конфигурации. Затем они были сnivelированы накапливающимися девонскими осадками и явились ядрами структур облекания и уплотнения.

Локальные выступы фундамента достигают значительной высоты — от 114 м (Гайдаровское поднятие) до 340 м (Гараевское поднятие). На их склонах обычно залегают более древние породы, чем в своде. Вершины выступов северо-западного борта Бузулукской впадины перекрываются в основном живетскими отложениями (Кудиновское, Тверское, Восточное поднятия), а палеовершины Жигулевско-Пугачевского свода — воронежскими отложениями (Покровское поднятие). В большинстве же случаев на вершинах локальных выступов фундамента залегают нижефранские образования.

Залегание разновозрастных пород на выступах фундамента дает основание считать, что еще до накопления терригенных отложений девона существовал наклон поверхности от палеовершины Жигулевско-Пугачевского свода в сторону его склонов, хотя и не такой значительный, как в настоящее время. Локальные поднятия восточной части рассматриваемой территории занимали более низкое гипсометрическое положение, чем западные. Трансгрессия девонского моря проходила в условиях сильно расчлененного рельефа морского дна. Прибрежно-морские эпиконтинентальные осадки наиболее интенсивно накапливались в прогибах и на крыльях локальных поднятий, где могли формироваться песчаные осадки значительной мощности, в которых позднее формировались стратиграфические ловушки.

По вышележащим отложениям девона и карбона вершины многих локальных поднятий (Кудиновского, Гайдаровского, Медведевского и др.) смещены в сторону прогибов на расстояние до 2,5 км, что обусловлено накоплением повышенной мощности карбонатных пород в прогибах, возможно, в результате развития биогермов.

На многих локальных поднятиях (Кудиновском, Карагайском, Медведевском, Тверском и др.) выявлены промышленные залежи нефти в терригенных отложениях девона (пласты Д-III, Д-II, Д-I, Дк и др.). Широко развиты залежи в пластах D_{3br}, D_{3vr}, Дл, В₁ карбонатных отложений девона и нижнего карбона (Дзержинское, Колыванское, Покровское, Гражданское и другие месторождения). Промышленные залежи нефти также выявлены в пластах Б₃, Б₂, Б₁, Б₀, О₂, А₄, А₃, А₁ нижнего и среднего карбона. Типы залежей: структурные, структурно-литологические, структурно-стратиграфические. Большинство месторождений — многопластовые. Они содержат 2—10 залежей. Наибольшее количество залежей (7—10) выявлено на Горбатовском и Покровском месторождениях. Установлено, что девонские залежи нефти приурочены к бортам прогибов, а каменноугольные часто располагаются и в самих прогибах (Медведевское, Гайдаровское месторождения), что обусловлено смеще-

нием сводов локальных поднятий в сторону прогибов по верхним горизонтам осадочного чехла.

Приведенные материалы свидетельствуют о широком развитии на рассматриваемой территории залежей нефти в девонских и каменноугольных отложениях, и в том числе связанных с грабенообразными прогибами. Это дает основание высоко оценивать перспективы открытия новых месторождений нефти в пределах Жигулевско-Пугачевского свода и примыкающего к нему юго-западного борта Бузулукской впадины. На рис. 2 показаны участки для постановки первоочередных геологопоисковых и поисковых работ с целью выявления новых месторождений нефти, контролируемых грабенообразными прогибами. При проведении поисково-разведочных работ необходимо учитывать возможность появления новых частей разреза на далеком погружении крыльев и периклиналей поднятий, иначе часть литологических и структурно-стратиграфических залежей может остаться неоткрытой.

ЛИТЕРАТУРА

1. Поляков В.А. Направления поисков нефтяных залежей в девонских отложениях на юго-восточном склоне Жигулевско-Пугачевского свода. — В кн.: Проблемы геологии нефти. М.: ИГиРГИ, 1977, вып. 12, с. 33—39.
2. Алексеев Г.И., Андреев В.Н., Горелов А.А. и др. Перспективы поисков погребенных нефтегазоносных структур в Куйбышевском Поволжье. — Геология нефти и газа, 1982, N 10, с. 5—9.

УДК 551.3:553.982(470.43)

В.А. Поляков, Г.Н. Чирук, О.В. Кочубенко,
А.И. Корягина, М.В. Шурунов

СИСТЕМЫ ДЕВОНСКИХ ГРАБЕНООБРАЗНЫХ ПРОГИБОВ В КУЙБЫШЕВСКОЙ ОБЛАСТИ

Девонские грабенообразные прогибы (ДГП) и сопряженные с ними девонские горстовидные валы (ДГВ), впервые выделенные в Башкирии и Татарии в качестве перспективных зон нефтенакпления, являются важнейшими объектами поисково-разведочных работ в Волго-Уральской провинции [1—7].

В Куйбышевской области ДГП известны давно и подтверждены глубоким бурением, но их строение и закономерности распространения изучены слабо, что не позволяет выделить эти прогибы в самостоятельное направление поисков нефти. Впервые как тектонические образования они были описаны С.И. Новожиловой по данным глубоких скважин в зоне Жигулевско-Самаркинской дислокации, а позднее обнаружены и в других районах области.

В настоящее время на территории области известно 32 прогиба, выделенных с различной достоверностью по данным бурения и гео-

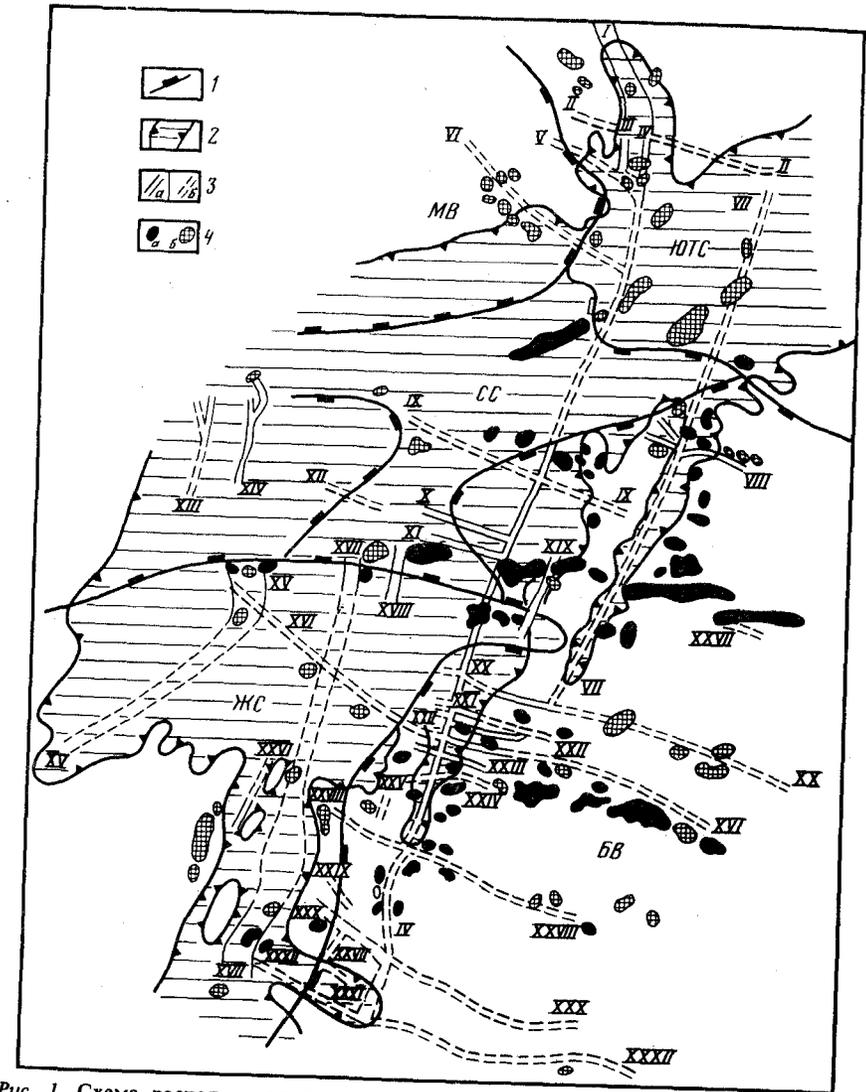


Рис. 1. Схема расположения девонских грабенообразных прогибов в Куйбышевской области

1 — границы крупных тектонических элементов (по Р.О. Хачатряну и др.) (ЖС — Жигулевско-Пугачевский свод, ЮТС — Южно-Татарский свод, БВ — Бузулукская впадина, СС — Сокская седловина); 2 — граница Сокского палеопроггиба по изопахите 50 м; 3 — девонские грабенообразные прогибы; а — установленные, б — предполагаемые (I — Баганинский, II — Челновершинско-Шелашниковский, III — Такмаклинский, IV — Горбуновско-Екатериновско-Дзержинский, V — Золотаревский, VI — Кутузовско-Боровский, VII — Валентиновско-Сидоровско-Малышевский, VIII — Казанско-Мочалеевский, IX — Северо-Каменско-Александровский, X — Шиланский, XI — Северо-Чубовский, XII — Молгачевский, XIII — Санчелевско-Медаевский, XIV — Ташлинский, XV — Стрельненско-Аскульско-Звенигородский, XVI — Жигулевско-Волгарско-Никольско-Благодаровский, XVII — Волго-Сокско-Тепловско-Медведевский, XVIII — Белозерско-Водинский, XIX — Хилковско-Сколковский, XX — Северо-Спиридоново-Гвардейский, XXI — Южно-Спиридоново-Парфеновский, XXV — Ясенеvский, XXVI — Северо-Гражданский, XXVII — Копыловский, XXVIII — Рассветско-Курский, XXIX — Елизаровский, XXX — Красноармейско-Малороссийский, XXXI — Анютинский, XXXII — Медведевско-Новосветско-Иргизский); 4 — месторождения нефти с залежами в отложениях; а — девона, карбона, перми, б — карбона и перми

физики, которые объединяются в две ортогональные системы: северо-запад — юго-восточного и северо-восток — юго-западного простирания (рис. 1). Первая, более ранняя по возрасту система прогибов сформировалась в зонах крупных линейных разломов байкальского цикла тектогенеза, приуроченных к границам крупных приподнятых блоков фундамента на Жигулевско-Оренбургском и Южно-Татарском палеосводах. Она охватывает всю область, за исключением Сергиевско-Абдулинского авлакогена. Вторая система прогибов своим происхождением обязана развитию Волго-Сокской палеовпадины в живетско-франское время и ограничивается, как и палеовпадина, пределами северо-западной части области.

Наиболее хорошо изучены глубокими скважинами ДГП северо-восток—юго-западного простирания, которые характеризуются следующими общими особенностями.

1. Это разобоченные узкие прогибы в терригенной толще девона, незамыкающиеся на концах, длиной до 20—30 км, шириной 1—8 км и глубиной в осевой части от 50—70 до 100—150 м и редко 230—240 м.

2. По времени возникновения выявленные ДГП относятся к живетско-кыновскому, пашийско-кыновскому и кыновскому времени.

3. В прогибах наблюдается литологическая изменчивость разрезов терригенной толщи девона в результате выклинивания и замещения песчаников в стороны бортов, появления песчаных линз в кыновском горизонте и размыва кровли отдельных горизонтов. Типичным является резкое возрастание и изменение мощности отложений кыновского горизонта, которые часто залегают на размытой поверхности пашийских слоев.

4. ДГП структурно отображаются по поверхности фундамента и по всем горизонтам терригенной толщи девона; они выражены также в отложениях карбона (погребенные), карбона и перми (сквозные), с закономерным уменьшением амплитуды снизу вверх по разрезу. При наличии эрозионных врезов в пашийском горизонте наибольшая амплитуда прогиба приходится на подошву кыновского горизонта.

5. Имеется непосредственная прямая связь между шириной и амплитудой прогибов в терригенной толще девона. Более глубокие из них, в свою очередь, чаще являются сквозными. По простиранию один и тот же прогиб может иметь различное время заложения и быть выражен попеременно то в сквозной, то в погребенной форме.

6. По происхождению ДГП относятся к эрозионно-тектоническому, реже к тектоно-эрозионному типу. Они развивались в режиме непрерывно-прерывистого опускания (сквозные) или, реже, опускания—подъема фундамента (погребенные). Инверсия движений наблюдается в наиболее древних и глубоких прогибах.

7. Сбросовая природа прогибов проявляется по ограниченным признакам наличия разрывных нарушений в терригенной толще девона, таким, как крутое падение слоев на бортах по гипсометрическим отметкам, по керну, по появлению магматических пород.

8. Борты ДГП осложнены резко выраженными по амплитуде

девонскими локальными поднятиями, обычно содержащими залежи нефти в отложениях девона, а в некоторых случаях и карбона. Намечаются признаки существования сопряженных с прогибами валов.

Отдельные прогибы северо-восток—юго-западного простирания образуют линейные полосовидно-вытянутые зоны увеличенной мощности терригенных отложений девона. На участках, не изученных скважинами, они подтверждаются данными сейсморазведочных работ и, таким образом, прослеживаются на многие десятки и сотни километров. Местоположение, очертания и строение этих прогибов находятся в полном соответствии с особенностями Волго-Сокской палеовпадины, с которой связано их образование и развитие. Из самых древних широкие и глубокие приурочены к центральной части палеовпадины, наиболее молодые и мелкие — к ее внешней части. По выраженности в разрезе палеозойских отложений они являются сквозными и погребенными. В пределах крупных прогибов фиксируются признаки инверсии движений.

Девонские грабенообразные прогибы северо-запад—юго-восточной системы простирания выделяются только по данным сейсморазведки. В большинстве своем они сопряжены с девонскими горстовидными валами (Мухановский, Дмитриевский, Михайловско-Коханский, Кулешовский и др.). Высокая изученность бурением валов и слабая — прогибов, естественно, объясняется отсутствием поисковых и разведочных скважин за пределами сводов локальных поднятий, контролирующих залежи нефти.

Эти прогибы имеют в основном небольшую ширину 1—3 км, амплитуду 100—150 м и большую протяженность. На бортах они осложнены сбросами. Возраст их живетский и живетско-кыновский (саргаевский), они преимущественно сквозные.

Все ДГП, известные в настоящее время в Куйбышевской области, уходят своими корнями в фундамент, что отражается в сохранении их формы и максимальном значении амплитуды по поверхности фундамента в геологическом разрезе. Важным элементом этой связи являются также разрывные нарушения на бортах, отмечаемые по данным сейсморазведки.

С целью обнаружения новых грабенообразных прогибов выбор площадей, на которых анализировался сейсмический материал, определялся рядом факторов: расположением и ориентировкой линий разломов кристаллического фундамента, наличием зон увеличенных мощностей терригенного девона по данным бурения и сейсморазведки, степенью изученности (т.е. плотностью сети сейсмических профилей, качеством записи на временных разрезах и т.д.).

За эталон был принят Санчелеевский грабенообразный прогиб, установленный по данным сейсморазведки и впоследствии подтвержденный глубоким бурением. Этот прогиб выделен по ряду сейсмических профилей в виде достаточно отчетливых аномалий записи на временных разрезах. Путем их качественной интерпретации были построены модели прогиба по всем профилям и выявлены особенности его морфологии. Волновые картины на различных профилях, пересекающих грабенообразный прогиб, характеризуются большим

разнообразием и изменчивостью, которая, очевидно, связана с резким изменением морфологии грабенообразных прогибов по простиранию.

Анализ геолого-геофизической информации по Санчелевскому эталонному и другим грабенообразным прогибам и в первую очередь анализ волновых полей и результатов математического моделирования позволили сформулировать ряд методических положений и выводов, касающихся связи между морфологией прогибов и волновой картиной, выбора критериев и признаков выделения прогибов на временных разрезах.

Методика выявления грабенообразных прогибов сейсморазведкой была использована в различных районах области с благоприятными сейсмогеологическими условиями. В результате просмотра и анализа более 2 тыс. временных разрезов по 98 площадям выделено 10 новых грабенообразных прогибов общей протяженностью 260 км.

С узлами пересечения прогибов разных простираний связано развитие крупных девонских локальных поднятий, содержащих промышленные залежи нефти (рис. 2). Месторождения располагаются, как правило, на пересечениях ДГП и в основном с восточной стороны.

Состояние изученности геологического строения ДГП в Куйбышевской области является в настоящее время достаточным, чтобы считать их одним из важнейших направлений геологоразведочных работ на нефть. С этой целью необходимо в первую очередь охватить поисково-разведочными работами неизученные площади ДГП, прилегающие к выявленным горстовым валам северо-запад—юго-восточного простирания, с которыми, как ожидается, связано выклинивание песчаных пластов на бортах и, возможно, открытие литологически, стратиграфически и тектонически экранированных залежей нефти. Второй задачей является трассирование ДГП северо-восток—юго-западного простирания с последующим (или одновременным) картированием их бортов и прибортовых валов, обращая при этом внимание на восточные элементы (борт и вал с восточной стороны).

Методом поисков нефтяных месторождений, приуроченных к зонам ДГП, является сейсморазведка в комплексе с поисковым бурением. В отдельных случаях при сложных сейсмогеологических условиях возможно использование структурного бурения (на западе и северо-востоке области). Поисковое бурение целесообразно проводить небольшим числом скважин, при отрицательных результатах бурения новые скважины могут закладываться только после детализации строения площади сейсморазведкой.

Сейсморазведочные работы должны носить специальный целенаправленный характер.

Учитывая высокую геологическую изученность области всеми методами исследования, в настоящее время можно приступить к практическому использованию ДГП для поисков нефти без предварительных региональных работ.

С этой целью необходимо решение следующих задач в порядке их важности:

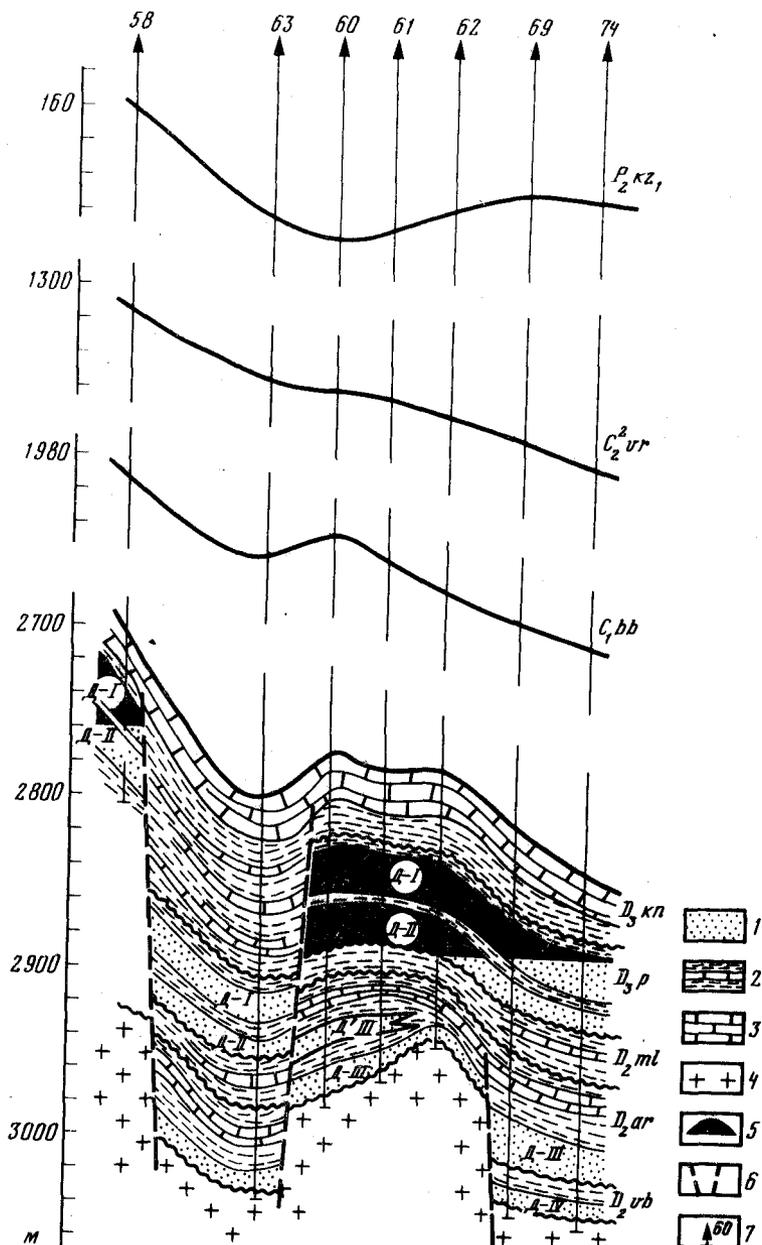


Рис. 2. Геологический профиль через Горбуновско-Екатериновско-Дзержинский грабенообразный прогиб в районе Западно-Кудиновского и Кудиновского месторождений

1 — песчаники с прослоями алевролитов и глин; 2 — глины, глины с прослоями карбонатов; 3 — известняки; 4 — кристаллические породы фундамента; 5 — залежи нефти; 6 — разломы; 7 — скважины и их номера

1. Постановка детальных сейсморазведочных работ и вслед за ними поискового бурения в зонах ДГП северо-запад—юго-восточного простирания, намеченных сейсморазведкой в западной части Кулешовской структурной зоны, в районе Сидоровского, Узюковского выступов фундамента, Южно- и Северо-Шиланского горстовидных валов.

2. Постановка структурно-поисковых сейсморазведочных работ в прибортовых зонах ДГП северо-восток—юго-западного простирания, намечаемых по общегеологическим данным с учетом сейсморазведки — на участках прогибов Медведевско-Новосветско-Иргизского, Горбуновско-Екатериновско-Дзержинского, Баганинского, Валентиновско-Сидоровско-Малышевского.

3. Постановка структурно-поисковых сейсморазведочных работ на продолжении ДГП, намеченных сейсморазведкой.

4. Детальные геофизические работы методами аэромагнитной съемки, высокоточной гравиметрии и электроразведки на Самарской Луке в северной части Стрельненско-Аскульско-Звенигородского прогиба.

Решение этих задач позволит осуществить поиски структурных залежей нефти в отложениях девона (карбона), связанных преимущественно с погребенными тектоническими локальными поднятиями горстового типа, расположенными вдоль бортов ДГП.

Параллельно должна решаться важная задача по оценке перспектив поисков и разработке методики поисков литологически, стратиграфически и тектонически экранированных залежей нефти на бортах ДГП. С этой целью необходимо выполнить в наиболее благоприятных условиях целенаправленное специальное сейсмическое профилирование вкрест простирания ДГП в районах Чубовского, Новозапрудненского, Мухановского, Кулешовского, Хомяковского месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Наливкин В.Д.* Грабенообразные прогибы востока Русской платформы. — Сов. геология, 1963, N 1, с. 8—21.
2. *Хачатрян Р.О.* Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы. М.: Наука, 1979. 171 с.
3. *Лисовский Н.Н., Хлебников В.Д., Кухаренко Ю.Н., Хатъянов Ф.Н.* Новая нефтеносная зона, контролируемая грабенообразными прогибами в Башкирии. — Геология нефти и газа, 1974, N 11, с. 22—29.
4. *Голубев В.С., Лисовский Н.Н., Адлер М.Г.* и др. Типы девонских грабенообразных прогибов. Уфа, 1974, с. 26—31. (Тр. БашНИПИнефть; Вып. 38).
5. *Юнусов М.А., Бикбулатов А.Г., Хамзин А.З.* К методике поисков структурно-литологических и тектонически экранированных залежей нефти на юго-восточном склоне Русской платформы. Уфа, 1975, с. 123—129. (Тр. БашНИПИнефть; Вып. 44).
6. *Фаттахутдинов Г.А.* Выделение типов аномальных разрезов зон платформенных грабенообразных прогибов. Уфа, 1977, с. 77—87. (Тр. БашНИПИнефть; Вып. 49).
7. *Мельников С.Н.* Типы и разновидности девонских грабенообразных прогибов в пределах Татарии. Казань, 1973, с. 85—90. (Тр. ТатНИПИнефть; Вып. 22).

УДК 550.8+551.7+553.8(470.43)

Е.Я. Суриков, Е.Г. Семенова, Г.И. Стеблева, С.Я. Вайнбаум, Г.Е. Голодовкина, Т.Я. Елистратова, Э.А. Бороховская, А.А. Новожилов, В.Ф. Хлуднев, Е.А. Зинина

БИОГЕРМНЫЕ ПОСТРОЙКИ КУЙБЫШЕВСКОГО ПОВОЛЖЬЯ И ВЫБОР НАПРАВЛЕНИЙ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Биогермные постройки в Куйбышевском Поволжье в палеозойских отложениях были выявлены давно, но целенаправленно, с точки зрения генезиса и прогнозирования зон их развития, стали изучаться только в последние годы.

На построенных палеотектонических и палеогеографических картах различного масштаба биогермные постройки выделены нами во всех карбонатных комплексах палеозоя, но наибольшее число их на изученных участках сосредоточено во франко-турнейском комплексе: в саргаевско-ливенской толще — 65, в фаменской — 81, в заволжской — 60, в малевско-кизеловской — 44, в окско-башкирской — 8, в верхнекаменноугольной — 4 и в нижнепермской — 10.

Значительное количество биогермных построек, имеющих различную морфологию и генезис, расположено на территории Камско-Кинельской системы прогибов, являющихся одним из основных направлений поисково-разведочных работ Волго-Уральской провинции.

Биогермные постройки выделены с учетом палеозоологических, литологических, морфологических признаков с использованием геофизического материала.

Основными геологическими признаками, положенными в основу выделения биогермных построек, являются отсутствие седиментационной слоистости, неравномерное распределение органических остатков, чистота химического состава пород, ничтожное количество нерастворимого остатка и др. Органогенная природа их подтверждается литолого-палеонтологическими признаками. Превалирующими организмами биогермных фаций являлись водоросли, фораминиферы, кораллы, мшанки и др.

Образование биогермных построек в палеозойское время в Куйбышевском Поволжье происходило в основном в мелководно-морском бассейне, в различных частях шельфа — глубоководной, мелководной, прибрежной.

Широкое развитие биогермных построек зафиксировано в пределах бортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов в франское и фаменское время, реже в турнейское, а за внутренними склонами бортов — в зоне активного водообмена мелководного шельфа. На мелководном шельфе и во впадине образование биогермных построек происходило на отдельных возвышенных участках дна, которые служили "цоколем" для органогенных аккумулятивных тел.

Наличие биогермных построек подтверждается и материалами

геофизических исследований, которые фиксируют зоны аномальных мощностей карбонатных комплексов, различия в волновой картине, аномалии в отражениях на временных разрезах, наличие или отсутствие дополнительных отражений и другие признаки в региональном и зональном масштабах.

С целью обоснования биогермного генезиса отдельных локальных поднятий детально изучены Челнинское, Горбуновское, Обошинское, Кармайнское, Якушкинское и другие поднятия с применением геолого-математических, геофизических, геохимических методов исследований.

Эти и другие сходные с ними поднятия были диагностированы как биогермные на основании следующего комплекса признаков (как указываемых в работах многих исследователей, так и выявленных авторами): 1) по расположению рассмотренных органогенных аккумулятивных тел (ОАТ) в бортовых и прибортовых частях крупного палеогеоморфологического элемента — Камско-Кинельской системы прогибов, в пределах которых в сопредельных областях имеются сходные по морфологии тела, интерпретируемые как биогермы или даже рифы (принцип аналогии); 2) по расположению ОАТ на палеоперегибе морского дна (принцип морфологической "чуткости"); 3) по расположению ОАТ в зоне разломов, активных в момент формирования биогермов (принцип тектонической "чуткости"); 4) по увеличенным мощностям карбонатных комплексов в "ядре" ОАТ и наличию структур облекания над ними; 5) по сдвигу последующих во времени ОАТ относительно гребневой части предыдущих ОАТ или морфолого-тектонического уступа; 6) по резкому ухудшению корреляции горизонтов, пачек, слоев в зоне "ядра" ОАТ; 7) по характерной островершинной, высокоамплитудной, изометричной морфологии ОАТ; 8) по морфолого-экологическим различиям карбонатных отложений в районе "ядра" и на его склонах; 9) по наличию доломитово-ангидритовых отложений в ядерной части биогерма, которые иногда являются литологическим экраном при формировании залежей; 10) по заметному отличию акустических свойств карбонатных пород в "ядерной" и зарифовой (склоновой) частях биогерма. Для "ядерной" части характерно отношение продольных скоростей к поперечным более 1,8, для склоновой — менее 1,8 (см. статью Л.З. Цлава и др. в наст. сборнике). Высокой степенью информативности о наличии биогермных построек обладает сейсморазведка МОГТ, которая дифференцированно отображает структурные, плотностные, скоростные, акустические неоднородности геологического разреза, по соотношениям которых и выделяются рифогенные постройки.

При наличии в изучаемых карбонатных телах хотя бы нескольких из перечисленных выше признаков они, как показывает опыт, полученный в других районах Урало-Поволжья, вполне обоснованно интерпретируются как тела биогермного генезиса.

В качестве примера поднятия биогермного происхождения приводится Челнинский риф (рис. 1), который сформировался к концу фаменского века, что фиксируется соотношением мощностей фаменского яруса и толщ облекания над ними (рис. 1,а).

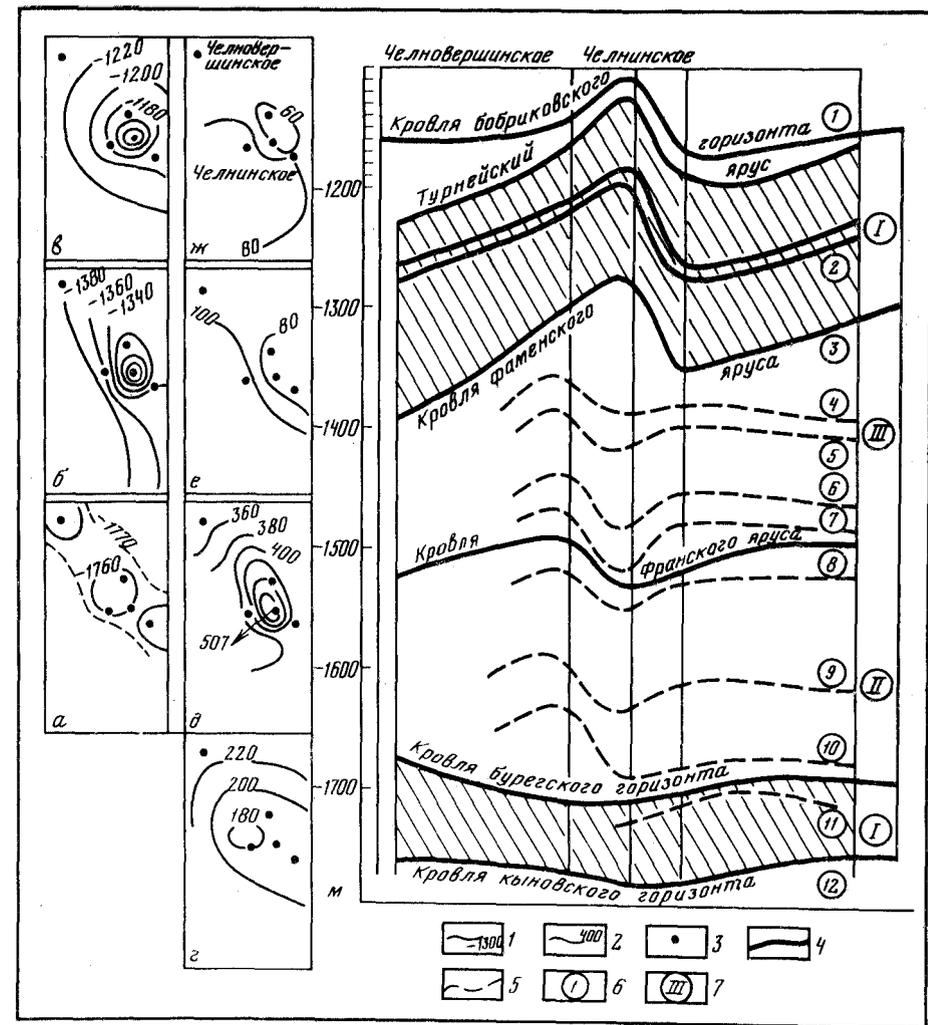


Рис. 1. Челнинский риф

Структурные карты: а — кровли кыновского горизонта, б — кровли фаменского яруса, в — поверхности кизеловского горизонта. Карты мощностей (палеотектонические): г — терригенной толщи девона, д — интервала от кровли кыновского горизонта до кровли фаменского яруса, е — заволжского горизонта, ж — малевско-кизеловской карбонатной толщи.

1 — изогипсы (в м); 2 — изопахиты (в м); 3 — скважины; 4 — границы, проведенные по данным стратиграфических разбивок и визуальной корреляции; 5 — границы, проведенные по данным геолого-математической корреляции; 6 — номера коррелируемых границ; 7 — зоны разной степени коррелируемости: I — хорошей, II — слабой, III — плохой

Наличие высокоамплитудного поднятия небольших размеров (0,75×1,25 км), с углами склонов до 5°30' в фаменских отложениях, малоамплитудного поднятия в подстилающих толщах и высокоамплитудных структур облекания в перекрывающих породах также подтверждают рифогенный генезис этого поднятия.

С целью изучения внутреннего строения поднятия было прове-

дено детальное расчленение разреза по данным электро- и радиокоротажа с применением методов геолого-математической корреляции (МИНХиГП). Изучение позволило выделить биогермные "ядра" в бурегском горизонте и в верхах фаменского яруса на основании слабой корреляции разрезов внутри них и четкого прослеживания горизонтов над и под ними (см. рис. 1,б).

На основании указанного комплекса признаков и различий в морфологии, степени выраженности в структурных этажах и влияния на толщи облекания на территории Куйбышевского Поволжья в верхнедевонско-турнейском карбонатном комплексе выделяется несколько типов биогермных построек.

К первой группе относятся резко выраженные средне- и высокоамплитудные (свыше 50 см) "ядра" в основном франско-фаменского, реже заводжско-кизеловского возраста, формирующие заметные по амплитуде структуры облекания, главным образом на северо-восточном борту Усть-Черемшанского прогиба (Челнинское, Канашское, Горбуновское, Обошинское, Солдатское и другие поднятия). По комплексу признаков такие структуры больше всего подходят под понятие "риф".

Ко второй группе относятся многочисленные седиментационные тела относительно небольшой (до 50 м) амплитуды, осложняющие структурные зоны, чаще всего линейные, на обоих бортах Камско-Кинельской системы прогибов. Наличие таких биогермов обуславливает локальные, иногда зональные несоответствия структурных планов, главным образом амплитудных. По комплексу признаков эти поднятия соответствуют "иловому", "водорослевому", "каркаскому" холмам ("агглютигермам").

К третьей группе можно отнести одиночные средне- и высокоамплитудные биогермы, находящие отображение только в непосредственно прилегающих к ним отложениях (погребенные тип Алимовского биогерма). Они встречаются относительно редко и только в депрессионной части бассейна.

К четвертой группе погребенных биогермных построек относятся малоамплитудные (до 30 м) биогермы, развитые на клиноформном склоне, образованные "раздувами" карбонатных пород заводжского и малевско-кизеловского возраста, которые компенсируются терригенно-карбонатными толщами облекания и не находят отображения в структурных этажах выше кровли турнейского яруса или выражены по данным бурения малоамплитудными структурами либо структурными носами (Беловское, Андреевское, Лещевское и другие поднятия).

Отдельную группу биогермов и биогермных массивов представляют малоамплитудные органогенные постройки бурегского и воронежского возраста, которые, не влияя существенно на соотношения структурных планов, формировали в сводовых частях палеоподнятий участки улучшенных коллекторских свойств.

Древние органогенные постройки в современном структурном плане кровли турнейского яруса имеют различные типы отображений, характер которых обусловлен как формами и размерами самих

биогермов, так и последующими тектоническими перестройками и процессами осадконакопления. Они могут соответствовать поднятиям, террасам, структурным носам или моноклинальным склонам.

Изучение нефтеносности биогермных построек показало, что залежи нефти, связанные с этими постройками, чаще всего встречаются в мелководной шельфовой зоне, наиболее благоприятной для формирования коллекторов; на северо-восточном борту чаще всего встречаются залежи нефти в структурах облекания. С самими биогермными массивами малевско-кизеловского возраста связаны только единичные залежи (Емельяновское, Радаевское, Казанское, Раковское месторождения).

Распределение нефтеносности в карбонатных коллекторах биогермного генезиса имеет некоторые специфические признаки: 1) значительный этаж нефтеносности (нередко более 50 м); 2) высокая концентрация удельных запасов нефти на единицу площади (как следствие первого признака); 3) наличие в "ядре" рифогенной постройки ангидритовых экранов, влияющих на распределение нефтенасыщенности (Горбуновское, Обошинское месторождения); 4) значительное количество (до 15) пластов в структурах облекания биогермных "ядер"; 5) наличие первичных вод в карбонатных пластах, которое подтверждено данными эксплуатации (Дерюжевское, Сосновское месторождения); 6) наличие аномально высоких пластовых давлений в карбонатных породах биогермного генезиса (Беловское месторождение, пласт Дл — превышение на 20%).

Так как во всем карбонатном разрезе (особенно на западном и юго-западном борту Камско-Кинельской системы прогибов) отмечаются многочисленные нефтепроявления различной интенсивности, то при благоприятных сочетаниях структурно-тектонических условий с наличием коллекторов и покрышек имеются предпосылки для формирования промышленных скоплений нефти в изученном карбонатном разрезе, в выявленных биогермных постройках и связанных с ними структурах.

В зонах развития высокоамплитудных биогермов имеются перспективы выявления структур облекания, в частности в слабоизученных северных и северо-восточных районах области (юго-западный склон Южно-Татарского свода), а также в прилегающих частях Мелекесской впадины и Сокской седловины (рис. 2). Зональным направлением поисковых работ выделена полоса возможного развития погребенных органогенных построек на клиноформе малевско-кизеловского возраста на юго-западном борту Муханово-Ероховского прогиба (см. рис. 2). За счет более детального изучения карбонатных отложений бурегского, воронежского горизонтов, фаменского яруса может быть увеличено количество объектов для опробования на юго-западном борту этого прогиба.

С точки зрения выявления биогермных построек в отложениях окско-башкирского карбонатного комплекса рассмотрена зона Южно-Неприковского многопластового высокоамплитудного месторождения в центральной части Бузулукской впадины.

Анализ строения этого поднятия с применением методов геолого-

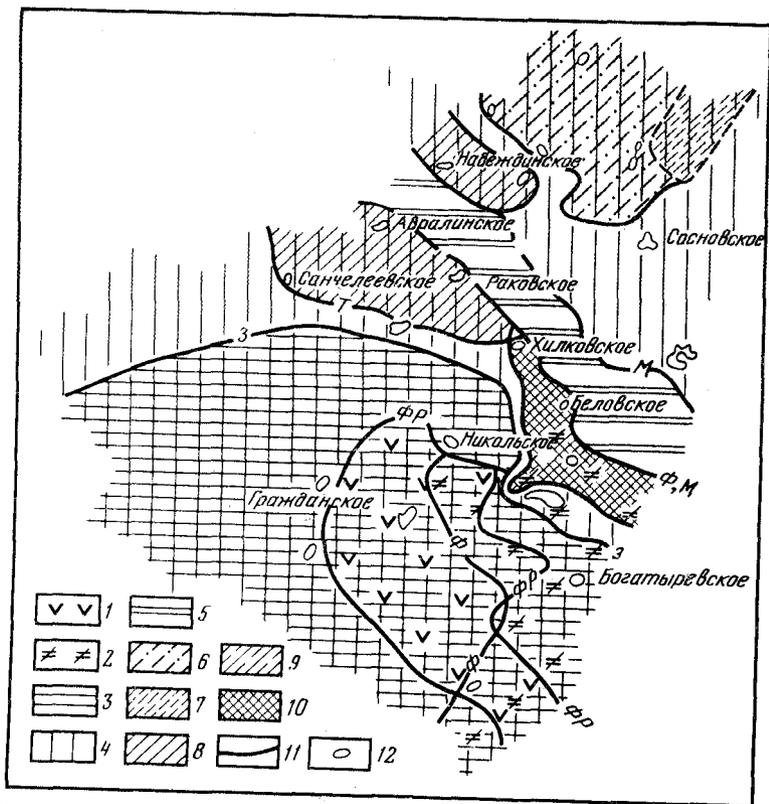


Рис. 2. Схема перспектив нефтеносности рифогенных фаций и направлений работ в карбонатных комплексах пород позднедевонско-турнейского возраста (Куйбышевское Поволжье)

Территории, перспективные на нефтеносность в карбонатных комплексах пород: 1 — франского, 2 — фаменского, 3 — заволжского и 4 — малевско-кизеловского возраста; 5 — территории мало-перспективные. Участки, перспективные на поиски структур облекания: 6 — франско-фаменских одиночных высокоамплитудных биогермов, 7 — выделенных на основе общегеологических материалов (менее перспективные), 8 — биогермных массивов турнейского возраста, 9 — биогермных массивов фаменского и турнейского возраста, 10 — погребенных малоамплитудных биогермов фаменско-кизеловского возраста и клиноформных ловушек; 11 — границы перспективных зон: фр — франского яруса, ф — фаменского яруса, з — заволжского горизонта, м — малевско-кизеловской толщи; 12 — месторождения, поднятия

математической корреляции показал наличие увеличенных мощностей карбонатов в серпуховском ярусе и нижнебашкирских отложениях и структуры облекания в верхнебашкирских отложениях. Сходные с Южно-Неприковским поднятия выявлены в этом районе сейсморазведкой при плотности профилей 5—8 пог. км на 1 км². Отмечены эколого-литологические признаки гребневой, склоновой и шельфовой фаций в отложениях башкирского яруса на Кулешовском месторождении.

Имеются отдельные признаки биогермных фаций в отложениях верхнего карбона на юге Бузулукской впадины.

Как указывают многие исследователи, основными критериями

для выделения и поисков рифогенных образований являются морфология карбонатного тела и его соотношения с одновозрастными, подстилающими и перекрывающими отложениями; рифы могут выделяться лишь на основании комплекса исследований, в которых анализ формы тела играет важнейшую роль. Поиск биогермов и биогермных массивов — это выявление морфологически выраженных в карбонатной части разреза образований, имеющих набор отличительных признаков биогермного генезиса.

Методика поисков и разведки залежей нефти в биогермных ловушках должна опираться на особенности их геологического строения. В связи с этим в районе развития высокоамплитудных структур облекания эффективными методами поисков будут сейсморазведка и структурное бурение, поставленные на основе аэрокосмической съемки и грави- и магниторазведки; в сложнопостроенной клиноформной терригенно-карбонатной зоне юго-западного борта Муханово-Ероховского прогиба — сейсморазведка в комплексе с электро-, грави- и магниторазведкой дает хорошие результаты, четко фиксирующие разнородные по литологическому составу отложения.

При разведке залежей нефти, связанных с высокоамплитудными структурами облекания (и самого "ядра"), должны быть учтены особенности их строения, в связи с чем "шаг" разведочных скважин не должен превышать "шага" эксплуатационных скважин (400—600 м).

Для детального расчленения биогермосодержащих карбонатных толщ необходимо шире применять методы геолого-математической корреляции, позволяющие выделять участки разреза различной степени коррелируемости, в комплексе с данными промыслово-геофизических исследований (ГК, НГК, АК, ГГК).

Успешному изучению карбонатных биогермосодержащих толщ будет способствовать составление специальных проектов поисково-разведочных работ с привлечением широкого комплекса методов исследования карбонатных отложений (сейсмостратиграфических, акустических, геохимических, палеонтологических, литолого-фациальных и др.).

В.Д. Голодовкин, В.А. Николенко, В.Н. Ваняшин

ПОГРЕБЕННЫЕ СТРУКТУРЫ — ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ В ПОИСКАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ В ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Выбор и обоснование направлений поисковых и разведочных работ, обеспечивающих максимальную эффективность поисков залежей нефти, является важной задачей научных исследований в нефтяной геологии. Как известно, под направлением работ понимается крупный тектонический элемент (или его часть), который на современном уровне изученности представляется наиболее перспективным в нефтегазосносном отношении [1].

По-видимому, целесообразно несколько расширить это понятие, включив сюда характерные особенности ловушек нефти и газа. Это позволит конкретизировать понятие "направление", сосредоточив внимание не только на том, где искать, но и что искать, откуда с неизбежностью будет следовать вопрос, как искать. Последние два момента также в немалой степени влияют на эффективность поисковых работ.

В настоящее время завершается переход от этапа, когда объектами поискового бурения были структуры, выявляемые в верхних горизонтах осадочного чехла, к этапу, когда объектами глубокого бурения являются структуры в нижних и средних горизонтах осадочного чехла, подготавливаемых сейсморазведкой [2]. По мере накопления материала выяснилось, что далеко не все структуры являются сквозными, и в различных частях разреза осадочного чехла существуют структуры, не имеющие отражения в верхних горизонтах. Наличие таких структур составило объективную необходимость перехода к новому этапу — поискам и разведке погребенных структур.

Это принципиально иное направление поисково-разведочных работ, более трудоемкое, требующее применения сейсморазведки. Кроме того, потребовался пересмотр представлений о характере соотношения структурных планов. Процесс перехода к новому направлению — поиску погребенных структур весьма длителен и будет продолжаться не один год. В ряде районов Волго-Уральской нефтегазосносной провинции все еще применяется структурное бурение, с помощью которого ежегодно подготавливается определенное количество структур. Но в настоящее время значительная часть вводимых в поисковое бурение объектов представляет собой различного вида погребенные структуры и в связи с этим большое значение приобретает вопрос об оценке их возможного количества.

Для этих целей можно использовать данные о новейшей и современной тектонической активности, содержащиеся в особенностях

строения рельефа земной поверхности. Индикатором проявления тектонических движений является характер эрозионных процессов, которые имеют прямую зависимость от знака и интенсивности движений земной коры. В качестве показателя интенсивности эрозионных процессов лучше всего использовать такую универсальную характеристику рельефа, как степень его расчленения. Этот показатель дает возможность четко локализовать зоны аккумуляции и денудации и выделять внутри них участки с различной интенсивностью протекания процессов аккумуляции или денудации. Выделяя участки повышенной и пониженной расчлененности земной поверхности, тем самым получаем возможность дифференцировать изучаемую территорию по степени новейшей тектонической активности.

Используя последовательную связь "локальные структуры ← тектоническая активность и ее локальные аномалии → интенсивность эрозионных процессов ≈ степень расчленения земной поверхности", мы можем по последнему звену этой цепи получить информацию об остальных ее звеньях. Поэтому детальная карта аномалий новейшей и современной тектонической активности, составленная по результатам изучения расчлененности земной поверхности, рассматривается нами как основа для прогноза возможного количества локальных тектонических структур. Изучение плотности положительных локальных аномалий тектонической активности на единицу площади в пределах Куйбышевско-Оренбургского Поволжья показывает ее изменение в пределах двух—пяти аномалий на 100 км² в зависимости от состояния активности региональных структур. Поскольку данная территория является частью Волго-Уральской нефтегазосносной провинции, то эту плотность локальных аномалий можно распространить на всю провинцию, приняв за среднюю величину три аномалии на 100 км².

Более сложным является вопрос о структурной интерпретации аномалий тектонической активности. Сопоставление их с различными видами структур показало, что 64% доказанных структур в девонских отложениях совпадают в плане с положительными аномалиями активности, тогда как только 40% структур, существующих в верхних горизонтах осадочного чехла (так называемые бескорневые структуры), совпадают с аномалиями активности. Этот факт наводит на мысль о том, что положительные аномалии активности, фиксируемые на земной поверхности, в большей мере отражают глубинные структуры, в частности погребенные, чем поверхностные, бескорневые.

Здесь уместно упомянуть о широко обсуждаемом в литературе эффекте "просвечивания" глубинных структур на высотных снимках земной поверхности с орбитальных летательных аппаратов [5—7]. Отражение большинства доказанных девонских структур в аномалиях тектонической активности есть также своего рода "просвечивание" их на земной поверхности. Причина этого явления заключается, с одной стороны, в глубинности источника тектонических движений, а с другой — в участии современных новейших движений в формировании современных структур, особенно погребенных, т.е. большинство из них

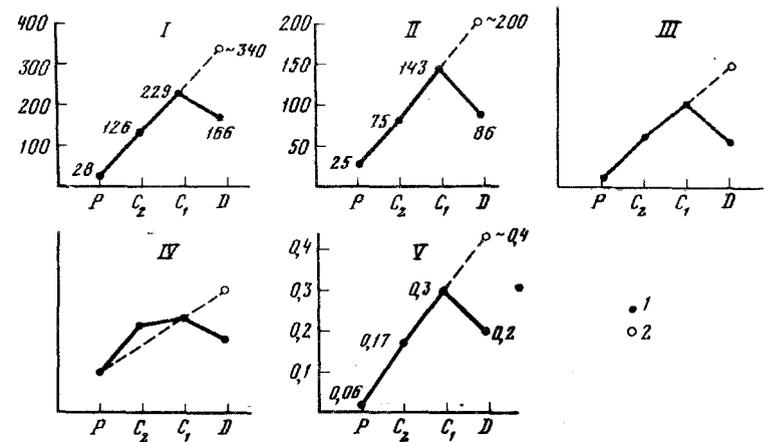
являются тектонически активными в настоящее время, что фиксируется тем или иным способом на земной поверхности.

Необходимо подчеркнуть, что в данном прогнозе участвуют только тектонические структуры. За пределами прогноза находятся различные седиментационные структурные образования, которые практически не изменяют своей формы на протяжении последующей геологической истории. Некоторые из них оказываются вовлеченными в новейшее время в тектоническую активность. В данном случае будет наблюдаться сочетание седиментационной и тектонической структурных форм, благодаря чему седиментационная структурная форма также будет иметь отражение в аномалии современной тектонической активности.

Необходимо также отметить, что полученная плотность аномалий тектонической активности соответствует плотности выявленных структур в наиболее изученных районах Куйбышевской области. Этот факт можно рассматривать как подтверждение реальности количественного прогноза структурных форм.

Среди прогнозируемых структур, как уже отмечалось, большая часть располагается в нижних горизонтах осадочного чехла. Но это не означает, что в других частях разреза плотность структур на единицу площади будет иной. Исходя опять-таки из постоянства режима тектонической активности во время накопления осадочного чехла, можно полагать, что плотность образующихся в какой-то период структур колебалась от двух в районах с минимальной тектонической активностью до пяти структур на 100 км² в районах с повышенной активностью. Отсюда следует, что по каждому горизонту осадочного чехла содержится примерно одинаковое количество локальных структурных форм с колебанием за счет увеличения или уменьшения тектонической активности в отдельные отрезки геологического времени. Отсюда следует также, что количество структурных форм на единицу площади остается постоянным, т.е. имеет место динамическое равновесие между процессами формирования и расформирования структур. Некоторое "накопление" структурных форм происходит за счет седиментационных образований, которые сохраняются до тех пор, пока не будут уничтожены эрозионными процессами. Локальные структуры, содержащиеся в примерно равном количестве по каждому горизонту осадочного чехла, находятся в различном плановом соотношении по разрезу, образуя три основных типа структур: сквозные, бескорневые и погребенные [4]. На долю сквозных приходится не более 4% [3]. Таким образом, количество невыявленных погребенных структур, содержащихся в основном в нижних горизонтах осадочного чехла, определяется, исходя из того, что плотность структур по тому или иному горизонту в среднем составляет три поднятия на 100 км² за вычетом сквозных структур и тех, которые уже выявлены.

Каковы же перспективы поиска месторождений, приуроченных к погребенным структурам? Для ответа на этот вопрос обратимся к анализу накопленного за многие годы фактического материала. Рассмотрим серию графиков (см. рисунок), показывающих распре-



Распределение по этажам нефтегазоносности

I — количества залежей, II — количества месторождений, III — разведанных запасов, IV — средних запасов на залежь, V — коэффициента успешности. Значения показателей: 1 — фактические, 2 — прогнозируемые. Этажи нефтегазоносности: P — пермский, C₂ — среднекаменноугольный, C₁ — нижнекаменноугольный, D — девонский

деление по этажам нефтегазоносности таких важнейших показателей, как количество залежей, месторождений, разведанных запасов, средних запасов на залежь, коэффициента успешности в Куйбышевской области. Форма кривых на этих графиках весьма сходна: возрастание всех показателей до нижнего карбона включительно и падение в девоне. Причиной последнего на первых четырех графиках является резкое снижение эффективности поисковых работ в девонских отложениях, что и отражено на графике V.

В девонских отложениях наблюдаются наиболее благоприятные условия для нефтегазонакопления и сохранения залежей, но вопреки этому факту и количеству залежей, и общие запасы в девоне уменьшаются. Объяснить это объективными причинами весьма затруднительно. Правда, имеются районы, где отсутствуют или значительно сокращены мощности терригенных отложений девона, но в этих районах продуктивными оказываются карбонатные девонские отложения.

Весьма показателен в этом отношении район Екатериновского месторождения, расположенного на северном борту Бузулукской впадины, где на площади 80 км² в терригенном девоне обнаружено девять продуктивных локальных поднятий. Это свидетельствует о весьма высокой плотности на единицу площади продуктивных структур в терригенных отложениях девона. Тем не менее частота открытий месторождений в этих отложениях более чем в 3 раза ниже, чем в вышележащих отложениях. Такое явление можно отнести только за счет низкой эффективности поисков структур в глубокозалегающих горизонтах осадочного чехла. Если на графике V сохранить тенденцию увеличения коэффициента успешности с глубиной, т.е. "выпрямить" кривую, то для девонских горизонтов коэффициент успеш-

ности должен возрасти по крайней мере до 0,4. Если такое "выпрямление" кривых провести на остальных графиках, что теоретически вполне оправдано, то мы вправе ожидать значительного увеличения в девоне и количества залежей, и месторождений, и общих запасов в них. Подобный анализ графика средних запасов на залежь позволяет надеяться на открытие более крупных залежей, чем найдены до сих пор. Предполагаемое увеличение количества залежей и запасов нефти в терригенных отложениях девона может произойти только за счет погребенных структур, так как выявления большого количества сквозных поднятий ожидать нельзя.

Приведенные факты и их объяснение свидетельствуют о том, что перспективы направления на поиски залежей нефти, приуроченных к погребенным структурам, весьма высоки. Это можно считать основанием для утверждения высказанного в этой статье положения о том, что выбор направлений поисково-разведочных работ должен проводиться не только по территориальному признаку, но также с учетом характера объектов для поиска.

В связи с этим представляется целесообразным включение и широкое использование в комплексе геологопоисковых работ как на стадии планирования и проведения их, так и на стадии интерпретации полученных материалов дистанционных методов прогнозирования тектонических структур, эффективность которых достаточно высока в Западной Сибири и других районах Советского Союза.

ЛИТЕРАТУРА

1. Крылов Н.А. О понятии "направление работ" при поисках нефтяных и газовых месторождений. — Геология нефти и газа, 1982, N 11, с. 17—20.
2. Абрикосов И.Х., Алексин А.Г., Соколин Х.Г., Юдин Г.Т. Состояние и пути совершенствования методики поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений в СССР. — В кн.: Методика поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1968, с. 5—21.
3. Голодовкин В.Д. Вес структурного фактора в формировании залежей нефти. — В кн.: Проблемы геологии нефти. М.: Недра, 1977, с. 180—183. (Тр. ИГиРГИ; Вып. 6).
4. Клубов В.А. Структурные соотношения на локальных поднятиях юго-востока Русской платформы. — Геология нефти и газа, 1971, N 1, с. 32—38.
5. Макаров В.И. Некоторые проблемы и перспективы развития космических методов геологических исследований. — Изв. вузов. Геология и разведка, 1981, N 3, с. 41—45.
6. Трофимов Д.М. Об интерпретации линейно-купольной тектоники Восточно-Европейской платформы. — Изв. вузов. Геология и разведка, 1980, N 2, с. 3—10.
7. Флоренский П.В. Использование космических съемок при поисках нефти и газа. — В кн.: Аэрокосмические исследования Земли. М.: Наука, 1979, с. 286—297.

УДК 550.81:551.4:86:550.24

С.С. Коноваленко

ДРЕВНЯЯ ЭРОЗИЯ И ЕЕ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ НА ЮГО-ВОСТОКЕ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

В ходе геологоразведочных работ на нефть и газ в осадочном чехле и на поверхности фундамента Русской платформы и Предуралья все чаще устанавливаются следы древней эрозии в виде разнообразных форм погребенного рельефа или коррелятивных им отложений. Масштаб этих форм самый различный — от мелких ложбин типа делли до крупных долинных систем и желобов морского дна.

Эрозионные формы древнего рельефа играют положительную роль в формировании залежей нефти и газа. Нефтегазовые скопления открыты в эрозионно-экранированных ловушках, в ловушках, образованных в результате выклинивания аллювиальных слоев, захоронения древних холмов и др.

Примерами залежей в ловушках первого типа могут служить: шнурковая залежь в пласте Б₀ тульского горизонта на Покровском месторождении в Куйбышевской области, где врез сформирован подводной эрозией; залежи на Арланском месторождении, приуроченные к руслам погребенной речной сети алексинского времени; залежь С-VI — подугольная бобриковско-радаевского горизонта на Игровском месторождении в Башкирии и др.

Интересным примером экранирования залежей нефти эрозионным врезом является Ибряевское месторождение в Оренбургской области. По данным поисково-разведочного бурения врез шириной до 3 км и максимальной глубиной 13 м ограничивает залежь в пласте В-I турнейского яруса с севера и востока. На западе она ограничивается периклинальным, а на юге — региональным погружением. И хотя на западном участке месторождения залежь приурочена к локальному поднятию, мощность нефтеносного пласта превышает амплитуду замкнутого поднятия благодаря экранированию врезом. На восточном участке в месте изменения субширотного направления погребенной долины на юго-восточное тектонического поднятия нет. Ловушка здесь образована пересечением слабо воздымающихся к северу слоев турне и крутого борта долины, выполненной елховскими или бобриковскими глинами.

Западнее Ибряевского месторождения та же погребенная долина контролирует еще несколько месторождений нефти. Долина сложная: у основного рукава имеется южный приток. Это свидетельствует о возможном нахождении в данном районе погребенной речной сети яснополянского времени.

В Татарии с эрозионными формами связан ряд месторождений. Интересно месторождение Тавельское, где залежи располагаются как на бортах вреза в турнейских отложениях, так и в самом врезе, выполненном радаевско-бобриковскими переслаивающимися глинами,

углистыми сланцами и известняками. Нефтенасыщенными породами являются известняки, залегающие в низу пачки пород. В связи с прогибанием пачки в осевой части нефтенасыщенность тяготеет к внутренним бортам долины.

С.С. Эллерн [1] описал ловушки, имеющие вид песчаных холмов, запечатанных "лингуловыми" глинами раннеказанского возраста, с которыми связаны залежи тяжелой нефти. В этих примерах заслуживают особого внимания два момента: 1) эрозионные врезы (долины) в размещении залежей нефти играют такую же роль, как и широко известные в Волго-Уральской провинции грабенообразные прогибы — экранирование залежей во внешних бортах (Ибряевское и Тавельское месторождения) и реже во внутренних (Тавельское); 2) залежи нефти формируются не только в положительных, но и в отрицательных формах рельефа (погребенных долинах) — Тавельское, Игровское и другие месторождения. Последнее важно подчеркнуть, так как в силу укоренившихся представлений отрицательные тектонические структуры и формы рельефа (синклинали, долины) считаются бесперспективными на нефть и никогда не опосковываются, а залежи в них открываются лишь попутно при разведке залежей в ловушках сводового типа.

Примеры приуроченности нефти к отрицательным формам можно пополнить данными по другим регионам [2]. Нефть установлена также в коре выветривания линейного типа (Туранская плита), где она занимает явно пониженное положение относительно бортов фундамента.

Причиной такого "аномального" залегания нефти является распределение проницаемых и непроницаемых пород. В ловушках, формирование которых связано с деятельностью древних рек, проницаемые породы-коллекторы чаще занимают более низкое положение, чем непроницаемые, что и необходимо учитывать при поисковых работах.

Следует напомнить также, что с эрозионной деятельностью связана аккумуляция сортированных песков — формирование высококачественного коллектора.

В Татарии [3] геологи отмечают еще одно свойство эрозии: вблизи врезом емкостные свойства пород верхнетурнейского яруса, как правило, улучшаются, что объясняется увеличением их трещиноватости и закарстованности.

Подводя итоги сказанному, констатируем, что древняя речная (и плоскостная) эрозия создала ловушки для нефти в виде отрицательных и положительных форм погребенного рельефа, экраны на пути миграции нефти, обусловила формирование и размещение аллювиальных коллекторов, способствовала образованию трещиноватых коллекторов.

Может сложиться мнение, что эрозионные формы были свойственны в основном визейскому времени и в единичных случаях серпуховскому и казанскому. В действительности это не так. Геоморфологический анализ осадочного чехла и поверхности фундамента, проведенный на основе построенных региональных геолого-геоморфо-

логических разрезов, показал цикличность рельефообразования от самых древних времен доныне и что эрозионное расчленение свойственно начальным фазам этих циклов.

Ниже этот процесс рассматривается на примере Куйбышевского Поволжья, однако он характерен и для других районов юго-востока Русской платформы.

Свидетельством самой древней эрозии в Куйбышевском Поволжье являются пролювиальные и аллювиальные отложения боровской свиты нижнего рифея, отвечающие стадии эрозионного расчленения существовавшего в то время орогена. Стронеие этой мощной континентальной толщи изучено еще недостаточно, однако достоверно установлено, что среди массы плохо сортированных отложений имеются пачки слоев аллювиального генезиса, обладающие хорошими коллекторскими свойствами [4]. Последнее обстоятельство в сочетании с наличием покровов (аргиллиты и алевролиты) и дислоцированностью толщи позволяет считать боровскую свиту благоприятной для нефтегазонакопления.

Со стадией завершения пенеппенизации (верхний рифей) связано развитие многочисленных ложбин стока разного масштаба на поверхности фундамента. Это линейно вытянутые, полого-вогнутые формы с корой выветривания, равномерно покрывающей их днища и борта и имеющие наклон (увеличение вреза) в каком-то одном направлении.

С последующей стадией слабого эрозионного расчленения пенеппена связано формирование ложбин (долин) с переотложенной корой или замещенной аллювием.

Морфология ложбин стока и долин, выработанных в кристаллических породах, благоприятна для образования ловушек нефти, особенно в случаях крутых наклонов тальвегов. Как известно, пенеппен позднее был существенно деформирован с образованием разномасштабных структур. Ложбины стока, ныне расположенные по склонам Жигулевско-Пугачевского и Южно-Татарского сводов или на крыльях валов, в случае перекрытия их непроницаемыми осадками чехла способны образовывать отличные ловушки для нефти и газа, так как в силу постоянной направленности движений крупных структур залежи в таких ловушках не расформируются, а, напротив, увеличивают свой объем. Учитывая разнообразие состава и физического состояния кор выветривания, можно ожидать, что некоторые их разности способны быть коллекторами, в связи с чем они заслуживают изучения и опробования на нефть при глубоком бурении.

В осадочном чехле заметные эрозионные формы устанавливаются с раннекыновского времени.

На субширотном геолого-геоморфологическом разрезе осадочного чехла платформы между Тверским и Лебяжинским месторождениями наблюдаются два вреза шириной 5 и 4 км и глубиной 25 и 50 м, приуроченных к синклиналим прогибам небольшой амплитуды. Эрозионное происхождение врезом не вызывает сомнения. Образование врезом связывается с наличием в раннекыновское время речной сети, прорезавшей подстилающие отложения на значительную мощность. Кыновские глины, вложенные в нефтепроводящую пашийскую толщу,

создают условия экранирования, ничем принципиально не отличающиеся от описанных выше в визейских врезях или грабенообразных прогибах.

В предсаргаевское и предсемилюкское время при кратковременных отступлениях моря действовал плоскостной смыв с образованием ложбин стока. На участке между Бариновкой и Кулешовкой фиксируются раннебурегские врезы глубиной до 25 м.

В ранневоронежское время в южной половине области существовал контрастный равнинно-холмистый или увалистый рельеф. Глубина эрозионного расчленения достигла 100 м и более. Неровности этого рельефа захоронялись воронежскими осадками.

Эрозионная деятельность отмечена и для фаменского времени. На разрезах устанавливаются подводные размывы кровли евлановско-ливленской толщи. Между Тверским и Бариновским месторождениями имеет место врез глубиной более 100 м и такой же высоты эрозионный останец.

Как видим, позднедевонская эрозия оставила достаточно убедительные следы своей деятельности в виде конкретных долинных форм, и если сегодня еще не упоминаются в связи с ними месторождения, то это лишь вопрос времени и тщательности проработки материалов по конкретным месторождениям. Эти формы заслуживают такого же внимания поисковиков, как уже ставшие привычными визейские врезы.

Визейский век начался с общего поднятия и эрозионного расчленения суши. Эрозионный характер поверхности под малиновскими осадками доказывается наличием типичных врезов в турне не только на территории Куйбышевской области, но и Татарии и Удмуртии (по данным Н.С. Исаковой, Т.В. Харитонова и других исследователей).

Следы радаевской эрозии сохранились только в прогибах Камско-Кинельской системы, где была выработана обширная и глубокая речная долина в елховской толще.

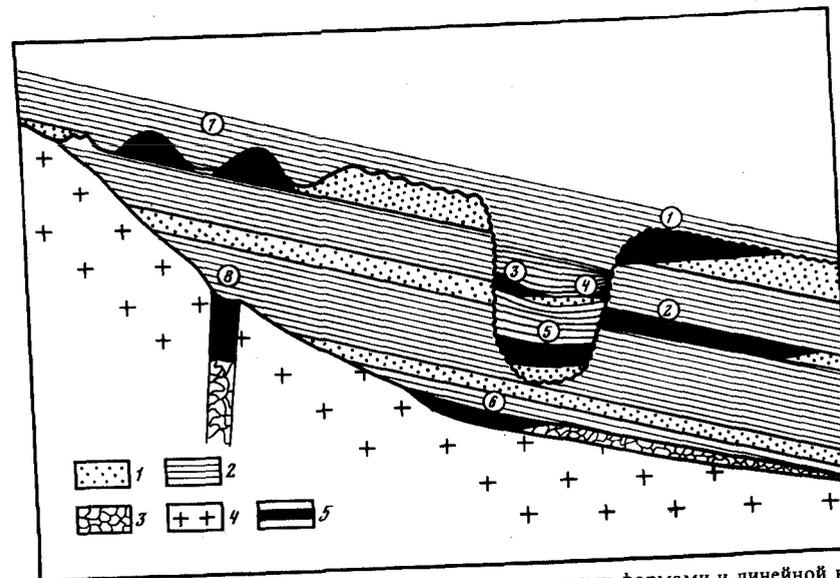
Накопление бобриковских частично аллювиальных и озерно-аллювиальных осадков происходило неравномерно, с размывом на отдельных участках (в радаевской долине и на Покровском месторождении, где пласт Б₃ врезан в елховскую толщу) и образованием аккумулятивных террас.

В предтарусское время на фоне общего денудационного срезания формировались и отдельные врезы глубиной до 70 м (на Кулешовской площади).

Раннебашкирская поверхность является в основном эрозионной, со слабыми врезями и карстовыми формами, заполненными краснополянскими осадками.

Выше по разрезу палеозойского чехла эрозионные образования выделены лишь в пермской толще и только на востоке области.

Хотя в нашем районе продуктивность отложений ограничивается палеозоем, на размещение нефти может влиять более молодая, особенно раннеплиоценовая эрозия, прорезающая на глубину до 400 м не только мезозойско-кайнозойские, но и пермские и верхние гори-



Принципиальная схема ловушек, связанных с эрозионными формами и линейной корой выветривания

1 — порода-коллектор; 2 — непроницаемая порода-покрышка; 3 — кора выветривания; 4 — кристаллические породы фундамента; 5 — залежи нефти. Ловушки (цифры в кружках): 1—4 — эрозионно-экранированные; 1, 2 — внешних бортов долин, 3, 4 — внутренних бортов долин; 5 — образованные закупориванием русловой фации аллювия; 6 — ложбин стока; 7 — образованные закупориванием эрозионных холмов; 8 — линейной коры выветривания

зонты каменноугольных пород. Отложения врезов — преимущественно алевролиты и глины озерно-аллювиального генезиса благоприятствуют экранированию нефти.

Отметим также, что эрозионное расчленение осадочных толщ лишь в редких случаях бывает относительно локальным, например при быстром росте линейной дислокации. В основном оно охватывает большие регионы, масштаба антеклизы и более, формируя эрозионные поверхности, и поэтому, установив эрозионные формы в одном пункте, следует искать проявления эрозии этого времени во всем регионе.

С погребенными эрозионными поверхностями юго-востока Русской платформы связывается развитие ловушек следующих типов: 1) эрозионно-экранированные ловушки внешних южных, юго-восточных, восточных бортов долин всех эрозионных поверхностей осадочного чехла; 2) эрозионно-экранированные ловушки внутренних бортов долин; 3) ловушки русловой фации аллювия в долинах, ложбинах; 4) ловушки коры выветривания в ложбинах стока.

Принципиальная схема некоторых типов ловушек, созданных древней эрозией или связанных с ней, приведена на рисунке.

ЛИТЕРАТУРА

1. Эллен С.С. Условия формирования палеогеоморфологических ловушек нефти и газа в верхнепермских отложениях Волго-Уральской области. — В кн.: Палеогеоморфологические методы в нефтяной геологии. М.: Недра, 1980, с. 45—50 (Тр. ВНИГНИ; Вып. 216).
2. Еременко Н.А. Геология нефти и газа. М.: Гостоптехиздат, 1961. 372 с.
3. Байдова И.К., Шайхутдинов Р.С., Мельников С.Н., Абдуллин Н.Г. Новые данные по поискам ловушек нефти, приуроченных к погребенным формам палеорельефа (на примере Татарского свода). — В кн.: Палеогеоморфологические методы в нефтяной геологии. М.: Недра, 1980, с. 39—44. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 216).
4. Егорова Л.З. Строение и состав кристаллического фундамента и бавлинских отложений Куйбышевской и Оренбургской областей. Куйбышев, 1964, с. 3—207. (Тр. КуйбышевНИИМП; Вып. 24. Геология).

УДК 553.982.23.05(470.56)

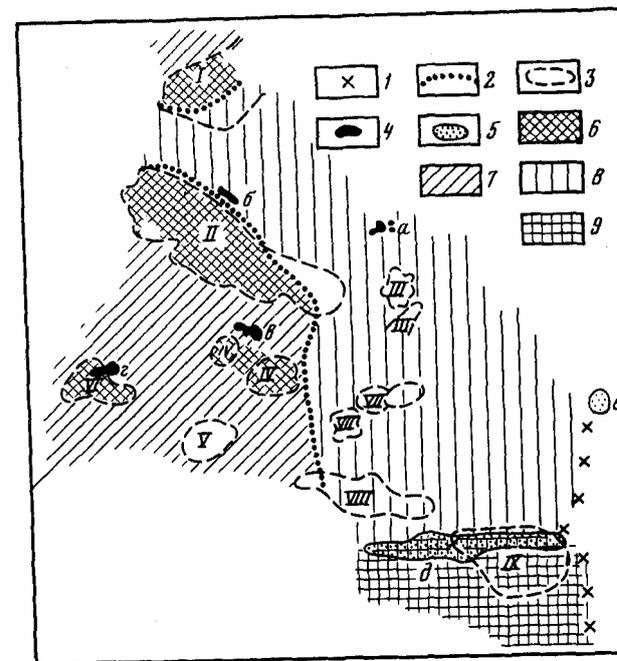
М.Н. Чикин

К ПРОГНОЗУ РАЗМЕЩЕНИЯ ПОГРЕБЕННЫХ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ДЕВОНА НА ТЕРРИТОРИИ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

Достоверность прогноза обусловлена наличием обоснованных предпосылок, позволяющих выявить определяющие закономерности. В конкретном случае речь идет о прогнозировании атектонических локальных структур, зарождение и развитие которых, в отличие от тектонических, протекает по присущим им выявленным или поддающимся логическому осмысливанию закономерностям.

Практика геологоразведочных работ в Оренбургской области показала, что среди атектонических структур в девонских горизонтах преобладают структуры облекания останцов размытых пород, реже встречаются седиментационные структуры, образованные в результате скачкообразного увеличения мощности песчаников. Другие типы положительных атектонических локальных структур в девонском терригенном комплексе пока не известны.

Девонский разрез в Оренбургской области начинается эйфельским ярусом в объеме койвенского, бийского и афонинского горизонтов. Мощность отложений закономерно увеличивается от 30 м на севере до 230 м на широте Новосергиевской параметрической скважины. Эйфельские отложения с угловым несогласием покрывают разновозрастные породы — от архейских на западе и в центральных районах до ордовикских на юго-востоке. Поверхность преддевонского разновозрастного и пестрого по литолого-петрографическому составу основания представляла собой пенеплен. Относительное превышение рельефа укладывалось в первые десятки метров. Это следует из того, что мелководные койвенско-бийские отложения общей мощностью около 50 м покрыли всю территорию, в том числе выступы кристаллического фундамента (Пашкинский, Пилюгинско-Ивановский,



Карта прогноза размещения погребенных локальных структур в терригенных отложениях девона на территории Оренбургской области

1 — граница Предуральского краевого прогиба; 2 — границы распространения додевонских отложений; 3 — выступы кристаллического фундамента: I — Пашкинский, II — Пилюгинско-Ивановский, III — Шарлыкский, IV — Покровско-Сорочинский, V — Богдановский, VI — Западно-Бузулукский, VII — Новосергиевский, VIII — Переволоцко-Сыртовский, IX — Соль-Илецкий; 4 — месторождения нефти: а — Пономаревское, б — Султангуловское, в — Покровское, г — Бобровское; 5 — месторождения газа: д — Оренбургское, е — Совхозное; б-в — зоны, перспективные на выявление погребенных структур; б — высокоперспективная, в — перспективная, г — малоперспективная; 9 — зона отсутствия девонских терригенных отложений

Покровско-Сорочинский), равномерным слоем. И только на локальных возвышенностях высотой 30 м и более от поверхности фундамента койвенско-бийских отложений нет. Важно заметить, что мелководные эйфельские осадки интенсивно нивелировали морское дно, поэтому их толща, подобно гипсовому слепку, несет на себе застывший отпечаток рельефа додевонской поверхности, несколько преобразованной наступавшим морем. Используя эту особенность, можно всю территорию области дифференцировать по степени пенепленизации додевонской поверхности — выделить участки сглаженные (мощность эйфельского яруса постоянная) и изрезанные, другими словами, ранжировать территорию по условиям образования атектонических локальных структур (см. рисунок). С этой целью были просмотрены материалы по 249 скважинам, вскрывшим весь девонский разрез. Материалы в систематизированном виде приведены в таблице.

Из таблицы видно, что в районе Серноводско-Абдулинской впадины и на юго-восточном склоне платформы (Восточно-Оренбургский рай-

Мощность отложений эйфельского яруса

| Тектонические элементы | Число изученных скважин | Мощность фона, м | Отклонения от фона | | | Выявлено атектонических структур |
|---------------------------------|-------------------------|------------------|--------------------|-------------------------------------|--------------------|----------------------------------|
| | | | Максимум, м | Число аномальных случаев отклонения | % от числа скважин | |
| Склоны сводов: | | | | | | |
| Татарского* | 25 | 68—76 | 7 | — | — | Нет |
| Жигулевско-Оренбургского | 26 | 70—140 | 54 | 2 | 7,7 | 1 |
| Выступы фундамента: | | | | | | |
| Пашкинский* | 12 | 68—70 | 38 | 3 | 25 | 1 |
| Пилюгинско-Ивановский | 32 | 20—66 | 57 | 14 | 44 | 10 |
| Западно-Бузулукский | 7 | 56—76 | 32 | 1 | 14 | Нет |
| Покровско-Сорочинский | 5 | 130—140 | 26 | 2 | 40 | 2 |
| Серноводско-Абдулинская впадина | 57 | 44—77 | 9 | — | — | Достоверно доказанных нет |
| Восточный склон платформ | 85 | 66—80 | 7 | — | — | То же |

*Приводится мощность толщи в объеме эйфельского яруса и части живетского яруса до репера "средний известняк".

он) по материалам 142 скважин аномальных отклонений мощности эйфельского яруса от фоновых значений не наблюдается. Колебание мощности над фоном в единичном случае достигло 9 м. Напротив, часто и резко (до 57 м над фоном) изменяется мощность на выступах кристаллического фундамента (Пилюгинско-Ивановском, Покровско-Сорочинском, Пашкинском). Там, где мощность эйфельского яруса не имеет аномальных отклонений от фона, атектонические структуры в девонских горизонтах бурением не доказаны. Наибольшее количество — 10 атектонических структур — подтверждено бурением в пределах Пилюгинско-Ивановского выступа кристаллического фундамента. Подобные структуры доказаны бурением и на других выступах фундамента, изученных небольшим числом скважин.

Для выявления закономерных связей, способствующих прогнозу, рассмотрим этот вопрос с общегеологических позиций. Район Серноводско-Абдулинской впадины и юго-восточный склон платформы сближает то, что преддевонское основание составляют рифейско-вендские терригенные отложения, претерпевшие длительную эрозию. Нестойкие к разрушению терригенные породы в процессе денудации не оставляли после себя значительных останцов эрозии, которые могли бы стать ядрами структур облекания. Последующая нивелировка поверхности происходила в полосе прибоя наступающего моря. Наконец, региональный наклон величиной 6—8 м/км раскрыл по-

логие замкнутые неровности, обратив их в структурные носы. Следовательно, на территории площадью до 30 тыс. км² преддевонская поверхность может быть осложнена только тектоническими локальными поднятиями, сформированными за длительное время от начала девонского цикла осадконакопления до сегодняшнего дня. Используя эти данные, можно оценить масштабность и особенности формирования тектонических структур на региональном склоне платформ, в Серноводско-Абдулинской впадине, на выступах кристаллического фундамента (Шарлыкском, Новосергиевском, Переволоцко-Сыртовском).

Эта территория на большой площади покрыта сейсморазведкой. Было пробурено более 200 скважин на нескольких десятках локальных структур, выявленных сейсморазведкой.

В результате этих работ по поверхности рифейско-вендских отложений достоверно установлены Большекинешельский, Сыртовский валы; предположительно установлен Мельниковский вал. Ни одной локальной структуры по этим отложениям бурением не выявлено. Следовательно, с некоторой скидкой на изученность можно считать, что тектонические силы на этой большой территории проявлялись только в крупноблоково-разломном виде, что способствовало формированию линейных тектонических зон и связанных с ними локальных структур.

По кровле пашийского горизонта предположительно установлены три-четыре одиночных локальных поднятия с амплитудой 6—8 м. Из них Елгинское и Новониколаевское связаны с раздувом мощности пашийских песчаников. Таким образом, общие геологические предпосылки и результаты геологоразведочных работ на этой территории совпадают.

В отличие от описанной территории выступы кристаллического фундамента, не покрытые додевонскими осадочными породами, обладают высокими перспективами выявления локальных структур. Пестрый по петрографическому составу, а следовательно, по механической прочности кристаллический фундамент на выступах под воздействием денудации и эрозии разрушался неравномерно, что привело к образованию останцов. Прочные скальные породы останцов не были разрушены в полосе прибоя и в начальной стадии существовали в виде островов. Захоронение останцов происходило по определенной закономерности, проявлявшейся на всех выступах фундамента. Начиная с основания каждый слой койвенских и бийских отложений сокращал высоту незахороненной части на всю мощность, независимо от первоначальной высоты останцов. В дальнейшем, когда высота незахороненной части составляла 10—20 м, темп захоронения падал (осадки отлагались и на вершине останца) до полного прекращения процесса. В результате по кровле эйфельского яруса на месте останцов с первоначальной амплитудой 30—50 м возвышаются структуры их облекания, которые прослеживаются до кровли кыновского горизонта. Недозахороненными остались останцы, первоначальная (по поверхности фундамента) высота которых близка к мощности эйфельского яруса. Останцы,

первоначальная высота которых меньше суммарной мощности койвенского и бийского горизонтов, полностью захоронены эйфельскими отложениями. Проявляющаяся закономерность объединяет останцы по относительному их покою при захоронении, в обратном случае каждый из них отличался бы индивидуальностью течения процесса. Вероятно, останцы характеризуют все выступы кристаллического фундамента, в том числе погребенные рифейско-вендскими отложениями, последние не проявили себя как растущие структуры в девонское и в последующее время. Закономерности распространения и захоронения останцов на территории Оренбургской области свидетельствуют о том, что это застывшие в развитии денудационно-эрозионные сооружения. Они могли длительно проявлять себя, воздействуя на осадконакопление, подчиняясь общим законам медленного захоронения (облекания) всяких возвышенностей рельефа. Если приведенные факты не случайны, а отражают реальные геологические процессы возникновения атектонических девонских структур, то прогноз их размещения окажется достоверным. С их учетом все нелинейные сообщества локальных структур и структуры-одиночки на территории распространения рифейско-вендских отложений, выявленные сейсморазведкой, для поиска девонских структур бесперспективны. Максимум локальных структур связан с выступами и грядами кристаллического фундамента. Склоны фундамента обладают несколько меньшими перспективами выявления атектонических локальных структур.

УДК 553.98(470.56)

И. А. Денцкевич, В. А. Ощепков

НОВОЕ В СТРОЕНИИ БОЛЬШЕКИНЕЛЬСКОЙ ДИСЛОКАЦИИ

Большекинельский вал является одной из крупнейших тектонических структур II порядка Волжско-Камской антеклизы. Своим происхождением он обязан глубинному разлому, проявившему себя на стыке положительного и отрицательного элементов I порядка: Жигулевско-Оренбургского свода и Серноводско-Абдулинской впадины (авлакогена). Протяженность вала — более 150 км, тип структур — преимущественно сквозной, изученность глубоким бурением очень высокая — порядка 500 м/км². В его пределах выявлены около 20 нефтяных и нефтегазовых месторождений, приуроченных к локальным поднятиям, сопряженным с высокоамплитудной Большекинельской флексурой. Диапазон нефтеносности месторождений широк — от пермских до девонских отложений включительно.

В последнее десятилетие интерес геологов к этому структурному элементу несколько снизился, так как в силу большой разбуренности особых открытий в его пределах не ожидалось. Обнаруженное в последние годы Завьяловское нефтяное месторождение,

расположенное к югу от Красноярского, позволило по-новому оценить строение всей Большекинельской дислокации и открыло дополнительные перспективы поисков новых структур и месторождений. Ранее полагали, что Красноярское поднятие, равно как и все остальные в этой зоне, контролируется с юга Большекинельской флексурой, сочленяясь с ней непосредственно. Современной сейсморазведкой МОГТ и последующим бурением на этом участке установлено, что между флексурной и Красноярским месторождением располагается еще одна нефтеносная структура — Завьяловская, удаленная от Красноярской на расстояние до 3,5 км. Их своды по кровле турнейского яруса располагаются почти на одном гипсометрическом уровне, а в терригенном девоне свод Красноярского поднятия, вероятно, выше. Между собой структуры разделены прогибом шириной 1—2 км и глубиной до 60 м. Завьяловское поднятие, примыкающее к Большекинельской флексуре, имеет ширину около 2 км, в то время как ширина Красноярского поднятия достигает 5—6 км.

Таким образом, на данном участке установлено двухрядное строение Большекинельской дислокации. Завьяловское поднятие, контролируемое флексурой, образует структуру первого ряда, а Красноярское, отделенное от первого прогибом, — структуру второго ряда. Общая ширина дислоцированной зоны здесь 8—10 км.

Пример Завьяловско-Красноярского участка не является единственным. Подобное строение Большекинельской дислокации доказано бурением и в восточной ее части — на Измайловской, Самодуровской и Пономаревской площадях. Эти факты указывают на более сложное, чем предполагалось ранее, эшелонированное строение Большекинельской дислокации на всем ее протяжении. При этом на отдельных участках могут обнаруживаться свои особенности, обусловленные наложением дополнительных факторов, таких, как коленообразный излом дислокации на Ашировском участке, расщепление ее грабенообразным прогибом в районе Пономаревского месторождения, осложнение седиментационными структурами, принадлежащими к северной бортовой зоне Муханово-Ероховского прогиба, общий наклон оси вала к его центральной части и т.д. Эти особенности проявляются, в частности, в разных гипсометрических уровнях сопряженных структур первого и второго рядов, в частичном несоответствии структурных планов. Например, по кровле турнейского яруса свод Завьяловского поднятия несколько выше свода Красноярского, в то время как Южно-Измайловская структура располагается на 25 м ниже Измайловской. Другая особенность заключается в том, что на ряде участков и на отдельных стратиграфических уровнях происходит слияние структур обоих рядов в единые более обширные поднятия (на Пономаревском и Самодуровском месторождениях).

В целом же структуры первого ряда характеризуются резко асимметричным строением, поскольку их южные крылья сливаются с Большекинельской флексурой, имеющей амплитуду в несколько десятков или сотен метров. Простираение их находится в строгом

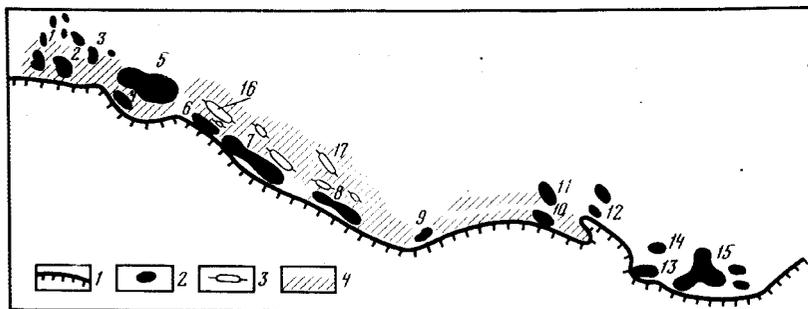


Схема тектоники Большекинельской дислокации

1 — Большекинельская флексура; 2 — месторождения нефти (цифры на схеме): 1 — Западно-Степановское, 2 — Журавлевско-Степановское, 3 — Карповское, 4 — Завьяловское, 5 — Красноярское, 6 — Заглядинское, 7 — Султангуловское, 8 — Тарханское, 9 — Ашировское, 10 — Южно-Измайловское, 11 — Измайловское, 12 — Ефремо-Зыковское, 13 — Самодуровское, 14 — Северо-Самодуровское, 15 — Пономаревское; 3 — поднятия, выявленные и подготовленные сейсморазведкой; 16 — Кинельское, 17 — Шариповское; 4 — участки, перспективные на поиски нефтегазоносных структур

соответствии с ориентировкой флексуры. Формы складок — узкие удлиненные. Соотношение осей от 3:1 до 6:1. Амплитуды достигают 50—60 м. В структуру первого ряда группируются Завьяловское, Заглядинское, Султангуловское, Тарханское, Ашировское, Южно-Измайловское, Самодуровское, Пономаревское поднятия (см. рисунок).

Складки второго ряда (Красноярская, Измайловская, Северо-Самодуровская) отличаются изометричными формами при соотношении осей от 2:1 до 1:1, менее выраженной асимметрией крыльев, малыми (5—20 м) амплитудами, отсутствием четкой согласованности с простиранием флексуры. Прогиб между двумя рядами структур обычно узкий, от сотен метров до 1—2 км, порой слабо выражен, но иногда достигает 80 м. Структуры второго ряда контролируются региональным, но малоамплитудным Северо-Кинельским прогибом. Общая ширина зоны поднятий 6—10 км. Такое строение полностью отвечает характеру шовных дислокаций, которым свойственно наличие систем оперяющих складок, линейных по форме, асимметричных, затухающих при удалении от разрывов.

Двухрядная модель строения Большекинельской дислокации открывает дополнительные возможности перед поисковыми работами. Перспективными для выявления структур первого ряда являются участки к западу и востоку от Завьяловского и Ашировского месторождений (см. рисунок), где рекомендуется постановка детальных сейсмических работ. Гораздо менее изучена вторая структурная зона. С позиций изложенных представлений первостепенное значение приобретает цепочка локальных сейсмических поднятий, закартированных севернее Заглядинского, Султангуловского и Тарханского месторождений. По положению и соотношению с известными поднятиями они образуют протяженную зону, где можно ожидать открытия месторождений типа Красноярского или Измайловского. Часть структур (Кинельская, Шариповская) под-

готовлены к глубокому бурению по отражающим горизонтам в девоне и карбоне. Именно они рекомендуются для поискового бурения в качестве первоочередных объектов. По аналогии с известными месторождениями Большекинельского вала нефтяные залежи ожидаются в отложениях нижнего карбона, верхнего и среднего девона.

УДК 553.98(470.43):553.985

С.Я. Вайнбаум, В.М. Губницкий, Н.А. Копрова

ПЕРСПЕКТИВЫ БИТУМОНОСНОСТИ КУЙБЫШЕВСКОГО ПОВОЛЖЬЯ

Высокие темпы развития народного хозяйства в нашей стране требуют изыскания новых источников энергии и сырья для многих отраслей промышленности (нефтехимии, дорожного строительства и др.).

С этой точки зрения практический интерес приобретают битумонасыщенные породы, имеющие довольно широкое распространение во многих районах страны, и особенно в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. К числу наиболее перспективных районов этой провинции по потенциальным запасам битумов отнесены Татария, Куйбышевская и Оренбургская области.

По аналогии и сходству геологического строения битумосодержащих отложений территории Куйбышевского Заволжья с пограничными районами Волго-Уральской области пермские отложения представляют собой основной битумонефтегазоносный комплекс, в котором выделяются три битумонефтегазоносные толщи.

Нижняя, карбонатная, битумосодержащая толща охватывает асельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы. Региональной покровкой служат сульфатно-карбонатные и соленосные породы кунгурского яруса, развитые только в юго-восточной части области. На севере Куйбышевской области отложения артинско-кунгурского возраста на большей части территории отсутствуют и покровкой служат песчано-глинистые отложения уфимского яруса.

Средняя, терригенно-карбонатная, битумонефтегазоносная толща включает уфимские и нижеказанские отложения верхней перми, экранируемые гидрохимической свитой верхнеказанского подъяруса.

Верхняя битумонефтегазоносная толща охватывает отложения верхнеказанского подъяруса и нижних горизонтов татарского яруса. В этой толще нефтяные и газовые месторождения отсутствуют. Кроме того, в пределах Куйбышевской области на доступных глубинах битумоносным является гжельский ярус и батские отложения на Самарской Луке (Бахилово месторождение).

Согласно методике оценки прогнозных ресурсов природных битумов, в качестве главного критерия предлагается считать сам факт установления битумоносности в литолого-стратиграфических комплексах, залегающих на глубине до 500 м.

Учитывая, что на рассматриваемой территории специального бурения и исследования битумов не проводилось, для предварительного выявления перспектив битумоносности привлечены материалы структурного бурения, проводившегося с частичным отбором керна.

На территории Жигулевско-Пугачевского свода месторождения битумов расположены в южной части Самарской Луки и сконцентрированы в узкой (не более 3—5 км) полосе, от пос. Правая Волга до с. Печерское и далее вверх по р. Волге до с. Переволки.

Скважинами структурного бурения верхнекаменноугольные отложения изучены на глубину до 300—350 м. На ряде участков в интервале 100—200 м встречены прослой битуминозных известняков мощностью не менее 2 м.

В разрезе скважин Первомайской и Печерской площадей неравномерная битуминизация в виде густого битума, выполняющего поры, каверны и трещины, наблюдается по всему вскрытому разрезу от казанского яруса до зоны C_3^{1-2} верхнего карбона на глубинах 14—303 м.

В пределах Бузулукской впадины на территории Куйбышевской области поверхностных битумопроявлений и месторождений битумов не установлено.

В Сокской седловине известно Верхнеорлянокское месторождение битума, приуроченное к отложениям казанского яруса, и отмечается битуминизация отложений калиновской и сосновской свит казанского яруса и сакмарского яруса.

Значительное развитие месторождения битумов и поверхностные битумопроявления имеют на территории Южно-Татарского свода.

В центральной части Сокско-Шешминской системы валов выделяются месторождения битумов Золотая Гора, Нефтяной Ключ, Старосеменкино и др.

Здесь известны также многочисленные битумопроявления и выходы битума на поверхность. Скв. 901 вблизи с. Исаклы на правом берегу р. Сок в 20 км от ст. Сургут вскрыла в интервале 54—63 м толщу ноздреватых известняков, сильно пропитанных битумом. Скв. 902 на правом берегу р. Сок, между селами Камышла и Байтуган, в 20 км от ст. Клявлино в интервале 13—55 м вскрыла также сильно пропитанные битумом известняки.

В зоне Шенталинских поднятий выявлено битумопроявление у с. Такмакла, представленное выходом на поверхность жидкой нефти в отложениях казанского яруса. В разрезах скважин на ряде поднятий зафиксированы битумопроявления по керну в отложениях калиновской свиты, уфимского, сакмарского и ассельского ярусов.

Общая площадь битумоносной территории, охватывающая известные месторождения и битумопроявления на глубинах до 500 м, составляет 8—10 тыс. км².

По геологическим условиям залегания битуминозных скоплений на территории Куйбышевской области наибольшее распространение имеют скопления пластово-линзовидного характера, приурочен-

ные в подавляющем большинстве к пологим антиклинальным структурам или к их склонам. Вместе с тем встречаются аструктурные формы распределения битумов в Самаролукской и Сокско-Шешминской битумоносных зонах.

Отсутствие битумных полей в сводовых зонах локальных структур вызвано, на наш взгляд, перестройкой структурного плана в позднеальпийское время, после завершения основного этапа формирования нефтидов в осадочной толще Урало-Поволжья.

Оспаривая связь битумных скоплений с палеоподнятиями, Р.Н. Валеев [3] трактует аструктурное залегание битумов как результат стекания флюидов по склонам структур, находящихся выше местного базиса эрозии. Низкая миграционная способность дегазированных (в приповерхностных условиях) флюидов даже на стадии их существования в виде нефтяных скоплений делает схему Р.Н. Валеева малоубедительной.

Даже при допущении подобного перемещения основная масса тяжелых, более сорбируемых породами разностей битумов должна была сохраниться в сводовых частях структур. В то же время в большинстве аструктурных залежей битум в сводовой части отсутствует (Иса克林ское, Якушкинское, Печерское скопления).

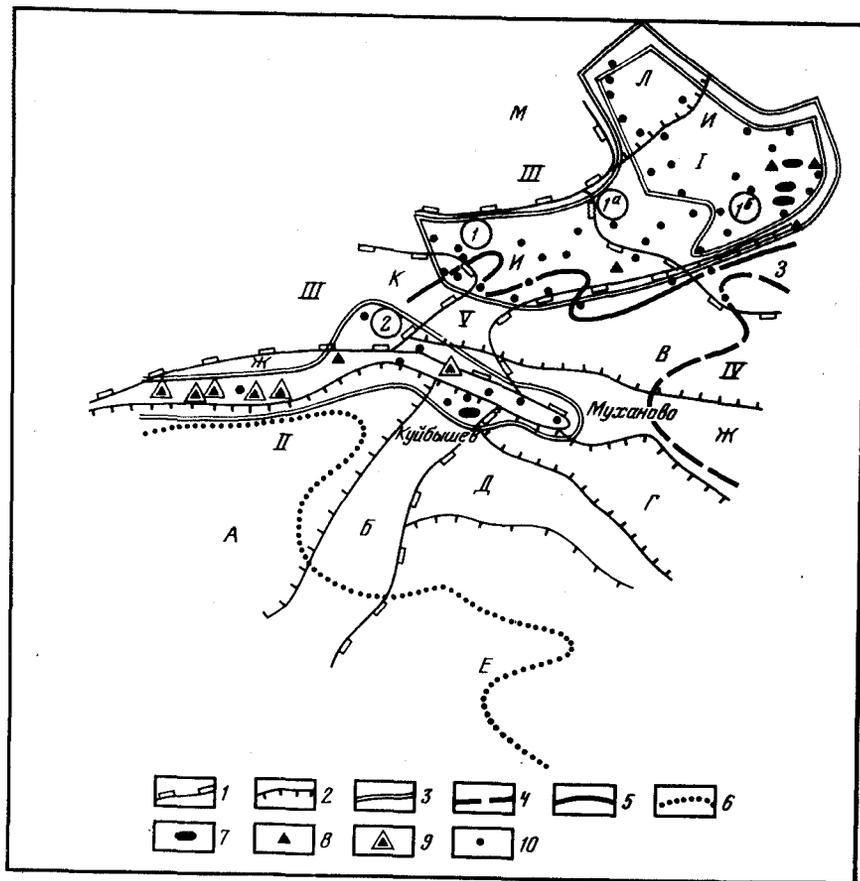
В тех залежах, где битум заполняет основной объем структуры (Буз-Баш), присводовые зоны чаще выполнены более подвижными его разностями.

В генетическом отношении все выявленные скопления битумов укладываются в схему основных генетических линий преобразования нефтидов по В.А. Успенскому [1].

На основе принципа единой линии эволюции нефтидов устанавливается сопряженность процессов утяжеления нефтей и битумообразования. Исходя из этого принципа, зоны преимущественного развития тяжелых нефтей в палеозойской толще являются перспективными на поиски битумных скоплений. Это вытекает из ранее установленных закономерностей смены газовых и газоконденсатных месторождений нефтяными и далее тяжелыми и вязкими нефтями, а затем и природными битумами [2].

На территории Куйбышевской области, таким образом, выделяются две битумоносные зоны — Самаролукская и Сокско-Шешминская с Шенталинской группой поднятий, где битуминозные породы — терригенные и карбонатные — залегают на доступных для освоения глубинах до 500 м (см. рисунок).

Основное различие этих зон заключается не столько в количественном, сколько в качественном отношении. Самаролукская битумоносная зона характеризуется преобладающим содержанием битума класса "асфальтит" (за исключением Алексеевского месторождения), а для Сокско-Шешминской зоны преобладающим является битум класса "асфальт и мальта". Если для целей дорожного строительства решающим требованием является возможность добычи битуминозных пород доступными способами — карьерами или штольнями, что ограничивает их глубиной залегания до 60—100 м и соотношением мощности вскрыши и мощности битуминозных пластов до 3:1,



Карта битумоносности Куйбышевского Поволжья

Границы: 1 — сводов (I — Южно-Татарский, II — Жигулевско-Пугачевский) и впадин (III — Мелекесская, IV — Бузулукская, V — Сокская), 2 — отдельных частей крупных структурных элементов (между склонами и вершинами сводов, осевыми и бортовыми частями впадин валов и их систем), 3 — зон битумонакопления (1 — Сокско-Шешминская; 1,а, 1,б — площади битумоносности: 1,а — карбонатных пород казанского яруса, 1,б — терригенных пород уфимского яруса; 2 — Самаролукская), 4 — газочисности пермских отложений, 5 — распространения к северу тяжелых нефтей, 6 — отсутствия к югу скоплений нефти и битума; 7—9 — месторождения битумов: 7 — мальтовые, 8 — асфальтовые, 9 — асфальтовые; 10 — битумопроявления.

Части крупных структурных элементов: А — Жигулевская вершина Жигулевско-Пугачевского свода, Б — юго-восточный склон Жигулевского свода, В — северный борт Бузулукской впадины, Г — Борская депрессия, Д — Кулешовская система валов, Е — юго-западный борт Бузулукской впадины, Ж — Жигулевско-Самаркинская система валов, З — Большекиньельская система валов, И — Сокско-Шешминская система валов, К — Ставропольская депрессия, Л — Шенталинская группа поднятий, М — юго-восточный борт Мелекесской впадины

то для использования битумного сырья в качестве источника "синтетической" нефти имеется ряд более сложных требований.

На современном этапе развития техники и технологии добычи эти требования связаны с качеством битума (классом), степенью битумонасыщенности пород и плотностью запасов на единицу площади.

Перечисленным требованиям как для целей дорожного строительства, так и для нефтехимии отвечают скопления битумов в Сокско-Шешминской зоне. Эта зона располагается на севере Куйбышевской области и примыкает к наиболее перспективной битумоносной зоне Татарской АССР. В этой зоне преобладают битумы класса "мальта—асфальт", залегающие как в терригенных породах уфимского яруса, так и в карбонатных породах казанского яруса, а также в нижнепермских отложениях.

В Сокско-Шешминской зоне наиболее перспективной является Камышлинско-Байтуганская площадь, охватывающая три участка: Новоганькинский, собственно Камышлинский и Байтуганский. Общая площадь этих участков 80 км².

На Камышлинской площади, на правом берегу р. Сок, при впадении в нее р. Камышлы отмечаются выходы битуминозных песчаников. Среднее содержание битума 6,2%, масел в групповом составе 55,8%, смол 30,6%, асфальтенов 15,5%. Класс битума — "асфальт—мальта". Выходы битуминозного песчаника отмечаются на протяжении 5 км до с. Чувашский Байтуган.

Этот район может быть рекомендован для постановки разведочных работ, которые должны обосновать целесообразность не только карьерных, но также и других видов разработки (например, методы теплового воздействия), связанные с извлечением битумов из более глубокозалегающих пластов. Решение проблемы выявления и использования битумного сырья настоятельно требует постановки целенаправленного бурения и выполнения комплекса геолого-геохимических исследований с целью определения физико-химических параметров, необходимых для промышленной оценки и проектирования способов разработки битумных скоплений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Основы генетической классификации битумов/В.А. Успенский, О.А. Радченко, Е.А. Глебовская и др. Л.: Недра, 1964. 267 с.
2. Юдин Г.Т., Жабрева П.С., Атанасян С.В. Геологические условия залегания природных битумов. М.: Наука, 1981. 137 с.
3. Валеев Р.Н., Юдин Г.Т., Гисматуллин Р., Штейнгольц В.Л. Битумо-нефтегазовые бассейны. — В кн.: Геология битумов и битумовмещающих пород. М.: Наука, 1979, с. 3—14.

М.И. Зайдельсон, Л.Л. Казьмин, А.Г. Тетерев

МЕТОДИКА ЗОНАЛЬНОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕ- ГАЗОНОСНОСТИ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В УСЛОВИЯХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РАЙОНОВ УРАЛО-ПОВОЛЖЬЯ

Карбонатные отложения являются одним из главных резервов поисков нефти и газа во многих районах Волго-Уральской провинции, особенно в старых нефтедобывающих районах, где ресурсы основных продуктивных пластов в терригенных отложениях девона и карбона постепенно истощаются.

Пласты, в которых сосредоточен основной объем неразведанных запасов карбонатного разреза, представляют собой сложные объекты прогноза в связи с особенностями строения резервуаров, ловушек, а также условий миграции флюидов в неоднородной и анизотропной среде. Поэтому для достоверного прогнозирования должен быть использован как "фактор равной силы" [1] широкий спектр критериев — литолого-палеогеографических и петрофизических, характеризующих качество резервуара, структурно-тектонических, контролирующих форму ловушки, геохимических и гидрогеологических (палеогидрогеологических), которые в совокупности позволяют оценить условия нефтегазообразования (НГО) и нефтегазонакопления (НГН). Наряду с этим комплексом критериев должны быть привлечены показатели, влияющие на технико-экономические условия поисков и разведки, как, например, качество нефти, глубина залегания объекта и др.

Конечной целью зонального прогноза является выделение и ранжирование по перспективности территориально ограниченных зон и участков, в пределах которых неразведанные запасы углеводородов могут быть освоены в наиболее выгодных условиях. С этой точки зрения зональный прогноз является связующим звеном между региональными прогнозными оценками крупных территорий в рамках комплексных проектов и проектированием поисково-разведочных работ на локальных объектах.

Методика зонального прогноза включает два основных этапа: во-первых, выбор информативных показателей, принадлежащих к указанному выше группам критериев, и, во-вторых, совокупность операций, приводящих к выделению перспективных зон и участков.

Ниже рассмотрены пути решения задачи на примере пласта А₄ башкирского яруса на территории Куйбышевского Поволжья. Геологические условия и нефтегазонасность этого продуктивного пласта в карбонатном разрезе широко освещены в опубликованной литературе.

Выбор показателей осуществляется с учетом особенностей объекта прогноза и уровня прогнозирования (разумеется, также с учетом имеющихся возможностей). На зональном уровне, как справедливо отмечают авторы работы [1], существенно возрастает роль

показателей, характеризующих условия НГО и НГН. Первостепенное значение имеют литолого-палеографические и петрофизические показатели, позволяющие расшифровать сложное строение карбонатных резервуаров. В таблице приведен перечень показателей прогноза, принятый для пласта А₄ в условиях Куйбышевского Поволжья. Учитывая неравнозначную информативность отдельных показателей, каждому из них присваивается определенный коэффициент веса: высокий ($K_v = 2$), повышенный ($K_p = 1,5$) и нормальный ($K_n = 1$) (см. таблицу).

Каждый показатель охарактеризован в баллах в трех градациях. С учетом коэффициента веса максимальная оценка показателя составляет 6 баллов, минимальная — 1 балл.

В баллах оцениваются элементарные участки в форме квадратов площадью 1000 км². Такая величина участка оптимальна для зонального прогноза в условиях Среднего Поволжья [2]. Сетка квадратов наносится на основу прогнозной карты, а также на все вспомогательные карты по отдельным показателям. Все карты строятся в одинаковом масштабе. Так, для пласта А₄ на территории Куйбышевской области были построены карта литолого-палеогеографических условий формирования коллектора на базе преобладающего структурно-генетического типа пород и постседиментационных процессов, карта коллекторских свойств пласта, карта мощности и литологии покрывки, структурно-тектоническая карта с ранжированием структур II порядка по качеству, карта удельной плотности трещиноватости, карта с местоположением нефтеносных поднятий, неразведанных структур, выявленных и подготовленных к поисковому бурению, а также структур, выведенных из разведки, карта всех видов нефтегазопроявлений непромышленного характера, включая повышенные показания газового каротажа, аномалии по пластовым водам и т.д., карта генерационного потенциала пород в питающем очаге, карта гидрогеологической обстановки в пласте, карта физических свойств нефтей (плотности, вязкости и сернистости), карта глубины залегания кровли пласта и др.

Весь этот комплекс вспомогательных карт последовательно накладывается на основу прогнозной карты и по каждому показателю данный элементарный участок (квадрат) получает оценку в баллах с учетом коэффициентов веса показателей. Перспективность участка определяется суммой баллов по всем показателям.

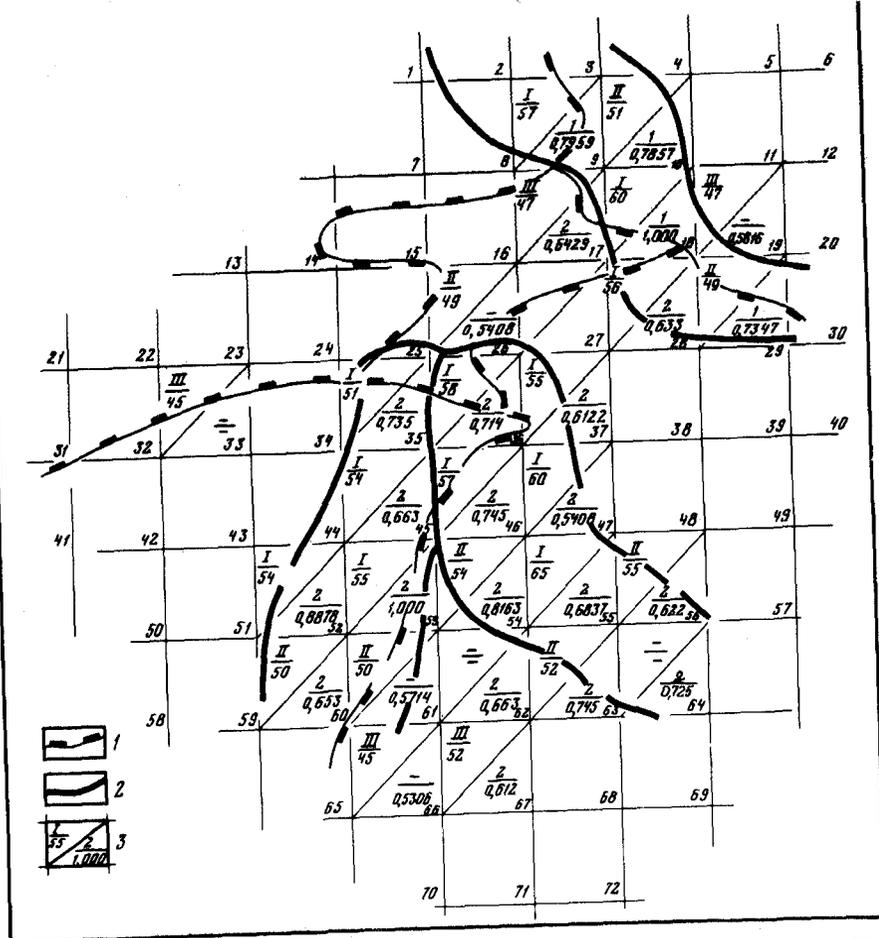
Для более объективного ранжирования вся территория делится на секторы по особенностям геологического строения. Для пласта А₄ на территории Куйбышевского Поволжья выделены три сектора: северный — охватывающий склон Южно-Татарского свода, примыкающие к нему с запада и с юга бортовые зоны Мелекесской и Бузулукской впадин, а также Сокскую седловину; юго-западный — к которому относится территория Жигулевско-Пугачевского свода, и северо-западный борт Бузулукской впадины; юго-восточный, включающий остальную территорию Бузулукской впадины в пределах Куйбышевского Поволжья (см. рисунок). Ранжирование элементарных участков по перспективности осуществляется в пределах секторов в двух вариантах.

Показатели прогноза нефтегазоносности карбонатных отложений

| Группа критериев | Показатель | Коэффициент веса показателя (K _н) |
|--|--|---|
| Литолого-палеогеографические | Оценка качества коллектора по структурно-генетическому типу пород и постседиментационным процессам | 2 |
| | Эффективная мощность | 1 |
| | Открытая пористость | 1,5 |
| | Проницаемость | 1 |
| | Мощность покрышки | 1 |
| | Литология покрышки (в пределах выделенных литофациальных зон) | 1 |
| | Структурно-тектонические | Качественная характеристика структур II порядка |
| Удельная плотность линеаментов | | 1 |
| Количество неразведанных поднятий | | 1,5 |
| Предпосылки формирования рифогенных поднятий | | 1 |
| Геохимические и гидрогеологические | | Количество нефтеносных поднятий |
| | Нефтегазопроявления (по керну, по газовому каротажу, по воде и т.д.) | 1 |
| | % залежей-спутников в питающем пласте | 1 |
| | Количество выведенных из разведки структур | 1,5 |
| | Нефтегенерационный потенциал пород | 1 |
| | Условия миграции и аккумуляции нефти и газа | 1,5 |
| | Геолого-экономические | Вязкость нефти |
| Глубина залегания кровли прогнозируемого объекта | | 1 |

В первом варианте оценка дается по отношению суммы баллов участка к среднеарифметической по сектору с учетом дисперсии: если сумма баллов участка выше среднеарифметической плюс дисперсия, участок получает первый ранг и расценивается как высокоперспективный, при сумме баллов выше средней плюс половину дисперсии — как перспективный (второй ранг), при сумме баллов выше средней по сектору, но ниже средней плюс половину дисперсии — как условно перспективный (третий ранг). Участки с суммой баллов, равной или ниже средней по сектору, считаются мало перспективными (бесперспективных участков в таком пласте, как А₄, на территории Куйбышевской области практически не имеется). В пределах участка одного и того же ранга выбор осуществляется по сумме баллов.

Второй вариант ранжирования, основанный на методе классификации с помощью самоспряженной меры Рао [3], осуществляется с применением ЭВМ. Исходная выборка та же, что и в первом варианте, но градации с учетом коэффициентов веса выражены в двоичной системе. В пределах исследуемой территории выбираются эталонные участки, характерные для перспективных и мало перспективных земель. Для пласта А₄ выбраны три перспективных и три мало-



Прогнозная карта пласта А₄ башкирского яруса на территории Куйбышевского Поволжья

1 — границы геоструктур I порядка; 2 — границы перспективных зон; 3 — оценка перспектив нефтегазоносности элементарных участков (квадратов): в верхней левой части квадрата в числителе — ранг квадрата, в знаменателе — сумма баллов, в нижней правой части в числителе — класс квадрата, в знаменателе — мера сходства с эталоном данного класса

перспективных участка с таким расчетом, что каждый сектор был охарактеризован равномерно.

Закладывая в память машины исходную информацию, получают для каждого квадрата меру сходства со всеми шестью эталонами (классами). Квадрат относится к тому эталону (классу), с которым он обнаруживает максимальное сходство. Одновременно в решении задачи показана степень достоверности решения.

На рисунке представлена прогнозная карта для пласта А₄ башкирского яруса, построенная в обоих вариантах. На карту нанесены значения в баллах только для участков определенного ран-

га (первый вариант), а также значения меры сходства с первыми тремя перспективными эталонами (второй вариант). Можно видеть, что в целом результаты, полученные в том и другом вариантах, хорошо совпадают. Имеются, однако, расхождения. Так, при ранжировании по методу классификации ни один квадрат, даже в пределах юго-восточного сектора, не обнаруживает сходства с эталоном этого сектора — квадратом 55, а все перспективные участки относятся ко второму классу, т.е. к эталону юго-западного сектора (квадрат 53). Такая ситуация отвечает, по-видимому, истинному положению вещей, так как эталонный участок 55 (район Кулешовского месторождения) по всем параметрам резко отличается от остальных участков юго-восточного сектора, и, по-видимому, вряд ли на всей территории сектора и Куйбышевской области в целом могут быть обнаружены в пласте A_4 подобные нефтеносные зоны. Таким образом применение метода классификации и ЭВМ не только ускоряет ход операций, но и повышает достоверность ранжирования.

Предлагаемая методика облегчает выбор локальных объектов для постановки поисково-разведочных работ на неразведанных поднятиях, а также для ревизионных работ на уже открытых месторождениях по выявлению пропущенных ранее нефтескоплений в карбонатном разрезе. Повышается также достоверность оценки неразведанных запасов в карбонатных отложениях.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Наливкин В.Д., Белонин М.Д., Лазарев В.С., Сверчков Г.П.* Теоретические основы прогнозирования нефтегазоносности. — Геология нефти и газа, 1977, N 12, с. 7—12.
2. *Корниенко В.Н.* О выборе оптимальной площади эталонных участков при оценке прогнозных запасов нефти и газа. М.: Недра, 1975, с. 54—60. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 169).
3. *Рас С.Р.* Линейные статистические методы и их применение. М.: Наука, 1968. 547 с.

УДК 551.24+553.98(181 М > 3500)

А.А. Александров, С.В. Санаров

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В РИФЕЙСКИХ И ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОСТОЧНО-ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНА

Восточно-Оренбургский нефтегеологический район располагается на юго-восточной окраине Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Геологоразведочные работы здесь в настоящее время ориентируются главным образом на поиски нефти в палеозойских отложениях. В повсеместно развитых на этой территории преимущественно терригенных толщах верхнего протерозоя (рифей, венд) скопления углеводородов не обнаружены, что, однако, не может служить достаточным основанием для отрицательной оценки перспектив их нефтегазоносности, так как целенаправленные поисковые работы на эти отложения не проводились. Между тем имеющиеся данные о геологическом развитии и современном тектоническом строении района указывают на реальную возможность наличия скоплений углеводородов как в рифейских, так и в вендских отложениях и позволяют наметить конкретные участки для постановки поисковых работ.

По условиям седиментации и современного залегания верхнепротерозойских отложений территорию рассматриваемого района можно разделить на две неравновеликие части: западную и восточную (рис. 1).

Западная, большая, часть на тектонической карте палеозойского структурного этажа Волжско-Камской антеклизы [1] отвечает Восточно-Оренбургскому структурному выступу. Поверхность кристаллического фундамента находится на абсолютных отметках $-3,5 \div -5$ км, постепенно погружаясь на восток.

Верхнепротерозойские отложения залегают здесь непосредственно под разновозрастными горизонтами среднего девона. Во вскрытых разрезах они представлены красноцветными отложениями боровской свиты нижнего рифея (аналог тюрюшевской свиты и песчаных пачек прикамской свиты¹) и отложениями верхнего венда в составе каировской и шкаповской свит, также сложными континентальными красноцветными и пестроцветными терригенными породами. Их стратиграфическая полнота и мощность неравномерно возрастают в восточном направлении (рис. 2). Неравномерность обусловлена крупными предвендской и предпалеозойской перестройками структурного плана, сопровождавшимися размывом.

¹Стратиграфическая разбивка верхнего протерозоя дана в соответствии со Сводным стратиграфическим разрезом рифейских и вендских отложений [2] и Общей стратиграфической шкалой докембрия СССР [4].



Рис. 1. Тектоническая схема юго-востока Волжно-Камской антеклизы

1 — границы Предуральского краевого прогиба; 2 — границы тектонических элементов палеозойского структурного этажа; I — Бузулу́кская впадина, II — Восточно-Оренбургский структурный выступ, III — Салмышская впадина, IV — Мраковская депрессия (1, 2 — по Р.О. Хачатряну [1]); 3 — гравитационные ступени; 4 — зона линейных аномалий магнитного поля; 5 — линии тектонических нарушений кристаллического фундамента (3—5 — по О.А. Хоментовской); 6, 7 — изогипсы поверхности кристаллического фундамента (в км); 6 — по данным электро-, магнито- и гравиразведки, 7 — по данным бурения; 8 — западная граница распространения отложений верхнего протерозоя; 9 — предордовий вал; 10 — линия поперечного разреза (см. рис. 2)

По формационному составу эти отложения типичны для зоны авлакогенов и надавлакогенных прогибов, выделяемых [3] по рядам формаций рифея—раннего палеозоя Восточно-Европейской платформы. Фациальная и геохимическая обстановки в таких зонах неблагоприятны для образования скоплений углеводородов, поэтому перспективы поисков нефти в верхнепротерозойских толщах западной части Восточно-Оренбургского нефтегеологического района не могут быть оценены как высокие.

Только вдоль восточной границы этой территории возможно появление в разрезе нижнего рифея морских карбонатно-терригенных отложений — аналогов верхних горизонтов прикамской свиты или калтасинской свиты, с которыми могут быть связаны залежи углеводородов.

Восточная часть Восточно-Оренбургского нефтегеологического района в геотектоническом плане тяготеет к западному борту Предуральского краевого прогиба. На тектонической карте палеозойского структурного этажа [1] она укладывается в пределах Салмышской впадины и на востоке непосредственно примыкает к нижнепермскому седиментационному уступу, по которому условно проводится граница прогиба. Поверхность кристаллического фунда-

мента резко погружается значительно западнее нижнепермского седиментационного уступа (см. рис. 2). В этом, по-видимому, заключается характерная морфологическая особенность рассматриваемой территории как пограничной между собственно платформенной областью и областью, развивавшейся под влиянием Уральской геосинклинали.

Строение борта в целом по осадочному чехлу определяется четырьмя факторами: тектоническим, седиментационным, абразионным и пластического течения галогенных пород.

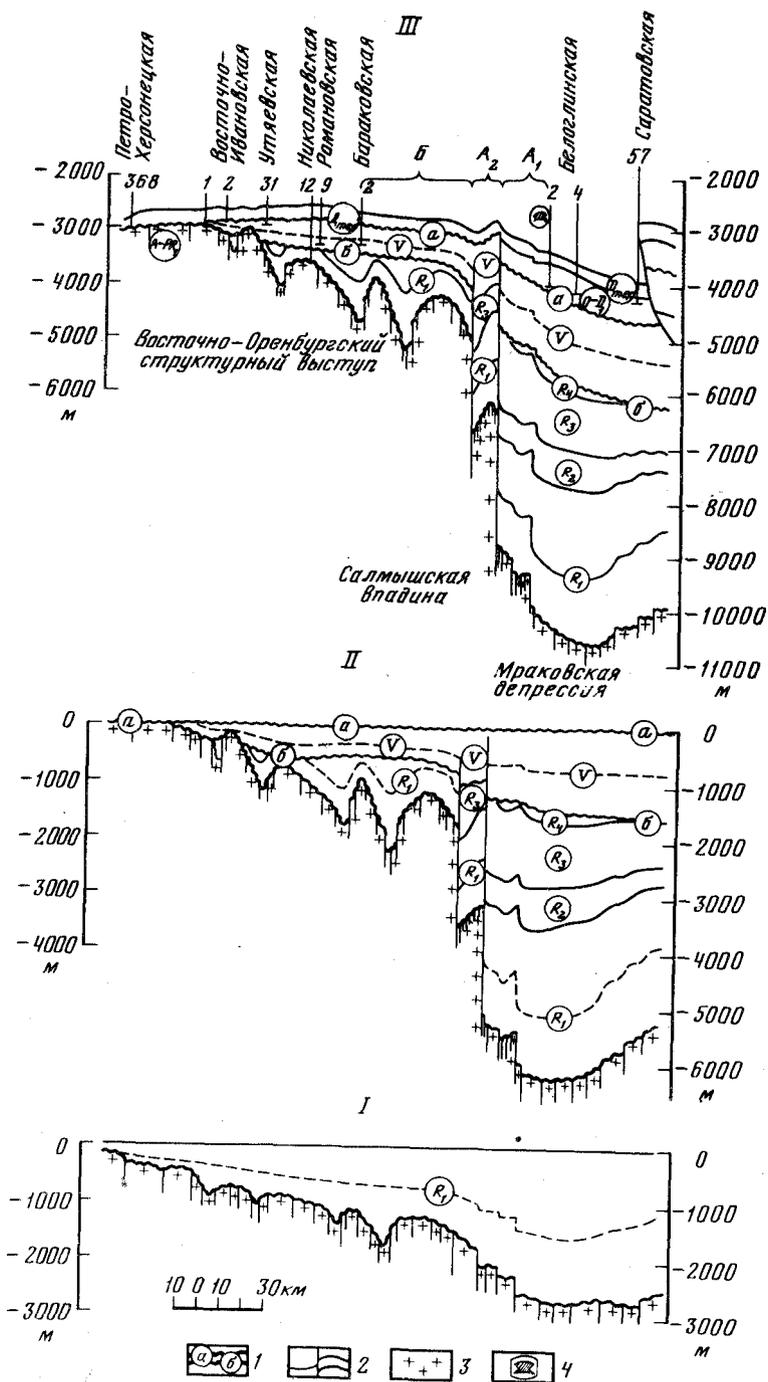
Первичным (базовым) элементом ее служат разломы кристаллического фундамента — тектонический шов, разделяющий геоблоки разнозначных вертикальных движений. На поверхности фундамента и на геологических поверхностях отложений доорогенного комплекса, в частности верхнепротерозойских, область борта имеет преимущественно тектонический характер и морфологически выражена тектоническими уступами. С внешней стороны уступов возможно наличие относительно узкой зоны поднятий типа приразломных валов.

На геологических поверхностях, формировавшихся в орогенную стадию развития Уральской геосинклинали, заметно отразились нетектонические факторы (рифогенез, пластические деформации солей и пр.), поэтому строение области борта усложнилось; доминирующее значение приобрел седиментационный уступ, смещенный относительно тектонического шва на восток, в сторону Урала.

О литолого-фациальном составе, стратиграфической полноте и мощности верхнепротерозойских отложений восточной части рассматриваемого региона фактических данных пока нет, поскольку скважинами они не вскрыты. Принимая во внимание геотектоническую принадлежность этой территории, можно предположить, что в позднем протерозое здесь существовала седиментационная обстановка, типичная для зоны перикратонных впадин, открывающихся в сторону геосинклиналей, или для зоны прогибания периферических районов платформы, прилегающих к частично консолидирующимся геосинклиналям [3]. Следовательно, в рифейских и вендских отложениях должны преобладать мелководно-морские фации и разрез может иметь значительно большую стратиграфическую полноту.

Мощность интервала от поверхности кристаллического фундамента до подошвы терригенной толщи девона в восточной части района по сравнению с западной увеличена приблизительно в 5 раз и составляет 5—7 км (см. рис. 2). Некоторая доля этой мощности приходится на отложения ордовика—нижнего девона, предположительно вскрытые здесь рядом скважин. Но даже это в определенной мере повышает поисковый интерес к данному интервалу разреза, так как, во-первых, нижнепалеозойские отложения сами могут являться объектом поисковых работ на нефть и газ, во-вторых, из них возможна миграция углеводородов по разломам в гипсометрически выше залегающие протерозойские отложения области борта.

Таким образом, восточная часть Восточно-Оренбургского нефтегеологического района характеризуется более благоприятными условиями нефтенакопления в рифейских и вендских отложениях по



сравнению с западной частью и другими типично внутриплатформенными областями развития этих отложений.

Геологические предпосылки поисков залежей углеводородов в этих отложениях можно охарактеризовать как благоприятные в двух основных аспектах: 1) литолого-фациальная обстановка соответствовала прибрежной части шельфа, что отражалось в преобладании восстановительных условий осадконакопления, в возможности формирования и сохранения пластов-коллекторов, в наличии условий для возникновения ловушек литологически, стратиграфически экранированных типов и в рифовых телах; 2) структурно-тектоническая ситуация обусловила возможность образования крупной субмеридиональной структуры (структур) — предбортового приразломного вала, наличие тектонически экранированных ловушек, возможность миграции углеводородов из осевой зоны прогиба в область борта, а также из гипсометрически ниже расположенных палеозойских отложений в верхнепротерозойские.

Первоочередным объектом для постановки целенаправленных поисковых работ является территория предположительного развития предбортового вала, выделяемая нами как внешняя бортовая зона (A₂) (см. рис. 2). Вал является здесь основным элементом, контролирующим размещение залежей углеводородов в отложениях доорогенного этажа, в особенности верхнепротерозойских.

Не меньшими перспективами обладает внутренняя бортовая зона (A₁), где могут быть развиты литологические, стратиграфические, тектонические и другие ловушки. Однако проведение работ здесь затрудняется большими глубинами залегания отложений верхнего протерозоя. Определенный интерес представляет также прибортовая платформенная зона (Б).

Предлагается следующая этапность целенаправленных поисковых работ: 1) систематизация и анализ имеющихся геолого-геофизических материалов, создание геологической модели борта и прилегающей территории; 2) заложение сейсморазведочных профилей вкрест простирания борта; 3) бурение параметрических скважин со вскрытием всей рифейско-вендской толщи на выступах фундамента, примыкающих к борту (в зоне Б), и на выявленных наиболее перспективных участках борта (в зонах A₁, A₂) на технически

Рис. 2. Схемы развития и современного строения геологических поверхностей нижней части осадочного чехла в поперечном разрезе через юго-восточный склон Волжско-Камской антеклизы, западную и центральную части Предуральского краевого прогиба

I — конец раннего рифея; II — конец венда — начало палеозоя; III — современное строение.
1 — поверхности размывов: а — предпалеозойского, б — предвендского; 2 — взбросо-надвиг восточной части Предуральского прогиба; 3 — породы кристаллического фундамента; 4 — местоположение в плане нижнепермского барьерного рифа.

Стратиграфические комплексы: А—PR₁ — архейско-нижнепротерозойский (кристаллический фундамент), R₁ — нижнерифейский (пунктиром внутри комплекса ориентировочно показана кровля аналогов прикамской свиты Башкирии), R₂ — среднерифейский, R₃ — верхнерифейский, R₄ — кудашский; V — вендский (пунктиром показана граница между карповской и шкаповской свитами); O—D₁ — ордовикско-нижнедевонский, D_{гер} — "терригенный девон" (от подошвы среднедевонских отложений до кровли кыновского горизонта верхнего девона). Зоны, перспективные для поисков скоплений углеводородов в допалеозойских отложениях: A₁ — внутренняя бортовая, A₂ — внешняя бортовая, Б — прибортовая платформенная. Над профилем указаны скважины и их номера

возможную глубину, изучение литолого-фациального состава и нефтегазоносности отложений, условий их залегания, стратиграфическая привязка отражающих горизонтов; 4) уточнение геологической модели борта и прилегающих районов с учетом полученных данных; 5) постановка детальных сейсморазведочных работ; 6) бурение поисковых скважин на объектах, подготовленных сейсморазведкой.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы. М.: Наука, 1979. 172 с.
2. Лисовский Н.Н. и др. Рабочая схема стратиграфии и корреляции разрезов верхнего протерозоя Западной Башкирии: (Методические рекомендации). Уфа: Ин-т геологии БФАН, 1981. 36 с.
3. Золотов А.Н. Тектоника и нефтегазоносность древних толщ. М.: Недра, 1982. 240 с.
4. Аксенов Е.М., Келлер Б.М., Соколов Б.С. и др. Общая схема стратиграфии верхнего докембрия Русской платформы. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1978, N 12, с. 17—33.

УДК 550.8.014

А.А. Горелов

К МЕТОДИКЕ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ НЕСООТВЕТСТВИЯ СТРУКТУРНЫХ ПЛАНОВ ЛОКАЛЬНЫХ ПОДНЯТИЙ В СВЯЗИ С ИЗУЧЕНИЕМ ИХ ГЕНЕЗИСА

При количественной оценке несоответствия структурных планов локальных поднятий по опорным горизонтам осадочного чехла по существующим методикам [1—5] обычно анализируется ограниченное количество параметров и сравниваемых поверхностей, что значительно снижает надежность построений и практическую ценность получаемых результатов.

Предлагаемая методика более полно учитывает особенности геологического строения различных типов локальных поднятий. Она применима как для разбуренных структур, так и для закартированных сейсморазведкой, но еще не введенных в глубокое бурение. Получаемые результаты не только количественно характеризуют степень несоответствия структурных планов локальных поднятий по различным горизонтам осадочного чехла, но и позволяют выяснить их генезис. Это обусловлено тем, что соотношение структурных планов локальных поднятий определяется в основном условиями их формирования. Следовательно, по результатам количественной оценки планового или амплитудного несоответствия структурных планов можно судить о генезисе поднятий.

Надежность получаемых результатов обеспечивается большим числом анализируемых структурных поверхностей. За базисный горизонт, с которым сравнивают остальные, принимаются последо-

вательно все рассматриваемые структурные поверхности. Эта методика дает возможность анализировать практически все основные параметры, характеризующие строение поднятия по различным горизонтам осадочного чехла.

При анализе параметров поднятия можно пользоваться их абсолютными величинами. Например, плановое смещение вершины поднятия сравниваемых структурных поверхностей обычно выражается линейными единицами измерения (в метрах, километрах) и азимутом. Эта дает наглядное представление о величине и направлении смещения вершины, но не всегда позволяет обобщить полученные результаты и выявить общие закономерности, особенно для структур различных размеров. Так, вершины крупных поднятий обычно остаются в пределах замкнутых контуров, даже при значительном их смещении. На мелких же поднятиях относительно небольшое смещение вершины по сравниваемой поверхности может привести к тому, что она окажется за пределами замкнутого контура поднятия по базисному горизонту.

В связи с этим при количественной оценке несоответствия структурных планов целесообразнее анализировать параметры поднятия, выраженные в относительных величинах, т.е. в виде коэффициентов.

Коэффициент соответствия площадей. Площадь поднятия по различным горизонтам осадочного чехла может существенно изменяться, что обусловлено как особенностями формирования каждого локального поднятия в отдельности, так и палеогеологическим развитием региона в целом. Для выявления закономерностей этих изменений можно пользоваться коэффициентом соответствия площадей (r), который показывает, во сколько раз площадь поднятия по сравниваемой структурной поверхности отличается от базисной. Он вычисляется по формуле

$$r = S/S_0, \quad (1)$$

где S и S_0 — площади поднятия, определяемые по замкнутой изогипсе соответственно по сравниваемой и базисной поверхностям. Значение коэффициента r изменяется в широких пределах.

Из уравнения (1) видно, что если площадь поднятия по сравниваемому горизонту меньше, чем по базисному, то значения коэффициента $r < 1$, а если больше, то $r > 1$. Если же площади примерно одинаковые, то значения коэффициента $r \approx 1$.

Коэффициент соответствия планового положения поднятия. Смещение планового положения поднятия хорошо отражает площадь взаимного перекрытия его замкнутых контуров по базисной и сравниваемой структурным поверхностям. Изменение местоположения поднятия при переходе от одного горизонта к другому приводит к изменению площади взаимного перекрытия его замкнутых контуров. Эти изменения можно оценить коэффициентом соответствия планового положения поднятия (t), который показывает, какую часть замкнутого контура поднятия по базисной поверхности составляет площадь взаимного перекрытия его контуров по базисной и

сравниваемой поверхностям. Он определяется по формуле

$$t = P/S_0, \quad (2)$$

где P — площадь взаимного перекрытия контуров поднятия по базисной и сравниваемой поверхностям.

Коэффициент t изменяется от единицы до нуля. В первом случае наблюдается полное соответствие структурных планов и одинаковые размеры поднятия, а во втором — замкнутые контуры поднятия по базисной и сравниваемой поверхностям не имеют общей для них площади перекрытия, т.е. здесь наблюдается полное несоответствие структурных планов.

Коэффициент смещения планового положения вершины поднятия.

Местоположение вершины поднятия при переходе от одного горизонта к другому часто изменяется. Это изменение можно оценить коэффициентом смещения планового положения вершины поднятия (n). Он характеризует величину смещения вершины сравниваемой структурной поверхности относительно расстояния между вершиной и контуром базисной поверхности и определяется по формуле

$$n = l/l_0, \quad (3)$$

где l_1 — расстояние между проекциями вершин поднятия по базисной и сравниваемой поверхностям; l_0 — расстояние от проекции вершины поднятия до замкнутого контура по базисной поверхности в направлении проекции вершины поднятия по сравниваемой поверхности.

Значения коэффициента n изменяются от нуля до единицы и более. Если местоположения вершины поднятия по базисной и сравниваемой поверхностям совпадают, то коэффициент $n = 0$. Если же вершина поднятия по сравниваемой поверхности находится в пределах замкнутого контура поднятия по базисной поверхности, то коэффициент $n < 1$, а если за его пределами, то $n > 1$.

Коэффициент амплитудного соответствия. Амплитуда поднятия по опорным горизонтам осадочного чехла обычно не остается постоянной величиной. Чаще всего она возрастает от верхних горизонтов к нижележащим. Однако это происходит не всегда равномерно. В отдельных частях разреза она резко возрастает, а затем снижается и снова возрастает. Нередко наблюдаются случаи затухания амплитуды поднятия вниз по разрезу, вплоть до полного ее выполаживания. Так как амплитуды поднятий существенно отличаются по своим значениям, то при выяснении закономерностей их изменения по разрезу удобно пользоваться коэффициентом амплитудного соответствия (m). Он показывает, во сколько раз амплитуда поднятия по сравниваемой поверхности отличается от амплитуды по базисной поверхности, и определяется по формуле

$$m = A_1/A_0, \quad (4)$$

где A_1 и A_0 — амплитуды поднятия по сравниваемой и базисной поверхностям.

Коэффициент m изменяется от нуля до очень больших зна-

Изменение коэффициента амплитудного несоответствия структурных планов на локальных поднятиях различного генезиса

Поднятия: 1 — Мухановское, 2 — Ильменевское, 3 — Холмовое.

m — коэффициент амплитудного соответствия. Сопоставляемые горизонты: AR — поверхность фундамента, Д_{кп} — кыновский, С_{1вв} — бобриковский, С_{2вр} — верейский, Р_{2кз} — казанский (калиновская свита).

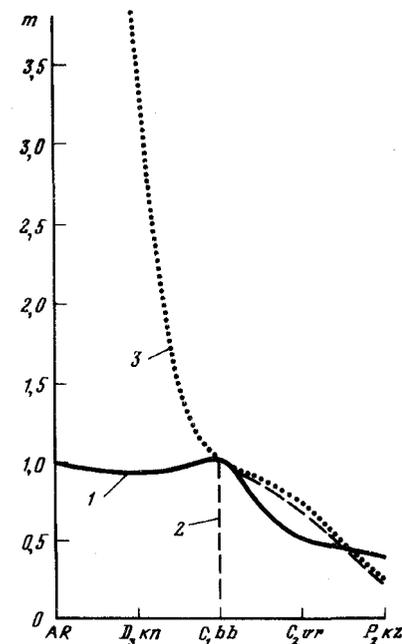
чений, так как амплитуда поднятия по одной из поверхностей может быть незначительной или даже равняться нулю, т.е. в каком-то интервале разреза наблюдается полное выполаживание поднятия. Если амплитуда поднятия по сравниваемой поверхности меньше, чем по базисной, то коэффициент $m < 1$, а если больше, то $m > 1$. Если же амплитуда поднятия по базисной и сравниваемой поверхностям одинаковая, то $m = 1$.

При вычислении коэффициента m по уравнению (4) амплитуду поднятия можно определять либо от его вершины до замкнутой изогипсы, либо между скважинами, пробуренными в своде поднятия и на его крыле.

По уравнениям (1) — (4) вычислены коэффициенты r , t , n , m для некоторых поднятий Куйбышевской области. При их вычислении параметры поднятий определялись по основным опорным горизонтам осадочного чехла: поверхности фундамента, кровле кыновского, бобриковского, верейского горизонтов, ассельского яруса или калиновской свиты. За базисную поверхность последовательно принимался каждый из этих горизонтов. Вычисленные значения коэффициентов изменяются в широких пределах.

Коэффициенты r , t , n позволяют выделять типы поднятий, образовавшихся в результате нескольких структуроформирующих процессов и характеризующихся изменением местоположения вершин и замкнутых поднятий при переходе от одного горизонта к другому.

Для выделения генетических типов поднятий наиболее информативным является коэффициент амплитудного соответствия (m). В качестве примера на рисунке приведены его значения для тектонического (Мухановское), седиментационного (Ильменевское), облекания и уплотнения (Холмовое) типов поднятий. При вычислении этих коэффициентов за базисную поверхность принята кровля бобриковского горизонта. На графиках (см. рисунок) видно, что значения коэффициентов для кыновского горизонта и фундамента на Мухановском поднятии близки к единице, на Холмовом — значительно превышают единицу, на Ильменевском — равны нулю. Такие различия коэффициента m позволяют достаточно уверенно выделять генетические типы структур.



Анализ коэффициентов r , t , n , m и других геологических материалов показывает, что на территории Куйбышевской области широко распространены структуры облекания и уплотнения, сформировавшиеся в осадочном чехле над выступами кристаллического фундамента. Многие из них осложнены седиментационными и эрозионными процессами.

Таким образом, предложенная методика не только количественно характеризует степень несоответствия структурных планов локальных поднятий по различным горизонтам осадочного чехла, но и способствует более обоснованному выделению генетических типов структур.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бухарцев В.П., Мирчинк М.Ф. К методике геолого-статистического анализа локальных структур. — В кн.: Опыт применения математической статистики при изучении локальных структур Волго-Уральской нефтегазоносной области. М.: ЦНИИТЭНефтегаз, 1962, с. 5—12.
2. Вайнбаум С.Я., Чирук Г.Н., Кулаковский Э.И. Геолого-статистическое определение соотношения структурных планов локальных поднятий в Куйбышевской области. — В кн.: Геология, геохимия, геофизика Волго-Уральской области. М.: ИГиРГИ, 1972, с. 106—134.
3. Мельников С.Н., Шайхутдинов Р.С. К методике разведки месторождений структурного типа на склонах Татарского свода. Казань, 1975, с. 16—21. (Тр. ТатНИПИнефть; Вып. 30).
4. Казьмин Л.Л., Горелов А.А., Чирук Г.Н. Количественная оценка соответствия структурных планов локальных поднятий Куйбышевской области. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1983, вып. 1, с. 4—6.
5. Хачатрян Р.О., Костенко А.Н., Суриков Е.Я. Методика изучения несоответствия структурных планов нефтегазоносных локальных поднятий. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1983, вып. 1, с. 2—4.

УДК 550.834.015.2.044

Н.Р. Сивков, Н.П. Лукьянов, Н.М. Яковлев

ПОВЫШЕНИЕ РАЗРЕШАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЛЕКТРОИСКРОВОГО СЕЙСМОИСТОЧНИКА

Детальная разведка нефтегазоперспективных площадей, выявление неструктурных ловушек углеводородов, прогнозирование геологического разреза и ряд других геологических задач требуют применения сейморазведки высокого разрешения. Известно, что одним из основных факторов получения разрешенной волновой картины является возбуждение сейсмических колебаний. В Волжском отделении ИГиРГИ разработан способ возбуждения высокочастотных импульсных сейсмических сигналов электроискровым сейсмоисточником. Источник "ИСКРА" — смонтированная на автомобиле электрическая установка. От электрогенератора заряжается батарея конденсато-

ров, энергия с которой поступает на разрядник, погружаемый во взрывную скважину. При электроразряде в жидкости возбуждается и излучается в среду упругая волна. Изучение сейсмических сигналов, создаваемых электроискровым источником (с использованием широкополосной аппаратуры при приеме и регистрации), показало, что спектры возбуждаемых под ЗМС сигналов содержат частоты от единиц герц до 500 Гц и выше при преобладающей частоте в диапазоне 100—300 Гц, энергия единичного воздействия эквивалентна взрыву 20—30 г тротила. Наиболее высокочастотный сигнал возбуждается в относительно плотных породах. Со стороны возбуждения высокая разрешающая способность сейсмического метода источником "ИСКРА" обеспечивается. Остается сохранить широкий частотный диапазон при приеме, регистрации, накоплении малых воздействий и обработке материалов. Эксперименты показали, что доминирующая частота отраженной волны с эмпирически устанавливаемым коэффициентом понижения пропорциональна преобладающей частоте возбуждаемой прямой волны. Таким образом, по сейсмическому сигналу в зоне возбуждения можно оценивать частотный состав и разрешенность отраженных волн.

Наблюдения ВСП с источником "ИСКРА". Условия возбуждения колебаний при ВСП определяют производительность работ и качество материалов. Сейсмоисточник "ИСКРА" обеспечивает производительную технологию наблюдений и возбуждение стабильных сейсмических сигналов в процессе профилирования глубокой скважины. Погруженный во взрывную скважину на оптимальную глубину электроизлучатель находится постоянно в одной точке, что способствует сохранению формы сигнала и позволяет осуществить автоматический режим возбуждения и регистрации колебаний при накоплении необходимого числа единичных воздействий в пункте приема. Технические характеристики источника "ИСКРА" дают возможность повторять электровзрывы с периодичностью, равной циклу записи сейсмостанции 3—6 с. По сравнению со взрывным возбуждением, когда на подготовку каждого заряда требуется до 10 мин, производительность наблюдений ВСП с электроискровым источником возрастает в несколько раз. Стабильность работы источника в процессе наблюдений оценивается по записям контрольного сейсмоприемника, которые используются и при обработке для корректировки сейсмозаписей ВСП. Прием сейсмических сигналов осуществляется зондами ВСП с жестким прижимом приборов к стенке скважины — для обеспечения широкого частотного и динамического диапазонов. Регистрируются данные цифровыми сейсмостанциями с 1—2 мс дискретизацией, полосой пропускания до 500—250 Гц. Накопление единичных воздействий производится при обработке данных на ЭВМ.

Опытные работы ВСП с применением источника "ИСКРА" в сопоставлении со взрывным способом возбуждения проведены в Волго-Уральской области и Краснодарском крае. Наблюдения выполнялись в скважинах, расположенных на полигонах по выработке методики поисков ловушек неантиклинального типа.

Проанализируем результаты ВСП на примере скв. 103 (Краснодарский край, Саратовский полигон). На вертикальном профиле получена высокочастотная разрешенная волновая картина. Видимая частота прямой волны 100 Гц. Выделяется множество динамически выраженных отраженных волн по всему разрезу скважины. Хорошая выраженность и разрешенность прямой и отраженных волн в области первых вступлений при малом шаге наблюдений (5 м) и короткопериодном сейсмическом сигнале (10 мс) позволили прокоррелировать отражения до границ образования и с высокой точностью (2—3 м) привязать к стратиграфическим поверхностям и литологическим слоям. Особенно важна привязка волн, связанных с майкопскими нефтеносными отложениями. Продуктивный песчаный горизонт III представлен на вертикальном профиле динамически выраженной группой отражений от кровли III_к и подошвы III_п слоя мощностью 80 м. В Саратовской скв. 10, расположенной от скв. 103 по восстанию пластов, на профиле ВСП отсутствуют отражения от горизонта III. Следовательно, между скважинами происходит замещение песчаного горизонта глинами. Выклинивание проявляется и на временном разрезе проходящего через скважины профиля ОГТ постепенным ослаблением и исчезновением группы отражений III_к — III_п.

Исследованиями ВСП МОГТ на Саратовском полигоне установлено, что майкопские песчаники выделяются по отражающим свойствам. Следовательно, в подобных сейсмогеологических условиях сейморазведка может быть использована для выделения неструктурных литолого-стратиграфических ловушек нефти, связанных с выклиниванием нефтеносных песчаных горизонтов.

Сравнительные наблюдения ВСП при взрывном и электроискровом способах возбуждения колебаний показали, что использование источника "ИСКРА" в несколько раз повышает производительность работ. Кроме того, с невзрывным источником работы ВСП, как и промыслово-геофизические каротажи, можно проводить круглосуточно, тогда как со взрывами разрешается работать только в световое время. Вследствие высокопроизводительной и непрерывной технологии проведения ВСП с источником "ИСКРА" время простоя буровой сокращается от нескольких до одних или части суток. Представляется возможность получать для ВСП большее число поисково-разведочных скважин, увеличивать плотность отрабатанных вертикальных профилей на разведочных площадях для учета горизонтального изменения скоростей при обработке результатов сейморазведки МОГТ. Значительный интерес для геологии и технологии бурения представляет прогнозирование геологического разреза по данным ВСП в околоскважинном пространстве и ниже забоя скважины. Оперативный прогноз литофизических характеристик пород ниже забоя желателен, когда решается вопрос об углублении скважины, если ниже проектного горизонта предполагаются нефтеперспективные отложения, когда существует опасность вскрытия зон АВПД или рапопроявления. В подобных случаях целесообразно проведение ВСП на промежу-

точном этапе проходки скважины. Очевидно, что стандартная методика ВСП со взрывным возбуждением, требующая на обработку скважины 3 сут и более, малоприемлема. ВСП с источником "ИСКРА", проводимое в пределах суток, по затратам времени приравнивается к промежуточным промыслово-геофизическим исследованиям бурящейся скважины, и внедрение ВСП для прогнозирования разреза ниже забоя скважины становится реальным.

Наблюдения МОГТ с источником "ИСКРА". Опытные-методические работы МОГТ повышенной разрешающей способности с использованием источника "ИСКРА" проводились в Куйбышевской области на полигонах по поиску ловушек неантиклинального типа. Наблюдения МОГТ выполнялись с кратностью перекрытий 12 и 24, шаг между каналами составлял 20—30 м, максимальное удаление взрыв — прибор — 880—1240 м, прием осуществлялся линейными группами из 24—36 сейсмоприемников на базе 20—30 м. Возбуждение колебаний производилось из одиночных скважин с оптимальной глубиной зарядами 75—400 г, а также электроискровым сейсмоисточником. Регистрация сигналов велась цифровыми сеймостанциями с 1—2 мс дискретизацией.

Обработка материалов сейморазведки повышенной разрешающей способности (ПРС) проводилась программами комплекса СЦС-3 и пакета ВЕСТЕРН в ЦГЭ МНП по усложненному графику. В процессе ввода информации восстанавливались амплитуды и на всех последующих этапах обработки обеспечивалось их сохранение. Для получения наибольшего эффекта от процедур фильтрации, деконволюции параметры их тщательно тестировались. Выполнялся непрерывный анализ скоростей для оптимального суммирования. Применялся также ряд процедур, входящих в комплекс обработки при решении задач ПГР: динамический анализ сейсмозаписей ДИАНА, вычисление графиков псевдоакустического каротажа (ПАК).

Применение методики ПРС и углубленной обработки привели к повышению частоты на временных разрезах до 80—100 Гц и улучшению разрешенности сейсмической записи по сравнению с сейсмическими материалами, полученными по стандартной методике. На площадях Муханово-Ероховского полигона при обычных наблюдениях МОГТ на временных разрезах удается проследить сокращение общей мощности нижнекаменноугольной терригенной толщи на борту прогиба до 40—30 м. Важно было установить возможность прослеживания сейморазведкой повышенного разрешения промежуточных границ, связанных со слоями коллекторов — песчаников в составе толщи, и определения зон их выклинивания как возможных ловушек углеводородов. На временном разрезе МОГТ, полученном по методике ПРС, при сопоставлении с геоакустическим разрезом, построенным по данным акустического каротажа имеющихся на профиле скважин, индентифицируются отражения от пластов песчаников C_{III} и C_{IV}. По прекращению прослеживания фаз отражений намечены зоны выклинивания слоев-коллекторов.

На Покровско-Спиридоновском полигоне (Ильменевская площадь) при наблюдениях ОГТ по методике ПРС с использованием

источника "ИСКРА" получена высокоразрешенная волновая картина. Анализ временных разрезов позволил выявить структурный купол и получить аномалии, связываемые с наличием залежи: горизонтальные отражения от запечатывающего слоя на контакте вода—нефть, затухание амплитуды отражения от кровли ловушки. Поисковая скважина подтвердила существование промышленной залежи в пласте А₄ карбонатных отложений башкирского яруса.

Приведенные примеры свидетельствуют о целесообразности постановки сейсмических исследований ВСП, МОГТ по методике повышенной разрешающей способности на нефтеперспективных площадях. Невзрывной источник сейсмических сигналов "ИСКРА", позволяющий проводить сейсмические работы оперативно и повсеместно, в том числе на промышленно освоенных площадях с развитой сетью коммуникаций, будет способствовать внедрению сейсморазведки в комплексе с бурением на этапе разведки (доразведки) нефтегазовых месторождений.

УДК 550.834

В.А. Борисевич, Н.П. Лукьянов

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ КОДОИМПУЛЬСНОГО ВОЗБУЖДЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН

В современной сейсморазведке развиваются два основных направления в методах и технических средствах возбуждения сейсмических волн: импульсный и вибрационный. Импульсные методы в большинстве своем пока еще основаны на применении взрывчатых веществ, хотя в настоящее время в практику отечественной сейсморазведки все шире внедряются невзрывные источники колебаний. Промышленностью освоены и серийно выпускаются газодинамические установки типа ГСК и СИ [1, 2].

Вибрационные методы основаны на применении относительно маломощных источников, возбуждающих по сигналу управления квазигармонические колебания в течение длительного времени. Вся излученная энергия с помощью корреляционного анализа сейсмических записей собирается на коротком интервале времени, чем создается эффект мощного импульсного воздействия на геологическую среду. В этой области в СССР и за рубежом наибольшее распространение получил метод Vibroseis, в котором сигнал управления представляет собой колебания синусоидальной формы с линейно изменяющейся частотой: ЛЧМ-сигналы. Технической базой этого метода являются главным образом электрогидравлические вибраторы.

Ведутся исследования и разработки других модификаций вибрационного метода: виброимпульсных (кодоимпульсных), основанных на

возбуждении последовательностей единичных импульсов малой мощности, следующих друг за другом по некоторому закону, определяемому сигналом управления.

Выбор формы сигнала управления, как будет показано, является одной из основных проблем вибрационной сейсморазведки. Этой проблеме посвящен ряд работ [3—6]. В настоящей статье на основе сравнительного анализа дается обоснование преимуществ периодических последовательностей максимальной длины, или М-последовательностей, для решения задач высокоразрешающей сейсморазведки.

Рассмотрим процесс формирования сейсмической записи. Пусть $x(t)$ — единичный импульс, возбуждаемый сейсмоисточником; $z(t)$ — импульсная переходная характеристика геологического разреза; $u(t)$ — сигнал управления. Возбуждаемая в геологической среде последовательность сейсмических импульсов $y(t)$ определится оператором свертки

$$y(t) = x(t) * u(t) = \int_{-\infty}^{\infty} x(\tau) u(t-\tau) d\tau, \quad (1)$$

а принятый сейсмоприемниками сигнал $v(t)$:

$$v(T) = y(t) * z(t) = \int_{-\infty}^{\infty} y(t) z(T-t) dt. \quad (2)$$

В результате вычисления корреляционной функции получим аналог сейсмограммы мощного импульсного воздействия

$$z'(\theta) = \int_{-\infty}^{\infty} v(T) u(T-\theta) dt. \quad (3)$$

Выполнив ряд несложных преобразований, (3) можно представить в виде

$$z'(\theta) = \int_{-\infty}^{\infty} y'(T) R u(\theta-T) dT, \quad (4)$$

где $y'(t) = x(t) * z(t)$ — сейсмограмма единичного воздействия; $R u(\tau) = \int_{-\infty}^{\infty} u(t) u(t-\tau) dt$ — автокорреляционная функция сигнала управления.

Из (4) следует, что корреляционная обработка сейсмических записей вносит дополнительные помехи, природа которых обусловлена наличием побочных максимумов корреляционной функции. Таким образом, одним из главных критериев выбора формы сигнала управления является отношение уровня побочных максимумов к величине центрального максимума его автокорреляционной функции.

Рассмотрим с этих позиций ЛЧМ-сигналы. Их автокорреляционная функция определяется выражением [7]

$$R(\tau) = \left(1 - \frac{|\tau|}{T}\right) \frac{\sin[\pi F \tau (1 - |\tau|/T)]}{\pi F \tau (1 - |\tau|/T)}. \quad (5)$$

Вводя новую переменную $\theta = \frac{\tau}{T}$ безразмерное время, отнесенное к длительности сигнала управления, получим

$$R(\theta) = (1 - |\theta|) \frac{\sin[0,5\pi D \theta (1 - |\theta|)]}{0,5\pi D \theta (1 - |\theta|)}, \quad (6)$$

где $D = FT$ — база сигнала управления; F — ширина амплитудного спектра возбуждаемого сигнала; T — длительность сигнала управления.

Из (6) следует, что амплитуда побочных максимумов автокорреля-

ционной функции ЛЧМ-сигнала в окрестности центрального максимума не зависит от его базы. Так, первый из них всего на 13,5 дБ меньше центрального, следующий — на 18 дБ и т.д. Принято, однако, считать, что убывание амплитуд побочных максимумов происходит пропорционально $D^{-1/2}$, что, вообще говоря, ошибочно. Такой характер убывания имеет идеальное тело неопределенности [7]. Относительно ЛЧМ-сигналов можно утверждать лишь следующее: пропорционально $D^{-1/2}$ убывают амплитуды побочных максимумов автокорреляционной функции в среднем на базе сигнала. Действительно, рассмотрим среднеквадратичное отклонение $R(\tau)$ от нуля на отрезке $\tau \in [\frac{1}{F}, T]$:

$$\rho = \left[\frac{1}{T} \int_{1/F}^T R^2(\tau) d\tau \right]^{1/2}. \quad (7)$$

Интеграл этого вида, где $R(\tau)$ задана соотношением (5), приближенно можно представить в виде [8]

$$\rho \approx \left[\frac{1}{\pi D} \left(\frac{\pi}{2} - Si 2\pi \right) \right]^{1/2}, \quad (8)$$

что доказывает наше утверждение.

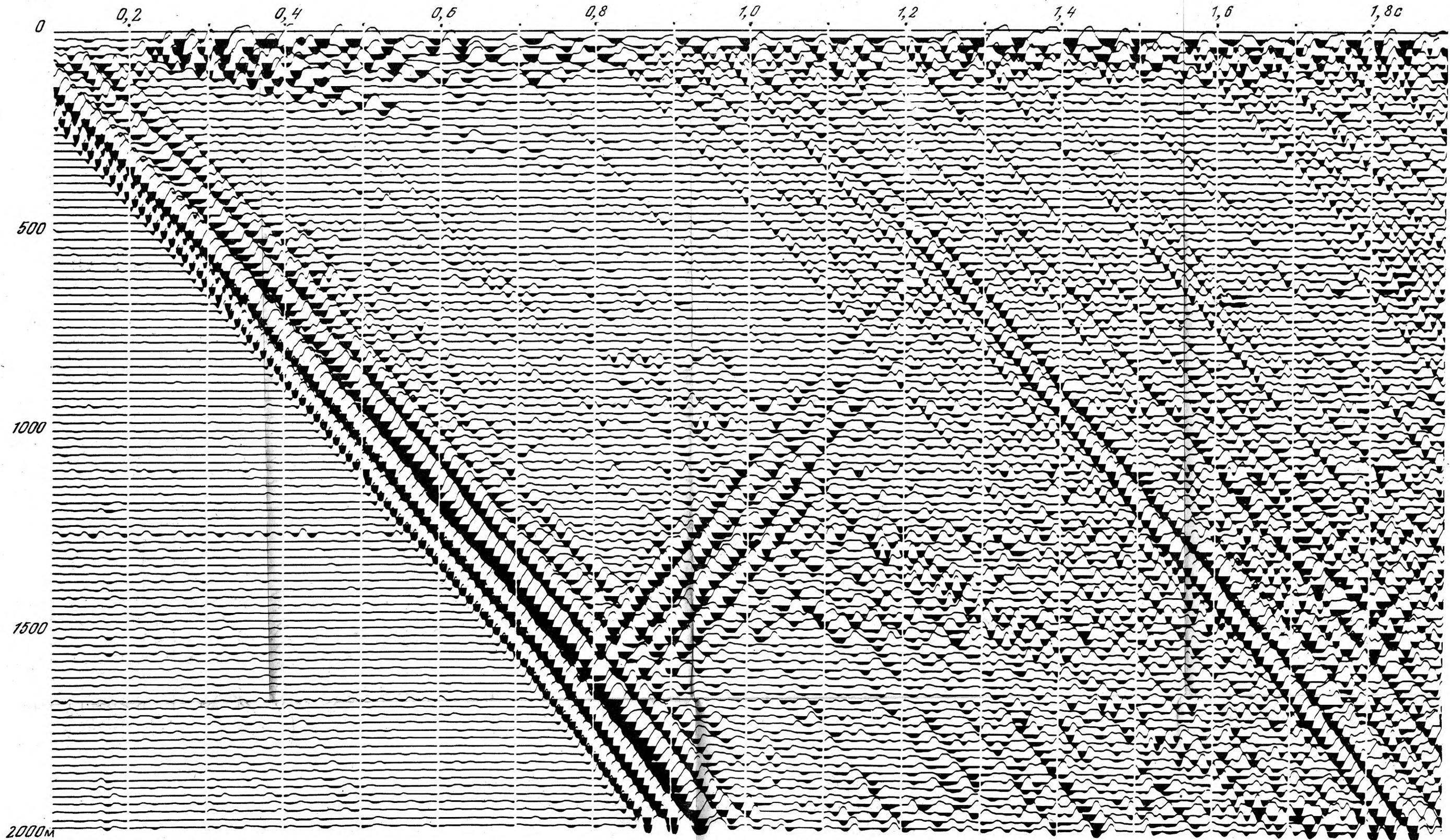
Таким образом, применение ЛЧМ-сигналов для решения задач повышения разрешающей способности сейсморазведки ограничивается следующими их недостатками: высокий уровень корреляционного шума в окрестности центрального максимума и медленное, порядка τ^{-1} , его убывание во времени. Первое может привести к пропуску или ложному обнаружению близко расположенных по времени отражений, второе — к подавлению корреляционным шумом относительно слабых отражений, если естественное уменьшение амплитуд сейсмической записи за счет поглощения в среде, геометрического расхождения и других факторов будет происходить быстрее, чем уменьшение уровня побочных максимумов автокорреляционной функции. Наконец, амплитуды отраженных волн на сейсмограмме, полученной в результате корреляции сейсмической записи с ЛЧМ-сигналом управления, пропорциональны энергии сигнала, что вносит искажения в динамические характеристики отраженных волн.

Рассмотрим сигналы управления, применяемые при реализации виброимпульсных методов. Они, как правило, представляют собой импульсы одинаковой амплитуды (например, единичной), следующие друг за другом через интервалы времени, изменяющиеся либо линейно, либо случайным образом. Их автокорреляционные функции имеют побочные максимумы, убывающие пропорционально $M^{-1/2}$, где M — количество импульсов в последовательности. При достаточно больших M эту величину можно принять за верхнюю оценку амплитуд побочных максимумов. Огибающая корреляционной функции указанных сигналов управления не является монотонной функцией времени, ее изменение носит случайный характер: имеются отдельные выбросы порядка $M^{-1/2}$ на фоне средних значений $0,3 M^{-1/2}$ с дисперсией $0,26 M^{-1/2}$. Описанный класс сигналов управления более предпочтителен для решения задач повышения разрешающей способности сейсморазведки, чем ЛЧМ-сигналы, в силу свойств их автокорреляционных функций. Немаловажным фактором также является упрощение сейсморазведочной аппарату-

ры. Следует, однако, заметить, что недостатки ЛЧМ-сигналов здесь полностью не устраняются: уровень корреляционных шумов остается еще сравнительно высоким и для его подавления необходимо удлинять сеансы возбуждения. При существующих технических ограничениях минимального интервала между импульсами в последовательности время отработки одной физической точки может оказаться значительным.

Лучших показателей подавления корреляционных шумов можно добиться, применяя в качестве управляющих фазоманипулированные сигналы из класса последовательностей максимальной длины, или М-последовательности. Их циклические свойства позволяют добиться существенного уменьшения уровня корреляционного шума. Автокорреляционная функция периодической М-последовательности по существу является идеальным телом неопределенности: амплитуды ее побочных максимумов постоянны и не превосходят величины M^{-1} . Поэтому применение периодических М-последовательностей для решения задач повышения разрешающей способности сейсморазведки наиболее предпочтительно; практически всегда имеется возможность выбрать такие параметры сигнала управления, чтобы амплитуды всех отражений на записи были выше уровня корреляционного шума.

Волжским отделением ИГиРГИ совместно с Тольяттинским политехническим институтом на протяжении ряда лет осуществляется разработка технических средств кодоимпульсного способа возбуждения колебаний, реализующих на практике преимущества периодических кодовых М-последовательностей. За это время были разработаны и испытаны практически все элементы конструкции кодоимпульсного сейсмоисточника: генератор кодовых комбинаций, формирующий сигнал управления; силовые схемы питания, снабжающие электроэнергией электромеханический преобразователь, в качестве которого применяется индукционно-динамический двигатель линейного хода [6, 9, 10]. Отработаны элементы методики применения кодоимпульсного сейсмоисточника. Одновременно ведется разработка математического обеспечения корреляционной обработки цифровых сейсмических записей. Выполняются экспериментальные исследования макетов кодоимпульсных сейсмоисточников и опытно-методические работы для изучения технико-методических возможностей способа на практике и отработки конструкции сейсмоисточника на надежность. Выполненные исследования подтвердили возможность технической реализации и использования в сейсморазведке кодоимпульсного способа возбуждения, регистрации и обработки сейсмических сигналов, показали целесообразность дальнейших работ в этом направлении. При этом были получены хорошие по качеству материалы. На рисунке (см. вкл.) в качестве примера представлен вертикальный профиль по разрезу скв. 111 Саратовской площади в Краснодарском крае, полученный с применением поверхностного кодоимпульсного сейсмоисточника. Результаты исследований макетов кодоимпульсного сейсмоисточника дают в настоящее время основание положительно оценить возможность повышения с их помощью разрешающей способности сейсморазведки с применением источников сейсмических сигналов поверхностного типа.



К ст. В.А. Борисевича и др.

Вертикальный разрез (профиль) скв. 111 Саратовской площади (Краснодарский край). Результат корреляции 255-значной кодовой последовательности; длительность сеанса возбуждения 15 с

Данные, полученные в ходе выполнения опытно-методических работ, и накопленный при разработке и изготовлении макетов опыт позволили определить показатели назначения и некоторые эксплуатационные характеристики сейсмоисточника. Разрабатываемый сейсмоисточник позволит реализовать на практике следующие преимущества кодоимпульсного способа возбуждения колебаний, основанного на использовании периодических М-последовательностей и индукционно-динамического привода: 1) более компактные в сравнении с ЛЧМ и другими аналогичными сигналами управления автокорреляционные функции; 2) возможность сохранения относительных значений динамических характеристик отраженных волн; 3) более широкий частотный спектр возбуждаемых колебаний по сравнению с известными типа поверхностных сейсмоисточников и возможность управления им независимо от свойств автокорреляционных функций; 4) простота конструкции и технологии изготовления узлов сейсмоисточника, возможность эксплуатации в более жестких условиях.

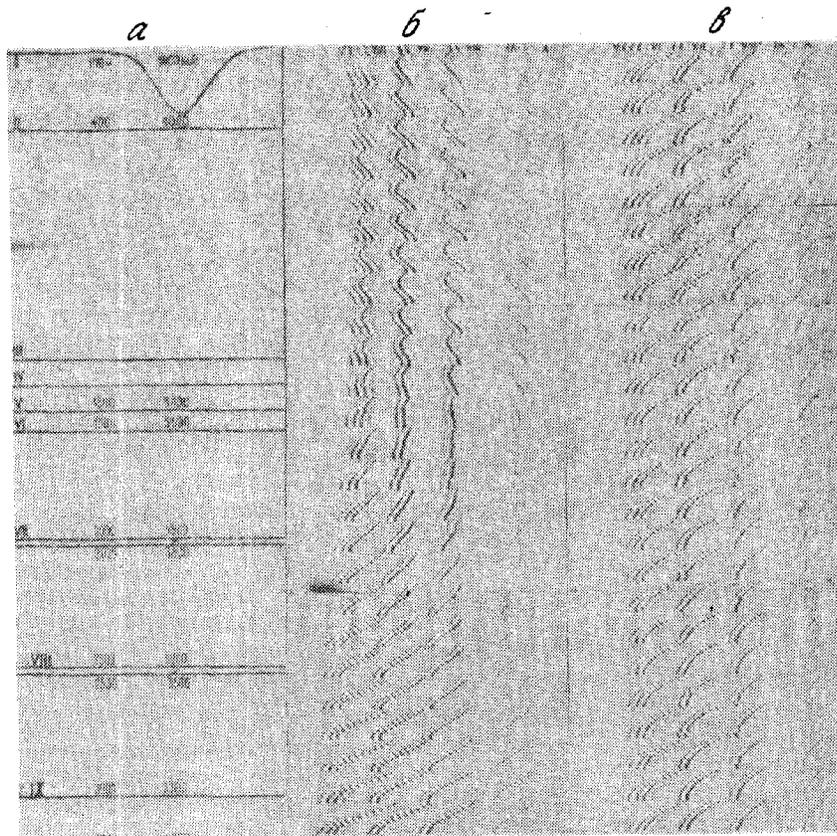
ЛИТЕРАТУРА

- Шагинян А. С., Асан-Джалалов А. Г., Майоров В. В. и др. Комплекс наземных невзрывных газодинамических источников сейсмических колебаний. М.: ВНИИОЭНГ, 1983, с. 13—15. (Реф. науч.-техн. сб. Сер. "Нефтегазовая геология и геофизика"; Вып. 7).
- Шнейерсон М. Б., Майоров В. В. Наземная сейсморастворка с невзрывными источниками колебаний. М.: Недр, 1980. 205 с.
- Кучев М. Ф. Новые направления вибрационной сейсморастворки. М.: ВНИИОЭНГ, 1982, с. 33—36. (Реф. науч.-техн. сб. Сер. "Нефтегазовая геология и геофизика"; Вып. 8).
- Радченко И. Ф. О выборе формы сигнала управления в вибросейсморастворке. Киев, 1979, с. 24—29. (Тр. Ин-та кибернетики АН УССР. Сер. "Автоматика"; N 3).
- Рабинович Е. В. Системы вибросейсмических зондирующих сигналов. — В кн.: Проблемы вибросейсмических методов исследований. Новосибирск: ВЦ СО АН СССР, 1979, с. 73—83.
- Лукьянов Н. П., Яковлев Н. М. К выбору формы сейсмического зондирующего сигнала. М.: ВНИИОЭНГ, 1980, деп. рукопись, N 729 деп.
- Варакин Л. Е. Теория сложных сигналов. М.: Сов. радио, 1970.
- Абрамовиц М., Стиган И. Справочник по специальным функциям. Пер. с англ. М.: Наука, 1979. 830 с.
- Бахарев Н. П., Ивашин В. В., Милорадов И. А. К расчету импульсных электромеханических преобразователей. — В кн.: Силовые полупроводниковые и импульсные электромеханические преобразователи. Куйбышев, 1976, с. 3—12.
- Ивашин В. В., Милорадов И. А. Невзрывные источники сейсмических колебаний с импульсными электромеханическими преобразователями энергии возвратно-поступательного движения. — В кн.: Тез. докл. Всесоюз. науч.-практ. конф. "Разработка и применение невзрывных источников сейсмических сигналов для сейсморастворки на нефти и газ". Гомель, 1983, с. 28—29.

Э. А. Бляс, А. Н. Левит, В. Н. Ференци

МЕТОД УЧЕТА НЕОДНОРОДНОСТЕЙ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА ПРИ ОБРАБОТКЕ ДАННЫХ ОГТ

Известно, что горизонтальные неоднородности верхней части разреза (ВЧР) сильно влияют на годографы ОГТ. Численными расчетами это показано В. С. Черняком [1], а затем аналитически исследовано одним из авторов [2]. Для Куйбышевской области характерно развитие неоднородностей ВЧР, приуроченных к подошве отложений неогена. Наличие многочисленных врезов, размытов с большими углами наклона и кривизнами затрудняет обработку и интерпретацию данных метода ОГТ. При стандартной обработке данных сейсморастворки по методу ОГТ наличие криволинейных преломляющих границ в ВЧР, разделяющих слои с большим перепадом скоростей, вызывает потерю корреляции глубоких отражающих горизонтов, изменение их геометрии на временном разрезе, что в свою очередь искажает структурные построения. Это вызвано отличием годографов ОГТ от гипербол, а также расширением области изменения величины $1/\sqrt{v_{\text{ОГТ}}}$ — коэффициент при t^2 в годографе ОГТ может быть отрицательным, что соответствует переворачиванию годографов $t(l)$ ОГТ в окрестности точки $l=0$. Аналитически условия переворачивания годографа ОГТ исследованы в работе [2]. Отсутствие в системе СЦС-3 средств определения негиперболических годографов и скоростного анализа перевернутых годографов вызывает трудности при обработке материалов, полученных в сложных условиях ВЧР. Попытки решить проблему с помощью ввода статических поправок не всегда приводят к успеху. Как показано в [2], влияние горизонтальной неоднородности ВЧР на годографы ОГТ меняется в зависимости от глубины отражающей границы. Кроме того, отклонение лучей в верхнем слое от вертикальных, которые предполагаются при расчете статических поправок, может достигать существенных значений. Задачу учета влияния горизонтальных неоднородностей ВЧР можно решать при помощи расчета и ввода кинематических поправок, позволяющих исправить годографы ОГТ. При этом возникает проблема времени расчета поправок. Для слоистых сред с криволинейными границами, решение прямой кинематической задачи — расчета годографов ОГТ — требует много времени на ЭВМ третьего поколения, поэтому для производственного применения данного метода необходимо ускорить процесс расчета поправок. Разработан новый подход к решению прямых кинематических задач в слоистых средах с криволинейными границами, основанный на применении метода возмущений при решении краевой задачи — расчете траектории, соединяющей две заданные точки, а также разложении временного поля $t(x, l)$ в ряд Тэйлора. Разложение годографов ОГТ $t(l)$ в ряд Тэйлора в окрестности опорных лучей предложено С. В. Гольдиным и В. С. Черняком [4], метод возмущений при решении кинематических задач в слоистых средах впервые применен в



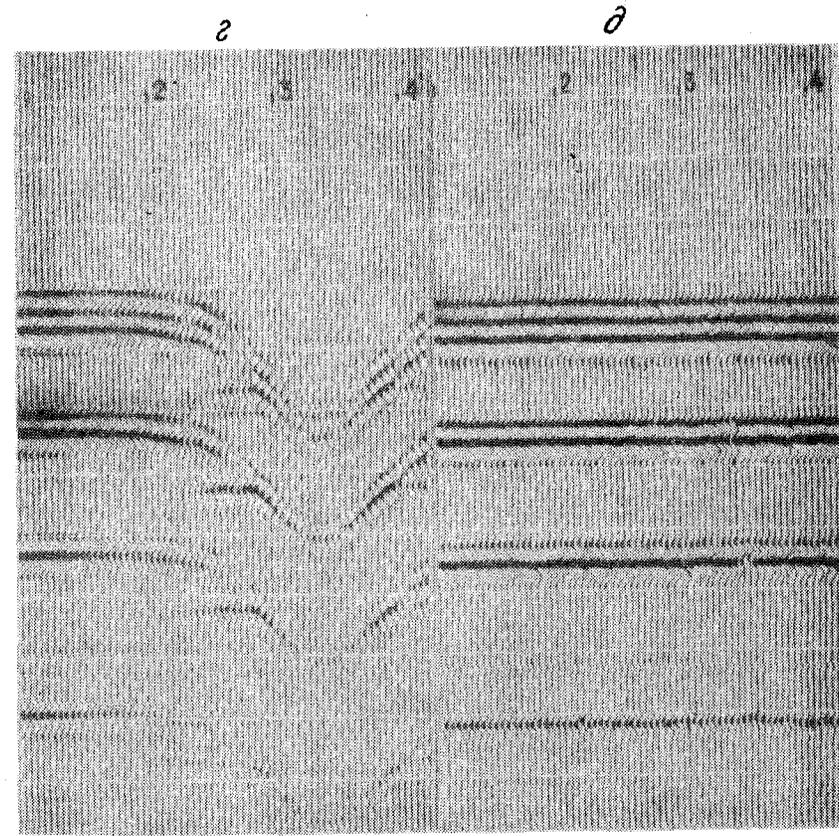
Пример учета неоднородности верхней части разреза на модельном материале

a — модель среды с криволинейной границей в верхней части разреза. I—IX — номера отражающих границ; в каждом слое число слева — глубина его подошвы (в м), справа — скорость распространения волны (в м/с); *b*, *c* — сейсмограммы ОГТ до и после учета неоднородности верхней части разреза; *c*, *d* — временные разрезы ОГТ без учета и с учетом криволинейной преломляющей границы. 1—4 — координаты точки ОГТ (в км)

работах [2, 3]. Данный подход позволяет сократить время расчета поправок в десятки раз.

Предположим, что $t(l)$ — годограф ОГТ для исходной модели, содержащей криволинейные преломляющие границы в ВЧР, $t_d(l)$ — годограф ОГТ для более простой модели, в которой границы ВЧР заменены на горизонтальные. Ввод в сейсмограммы ОГТ корректирующих поправок $\tau(l) = t(l) - t_d(l)$ позволяет получить сейсмограммы, в которых годографы ОГТ такие же (при правильном задании преломляющих границ в верхней части разреза), какие они были бы при отсутствии криволинейных преломляющих границ.

В Волжском отделении ИГиРГИ создан комплекс программ расчета и ввода кинематических поправок, исправляющих сейсмограммы ОГТ за влияние неоднородностей ВЧР. Комплекс состоит из двух частей. Первая часть позволяет рассчитывать годографы ОГТ, поправки учета



неоднородностей и параметры t_0 , $v_{\text{ОГТ}}$. Выходная информация записывается на магнитную ленту в виде сейсмических трасс в формате системы СЦС-3, что позволяет их визуализировать на плоттерах. Границы и скорости модели задаются узловыми точками и аппроксимируются сплайнами. В комплексе имеется программа, позволяющая рассчитать границы модели с заданным шагом и записать их на ленту в виде трасс для последующей визуализации. Вторая часть комплекса считывает с ленты рассчитанные поправки и вводит их в сейсмограммы ОГТ, при этом для уменьшения искажения формы сигнала при вводе кинематических поправок кривая $\tau(t_0)$ аппроксимируется кубическими сплайнами, а амплитуды интерполируются полиномами Лагранжа.

Проиллюстрируем работу комплекса на модели (см. рисунок). На рис. *a* показана обобщенная модель разреза Куйбышевской области с глубоким донеогеновым размывом на участке 2,5—4 км. Как следует из работы [2], на этом участке годографы ОГТ от глубоких горизонтов должны переворачиваться. Этот факт подтверждается численными расчетами. На рис. *b* изображены сейсмограммы ОГТ, рассчитанные лучевым методом по программам моделирования, видно переворачи-

вание годографов. На рис. в показаны сейсмограммы ОГТ после ввода корректирующих кинематических поправок; как видно, ввод поправок позволил исправить годографы. На рис. г, д даны временные разрезы ОГТ, полученные суммированием без учета (г) и с учетом (д) криволинейной преломляющей границы. Как видно на рисунке, при учете криволинейной границы на временном разрезе сохраняется геометрия границ и улучшается их прослеживание.

Комплекс программ опробован на реальных данных. Высокое быстродействие комплекса, больше чем на порядок превышающее аналогичский комплекс американского пакета программ ВЕСТЕРН за счет быстрого расчета поправок, позволит широко применять его в производственных условиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Черняк В.С. Расчет эффективных скоростей в МОВ и МОГТ для слоистых сред с криволинейными границами. — В кн.: Прикладная геофизика. М.: Недра, 1973, вып. 71, с. 71—80.
2. Бляс Э.А. Приближенное представление годографа ОГТ для слоистой среды с криволинейными границами раздела и переменными пластовыми скоростями. — Геология и геофизика, 1981, N 11, с. 126—131.
3. Бляс Э.А. Приближенные аналоги формул Дикса для слоистой среды с криволинейными границами раздела и переменными пластовыми скоростями. — Геология и геофизика, 1982, N 3, с. 128—135.
4. Гольдин С.В., Судварг Д.И., Черняк В.С. Оценка параметров скоростей модели среды по данным многократного прослеживания отраженных волн. — Геология и геофизика, 1976, N 6, с. 103—115.

УДК 550. 834

Л.З. Цлав, Ю.Г. Пецев, М.Б. Соферштейн

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОАКУСТИКИ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ РИФОГЕННЫХ ПОРОД

Проблема поисков рифогенных построек приобретает в последние годы все большую актуальность как одно из перспективных направлений нефтяной геологии и геофизики. Основным геофизическим методом выделения рифогенных построек является сейсморазведка, использующая для решения этой задачи морфологические признаки, что предполагает достаточную контрастность сейсмической скорости в теле рифа по сравнению с вмещающими породами [1]. Однако, очевидно, подобная контрастность не является повсеместной. Изменчивость коллекторских свойств рифогенного массива может существенно повлиять на достоверность его выделения. Кроме того, дополнительную трудность вызывает большой угол падения выделяемой границы, что резко ухудшает качество временного разреза [2]. В этих условиях сейсмическое моделирование является одним из перспективных путей поисков рифов по сейсмическим данным [1], а достоверность интерпретации в большой степени зависит от адекватности геоакусти-

ческой модели реальному разрезу, т.е. вопрос состоит в законности переноса данных акустического каротажа на задачи сейсморазведки.

Имеется большое количество публикаций, представляющих результаты сравнения акустических и сейсмических скоростей, измеренных экспериментально. Сами результаты и выводы авторов весьма разнообразны и зачастую противоречивы. Учитывая, что эксперименты проводились с общепринятой высокочастотной аппаратурой акустического каротажа, имело смысл провести аналогичное исследование с широкополосной длиннозондовой аппаратурой.

Макетная аппаратура, разработанная в Волжском отделении ИГиРГИ, вместе с серийной аппаратурой АКН-1 проходила скважинное опробование. Производилась запись фазо-корреляционных диаграмм (ФКД) по всему стволу необсаженных скважин с последующим определением скорости продольной волны. По 11 скважинам имелись данные акустического (АК) и сейсмического (СК) каротажей, по ним проводились сравнения измеренных скоростей.

В качестве скоростей по СК ($v_{СК}$) принимались результаты обработки материалов СК. Это, естественно, были пластовые скорости в больших интервалах глубин, охватывающих целые стратиграфические комплексы. Соответственно в качестве скоростей по АК ($v_{АК}$) принимались средневзвешенные значения пластовых скоростей в интервалах глубин, взятых согласно отбивке границ по СК.

Из анализа полученных данных следует:

1. Расхождение $v_{СК}$ и $v_{АК}$, как правило, невелико; для большинства исследованных интервалов оно не превышает 5%.

2. Однако в некоторых интервалах указанное расхождение достигает 20%. Обязательной характерной особенностью таких интервалов является сравнительно небольшая мощность (в пределах 100 м). Чаще всего аномальные расхождения встречаются в низкоскоростных отложениях верейского, бобриковского, елховского горизонтов.

3. Для большинства интервалов $v_{АК} > v_{СК}$, причем для более древних отложений эта закономерность выражена более четко.

4. Величина расхождения интегральных времен по АК и СК, как правило, невелика (не превышает 3 мс). Отдельные "выбросы" встречаются в интервалах большой мощности (500 м и более), а также в некоторых терригенных интервалах.

Обобщенная величина среднеквадратичного отклонения $v_{АК}$ от $v_{СК}$ по всем 11 скважинам составляет 6,8 мкс/м. Такую ошибку измерения интервального времени можно считать вполне удовлетворительной. Раздельно по типам приборов: σ (Волжское отделение ИГиРГИ) = 4,6 мкс/м, σ (АКН-1) = 8,1 мкс/м. Результаты, полученные с аппаратурой ВО ИГиРГИ, несколько лучше за счет большей излучаемой энергии: для аппаратуры АКН-1 в терригенных интервалах сигнал выделяется недостаточно уверенно (в частности, в верейском горизонте скв. 70 Кудиновской площади скорость измерить не удалось).

Таким образом, величины $v_{СК}$ и $v_{АК}$ в большинстве случаев хорошо сходятся. Заметные расхождения наблюдаются в низкоскоростных, сравнительно небольших по мощности интервалах, что объясняется низкой точностью определения $v_{СК}$ при соизмеримости мощности

Скорости упругих волн в рифогенных породах Ганинской площади

| Номер образца | Номер скважины | Интервал глубин, м | v_p , м/с | v_s , м/с | γ |
|---------------|----------------|--------------------|-------------|-------------|----------|
| 1 | 16 | 1208—1218 | 4520 | 1920 | 2,3 |
| 2 | 16 | 1208—1218 | 5340 | 2480 | 2,1 |
| 3 | 18 | 1216—1228 | 4830 | 3225 | 1,5 |

интервала с длиной сейсмической волны. Следовательно, по результатам АК можно достаточно уверенно прогнозировать $v_{ск}$.

Другим возможным направлением выделения рифогенных пластов является прямое использование для их идентификации данных геоакустики, основанное на своеобразии упруго-деформационных характеристик материала рифа. Характерными особенностями рифогенных коллекторов наряду с высокой пористостью являются неоднородность и анизотропия упругих свойств, что определяет перспективность изучения рифогенных пластов широкополосным акустическим методом, который в целом весьма чувствителен к вторичной пористости коллекторов [3].

Оценка информативности скоростных параметров для выделения рифогенных пластов проводилась путем лабораторных измерений на образцах турнейского возраста, отобранных в двух скважинах Ганинской площади Куйбышевской области. Скв. 16 находится в своде структуры и образцы 1 и 2 по литологическому составу идентифицированы как рифогенные, хотя и подверглись преобразованию в процессе литогенеза. Скв. 18 расположена за контуром структуры, и обр. 3 по петрофизическому анализу характеризуется мелкозернистостью, слоистостью и глубоким преобразованием органического вещества, т.е. не относится к телу рифа.

Результаты лабораторных измерений приведены в таблице.

Из таблицы видно, что значения скоростей в рифе изменяются в широких пределах и не могут служить критерием выделения рифогенных пластов. Помимо скоростей упругих волн, в таблице представлено их отношение $\gamma = v_p/v_s$, которое, как обнаруживается, для рифогенных образцов значительно превышает обычные для карбонатного разреза величины. Кроме приведенных в таблице данных, была измерена анизотропия скоростей в обр. 1 и 2. Она оказалась в пределах обычной для карбонатных пород:

$$v_p^{\parallel}/v_p^{\perp} = 1,07 \text{ и } v_s^{\parallel}/v_s^{\perp} = 1,05.$$

Для одновременной регистрации скоростей v_p и v_s по разрезу скважины в Волжском отделении ИГиРГИ разработан способ акустического каротажа с улучшенными условиями возбуждения поперечных волн. Такой акцент не случаен, поскольку задача измерения скорости продольной волны достаточно уверенно решается с помощью серийной аппаратуры, в то время как выделение поперечных волн из интерференционной волновой картины остается проблематичным.

Основным принципиальным отличием разработанного способа

является изменение направления излучения акустической энергии в скважине. Вместо традиционно применявшегося радиального излучения применяется аксиальное. При этом в скважине возбуждается гидроволна большой амплитуды, которая в свою очередь при распространении производит сдвиговые возмущения стенки скважины. Путем специального подбора частотного спектра гидроволны можно увеличить вклад поперечной волны в результирующую волновую картину.

Аппаратурная реализация данного способа целесообразна в двух вариантах: 1) максимально большая излучающая поверхность и низкочастотный диапазон излучения (максимум амплитудного спектра в районе критической частоты первой псевдорэлеевской моды). При этом частота поперечной волны должна оказаться несколько ниже частоты продольной волны; 2) диаметр излучающей поверхности составляет менее 1/3 диаметра скважины, и частотный спектр излучения в основном выше критической частоты первой псевдорэлеевской волны. При этом частота поперечной волны должна заметно превышать частоту продольной волны.

В Волжском отделении ИГиРГИ разработаны, изготовлены и опробованы в скважине макетные образцы глубинной аппаратуры с излучателями по обоим возможным вариантам: 1) электродинамический излучатель с диаметром мембраны 140 мм и максимумом спектра излучателя 5 кГц; 2) пьезоэлектрический излучатель из вертикального набора поляризованных по высоте пьезокерамических колец. Для подавления излучения акустической энергии в радиальном направлении между корпусом излучателя и пьезокерамикой предусмотрен воздушный зазор. Диаметр излучающей мембраны 50 мм, резонансная частота 13 кГц.

Лучшие результаты показал пьезокерамический излучатель. Регистрируемые волновые картины позволяют уверенно селектировать поперечную волну как по амплитудному, так и по частотному признаку.

Следовательно, реализация способа АК с аксиальным направлением излучения позволяет одновременно измерять параметры продольной и поперечной волн в характерном для Волго-Урала разрезе скважин.

Для оценки возможностей выделения рифогенных пластов были проведены геоакустические измерения в двух скважинах с заранее известными рифами.

В рифогенном массиве скв. 457 Хилковской площади v_p меняется от 5800 м/с в большей части массива до 5400 м/с в продуктивной части (что связано с улучшением коллекторских свойств) и до 4500 м/с в отдельных глинистых прослоях. Переход от карбонатов к рифогенным породам приводит к падению v_s от 3200 до 2900 м/с; при этом γ возрастает до 1,9—2. Для рифогенных пород Башкирского яруса (скв. 36 Ровенской площади) характерен более широкий разброс: v_p (6000—4800 м/с), v_s (3200—2700 м/с), γ (1,8—1,95).

Таким образом, если сама по себе v_p в рифе неотличима от v_p в пористых карбонатах, то ее отношение к v_s может служить диагностическим признаком выделения рифогенных пластов. По-видимому, это объясняется примерно одинаковым влиянием на v_p и v_s

пористости, т.е. γ нивелирует широкий разброс параметров карбонатов за счет пористости и подчеркивает структурные особенности породы.

Кроме того, рифогенные породы могут характеризоваться трещиноватыми зонами, которые, как известно, выделяются по ФКД типичными короткими осями синфазности на временах между продольными и поперечными волнами, вызываемыми отражениями от трещин и дифракцией на других неоднородностях.

Таким образом, широкополосный длиннопериодический акустический каротаж является эффективным средством как непосредственного выделения рифогенных карбонатных пластов, так и получения достоверной геоакустической модели разреза, что повышает надежность картирования рифа по сейсмическим данным.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бабб Дж. Н., Хетлелд В.Г. Выделение карбонатных построек по сейсмическим данным. — В кн.: Сейсмическая стратиграфия: Использование при поисках и разведке нефти и газа. М.: Мир, 1982, ч. 1, с. 326—357.
2. Прикладная геофизика/В.М. Телфорд, Л.П. Гелдарт, Р.Е. Шерифф, Д.А. Кейс. М.: Недра, 1980. 502 с.
3. Дзевань И.П. Акустический метод выделения коллекторов с вторичной пористостью. М.: Недра, 1981. 160 с.

УДК 550.834.(088.8)

А.Ф. Башкеев

ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ ГЕОАКУСТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ СКВАЖИН

Одним из факторов, мешающих широкому применению данных акустического каротажа в сейсморазведке, является низкое качество каротажного материала, получаемого в породах с большим затуханием сигнала. Это объясняется низкой мощностью излучения и недостаточной помехоустойчивостью измерительной аппаратуры.

В Волжском отделении ИГиРГИ был проведен анализ недостатков и определены потенциальные возможности устройств, использующих амплитудный признак выделения сигнала на фоне шума. Было установлено, что устройства подобного типа вследствие очень большого динамического диапазона изменения сигнала и шума по стволу скважины требуют обязательного применения автоматической регулировки порога дискриминации (АРПД), в противном случае качество получаемых диаграмм зависит от того, насколько быстро и правильно оператор может корректировать порог дискриминации в процессе каротажа.

Необходимость применения АРПД вытекает также из того, что она позволяет повысить потенциальные возможности аппаратуры в целом. Суть заключается в следующем.

Изучение формы принимаемых сигналов показывает, что при наличии такой системы можно с высокой надежностью выделять не вторую фазу принимаемого сигнала (как это делается в настоящее время), а и более мощную — третью. При этом вероятность срабатывания амплитудного дискриминатора (АД) от первой фазы сигнала мала (0,02÷0,05%), а повышение допустимого уровня шума больше, так как третья фаза в 2—3 раза мощнее второй.

Этот выигрыш можно увеличить включением перед АД так называемого оптимального фильтра, который для аппаратуры АНН, например, позволяет при выделении третьей фазы дополнительно увеличить соотношение сигнал/шум на 64%, в то время как при настройке на вторую фазу — только на 22%.

В литературе предлагаются устройства, в которых порог дискриминации автоматически устанавливается в зависимости от уровня шума или сигнала.

Проведенный анализ подобных схем показал, однако, их низкую эффективность.

При регулировке по уровню шума в системе все время поддерживается максимально допустимая вероятность срабатывания АД от помех, а при установке порога по амплитуде сигнала — максимально допустимая вероятность пропусков.

Таким образом, работа обеих систем направлена на получение посредственного (на грани брака) качества каротажного материала на участках как с малым, так и с большим соотношением сигнал/шум.

Оптимальной для решения задачи явилась бы регулировка порога дискриминации в зависимости от соотношения сигнал/шум. Однако, как показали исследования, алгоритм работы такой регулировки зависит от многих факторов (формы излучаемого сигнала, номера выделяемой фазы, АЧХ приемного тракта, наличия схем, повышающих помехоустойчивость и т.д.). В результате этого величина отношения сигнал/шум и порог дискриминации, при котором достигается максимум помехоустойчивости, оказываются связанными сложной нелинейной зависимостью, для реализации которой требуется значительное усложнение аппаратуры.

Наибольшей же трудностью при осуществлении данного метода является определение соотношения сигнал/шум, так как на практике невозможно отделить сигнал от шума и измерить его амплитуду без помех.

Все эти обстоятельства — низкая эффективность первых двух систем и трудность реализации последней — заставляют отказаться от разомкнутых систем АРПО и перейти к замкнутым, следящим, в которых он устанавливается в зависимости от соотношения количества ложных срабатываний АД от помех и количества пропусков сигнала.

Подобная система была создана в Волжском отделении ИГиРГИ.

Схема устройства на рисунке выделена пунктиром. Остальная часть представляет собой укрупненную схему стандартного измерителя времени, в котором блок временной следящей блокировки (ВСБ) настраивается так, чтобы при срабатывании АД от третьей фазы он разблокировал устройство в момент прихода первой фазы. В этот же

параметра, для контроля вычислялись сводные коэффициенты подтверждаемости подсчетных параметров. Сводный коэффициент подтверждаемости балансовых запасов представляет собой произведение коэффициентов подтверждаемости: объема залежи, открытой пористости, нефтенасыщенности, усадки нефти и плотности нефти. Для извлекаемых запасов добавлялся коэффициент подтверждаемости нефтеотдачи.

И на заключительном этапе определялись коэффициенты подтверждаемости геологических и извлекаемых ресурсов нефти по каждой залежи.

При изучении подтверждаемости подсчетных параметров по территории Оренбургской области в выборку включено 38 залежей, имевших ранее оценку ресурсов по категории С₃. Распределение залежей по районам и перспективным пластам весьма неравномерное. Так, восемь залежей находятся в Северо-Кинельском районе, две — в Большекинельском, четыре — в Малокинельском, шесть — в Муханово-Ероховском, 11 — в Бобровско-Покровском и семь — в Восточно-Оренбургском районах. Из 38 залежей по одной залежи приурочено к пластам О, З_л и Д_v, по две — к пластам Д_ф и Д_{III}, пять залежей — к пласту Б₂, 11 — к пласту Д_I и 15 — к пласту I.

Приведенные данные показывают, что только по пластам Т и Д_I имеется достаточная информация для статистики. Поэтому более показательной будет картина средних значений по районам.

В Северо-Кинельском районе по пластам Т, Д_ф и З_л отмечается значительное превышение объемов залежей разведанных запасов по сравнению с первоначальной оценкой. Лишь по пласту Д_I коэффициент подтверждаемости объема составляет 0,76. В среднем по району объем залежей и разведанных запасов в 2 раза превышает первоначальную оценку.

В Большекинельском районе подтвердилась оценка двух залежей в пласте Т. Коэффициент подтверждаемости объемов варьирует от 0,37 до 2,19 и в среднем составляет 1,28.

Для Малокинельского района из трех залежей в пласте Т лишь на Сакадинском месторождении первоначальный объем был превышен почти в 2 раза, а по остальным залежам отмечается значительное превышение объемов разведанных запасов. В среднем по четырем залежам коэффициент подтверждаемости объемов равен 1,88, т.е. при первоначальной оценке объемы были занижены почти в 2 раза.

В Муханово-Ероховском районе по три залежи установлены в пластах Т и Д_I. По пласту Т первоначальные объемы были занижены по всем залежам и средний коэффициент подтверждаемости объема составил 1,34. По пласту Д_I наблюдается обратная картина — объемы залежей были сильно завышены и средний коэффициент всего 0,33. В целом по району коэффициент составил 0,83. Занижение объемов по пласту Т компенсировано завышением по пласту Д_I и в результате получен высокий коэффициент подтверждаемости объемов залежей.

В Бобровско-Покровском районе из 11 залежей одна приурочена к пласту О и по пять — к пластам Т и Б₂.

По пласту О объем залежи оказался первоначально завышенным почти в 2 раза (0,447).

Залежи нефти пласта Б₂ делятся на две группы. К первой относятся два месторождения, коэффициенты подтверждаемости объемов которых больше единицы. Вторая группа объединяет три залежи, объемы которых первоначально были завышены и в силу этого коэффициенты подтверждаемости меньше единицы (0,57—0,8). В среднем по пласту отмечается почти идеальное совпадение объемов — коэффициент подтверждаемости 1,03.

По залежам пласта Т отмечается значительное занижение объемов в первоначальных оценках (2,9—7,15). Исключение составляет одно месторождение, где коэффициент 0,16. В целом по району объем первоначальных оценок пласта Т был занижен в 4,5 раза.

Средний коэффициент подтверждаемости объемов по всем залежам района 2,58.

Из семи залежей Восточно-Оренбургского района лишь на Романовском месторождении коэффициент подтверждаемости объемов несколько больше единицы (пласт Д_р). В среднем по району первоначальные объемы были завышены в 2 раза.

Проведенный анализ показывает, что все пласты с подтвердившейся нефтеносностью можно разделить на три группы. В первую группу входят пласты О, Д_I, Д_{III}, Д_v, по которым завышены объемы залежей в первоначальных оценках. Средние коэффициенты подтверждаемости по ним 0,16—0,67. Вторая группа включает лишь пласт Б₂, по которому отмечается почти идеальное совпадение объемов залежей с первоначальной оценкой. Коэффициент подтверждаемости 1,036. Третья группа охватывает пласты Т, З_л и Д_ф, объемы залежей которых были значительно занижены в первоначальных оценках. Коэффициент подтверждаемости объема 2,01—2,97.

Необходимо еще раз указать, что выборки по пластам О, З_л, Д_v, Д_{III} и Д_ф весьма малочисленны (одна-две), и полученные результаты могут оказаться случайными.

В среднем по всем залежам коэффициент подтверждаемости объема равен 1,67, т.е. первоначальные объемы были занижены в полтора с лишним раза.

Вторая группа параметров характеризуется незначительными отклонениями от единицы коэффициентов подтверждаемости. В Северо-Кинельском районе экстремальные отклонения отмечаются лишь по подтверждаемости коэффициента открытой пористости на четырех залежах. В первоначальных оценках принимались весьма низкие значения, что обусловило коэффициенты подтверждаемости 1,3—4. Подтверждаемость остальных параметров можно считать идеальной (0,98—1,06).

В целом по области коэффициент подтверждаемости открытой пористости 1,23, а остальные параметры имеют идеальное совпадение (0,96—1,01).

Значения коэффициента подтверждаемости нефтеотдачи изменяются от 0,5 до 1,5. Однако экстремальные отклонения имеют незначительное количество залежей. Так, лишь по трем залежам коэффициент равен 1,5,

а четыре залежи характеризуются коэффициентами 0,5—0,66. В среднем по области коэффициент подтверждаемости нефтеотдачи 0,96, что говорит об очень хорошей сходимости результатов.

Теоретически сводные коэффициенты подтверждаемости подсчетных параметров и коэффициенты подтверждаемости запасов должны быть равны. Однако на практике за счет округления значений подсчетных параметров иногда отмечаются незначительные различия. Случаи больших расхождений указанных коэффициентов свидетельствуют о несоответствии запасов набору подсчетных параметров.

Проведенный анализ наглядно показывает причины завышения или занижения перспективных ресурсов нефти. Так, по залежам пласта Т Северо-Кинельского района превышение разведанных запасов над первоначальными обусловлено занижением объемов залежей при оценке ресурсов категории С₃.

По залежам пласта Д₁ основное влияние на подтверждаемость ресурсов оказали объем залежи и нефтеотдача. Эти два параметра в совокупности дали занижение разведанных запасов.

В Большекинельском районе превышение разведанных запасов в два с лишним раза над первоначальной оценкой произошло за счет объемов залежей, открытой пористости и нефтенасыщенности.

В Малокинельском районе увеличение разведанных запасов над ресурсами категории С₃ обусловлено только объемами залежей.

В Муханово-Ероховском районе на подтверждаемость оказали влияние объемы залежей и открытая пористость. Они обусловили завышение запасов по пласту Т и занижение по пласту Д₁.

Аналогичная ситуация сохраняется по залежам Бобровско-Покровского и Восточно-Оренбургского районов.

В целом по области пласты с подтвердившейся нефтеносностью можно разделить на три группы. К первой группе относятся залежи пластов Т, З_л и Д_ф, разведанные запасы которых превышают первоначальную оценку. Вторая группа объединяет пласты О, Д₁, Д_{III}, Д_ч, характерной особенностью которых является низкая подтверждаемость перспективных ресурсов. В третью группу входят только залежи пласта Б₂. По геологическим запасам предварительная оценка занижена, а по извлекаемому — завышена.

Таким образом, основное влияние на подтверждаемость ресурсов оказывает объем залежи. Следовательно, для повышения подтверждаемости перспективных ресурсов необходимо повысить точность картирования геометрии локальных объектов, подготавливаемых к поисковому бурению.

УДК 550.8.003.13(470.43)

Н. Н. Пригода

К ОЦЕНКЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

Научные исследования в области нефтяной геологии оказывают многостороннее влияние на улучшение поисков и разведки месторождений. Однако не все стороны этого воздействия могут быть количественно измерены в связи с его вероятностным характером, отсутствием базы сравнения, недостаточной разработанностью методических руководств по подсчету экономической эффективности научно-исследовательских работ (НИР) применительно к специфике подготовки запасов углеводородного сырья и т.д. Учитывая это, предлагаются следующие алгоритмы определения экономической эффективности НИР в области нефтяной геологии. Они разработаны для отраслевого и народнохозяйственного уровней. Народнохозяйственная оценка необходима в тех случаях, когда эффект от геологоразведочных работ частично реализуется за пределами отрасли. Например, в пределах отрасли экономия денежных средств на геологоразведочные работы ($\mathcal{E}_{гpp}$) может быть вычислена по формуле

$$\mathcal{E}_{гpp} = (C_1 - C_2)A - E\Delta K, \quad (1)$$

где C_1 , C_2 — себестоимости единицы работ до и после внедрения рекомендаций НИР, руб.; A — годовой объем геологоразведочных работ, нат. ед.; E — норматив эффективности капитальных вложений; ΔK — стоимость НИР, руб.

Формулой (1) описывается разность приведенных затрат на поиски и разведку месторождений до и после внедрения рекомендаций НИР. Показатель ΔK (стоимость НИР) устанавливает размер денежных средств, необходимых для снижения себестоимости геологоразведочных работ ($AC_1 - AC_2$).

Для народнохозяйственной оценки НИР в качестве расчетной базы необходимо принять эффективность добычи 1 т нефти (газа). Этот показатель приводится фактором времени на начало разработки объектов углеводородного сырья. При постоянном уровне оптовых цен предприятия (замыкающих затрат) на углеводородное сырье народнохозяйственная эффективность извлечения его одной тонны (\mathcal{E}_n^a) в первом приближении может быть вычислена по формуле

$$\mathcal{E}_n^a = Ц^a - C_3^a - S_p(1 + \epsilon_{нп} T_p) - S_n[1 + \epsilon_{нн}(T_p + T_n)], \quad (2)$$

где $Ц^a$ — стоимость 1 т нефти (газа) в оптовых ценах предприятия или замыкающих затратах; C_3^a — себестоимость добычи 1 т нефти (газа) без ставки возмещения затрат на геологоразведочные работы; S_n — стоимость прироста 1 т промышленных запасов, руб./т; S_p — стоимость прироста 1 т запасов на стадии подготовки структур, руб./т; T_p и T_n — продолжительность поисково-разведочного бурения и стадии подготовки структур, лет; $\epsilon_{нп}$ — норматив приведения разновременных затрат

и результатов, равный 0,08. Символ "д" справа сверху от показателей указывает на то, что они дисконтированы, т.е. приведены к единому времени. Необходимость дисконтирования — учета фактора времени — обусловлена представлением запасов углеводородного сырья в виде источников будущего эффекта, который реализуется по мере их извлечения. Длительность подготовки запасов в данном случае есть не что иное, как отсрочка в получении народнохозяйственного эффекта, влияние которой в экономических расчетах устанавливается с помощью фактора времени.

Заметим, что эффективность добычи 1 т нефти (газа) методически более правильно рассчитывать не на начало разработки месторождения, а на момент получения эффекта, т.е. момент извлечения запасов углеводородного сырья. Процесс добычи его, как известно, растянут во времени на несколько десятилетий, в течение которых последовательно реализуется эффективность ранее задолженных средств на подготовку запасов и выработку. Момент получения эффекта от добычи нефти (газа) может быть задан по средней продолжительности разработки месторождений. Поэтому в первом приближении более целесообразна следующая формула эффективности 1 т нефти, приведенной к моменту извлечения (\mathcal{E}^n):

$$\mathcal{E}^n = \mathcal{E}_n^d (1 + \epsilon_{\text{нп}})^{\frac{1}{\tau_{\text{макс}}}}, \quad (3)$$

где $\tau_{\text{макс}}$ — максимальный годовой темп отбора запасов, в долях от начальных ресурсов (обычно 0,06—0,08).

Используя формулы (2) и (3), можно рассчитать эффективность НИР, обеспечивающих экономию денежных средств при поисково-разведочном бурении (\mathcal{E}_p) и подготовке структур (\mathcal{E}_n):

$$\mathcal{E}_p = \Delta R^{\text{ABC}_1} \Delta S_p (1 + \epsilon_{\text{нп}} T_p) (1 + \epsilon_{\text{нп}})^{\frac{1}{\tau_{\text{макс}}}}, \quad (4)$$

$$\mathcal{E}_n = \Delta R^{\text{C}_3} \Delta S_n [1 + \tau_{\text{нп}} (T_p + T_n)] (1 + \tau_{\text{нп}})^{\frac{1}{\tau_{\text{макс}}}}, \quad (5)$$

где ΔR^{ABC_1} , ΔR^{C_3} — прирост запасов категорий ABC_1 и C_3 , млн. т; ΔS_p , ΔS_n — изменения стоимости прироста 1 т промышленных запасов и запасов категории C_3 , руб. т.

При простом восполнении промышленных запасов запасами более низких категорий $\Delta R^{\text{ABC}_1} = \Delta R^{\text{C}_3}$. Это равенство правомерно использовать при отсутствии точных данных о приросте запасов категории C_3 благодаря большой инерционности поисково-разведочного процесса в нефтяной промышленности.

Помимо прямой экономии денежных средств, рекомендации НИР могут косвенным путем увеличить эффективность геологоразведочных работ, главным образом за счет создания условий для более быстрого получения оценок нефтегазоносности территорий и за счет повышения качества (достоверности, емкости, глубины) самой геологической информации. По формулам (2) и (3) нетрудно установить эффективность ускорения поисково-разведочного бурения ($\mathcal{E}Y_p$) и работ по выявлению и подготовке структур ($\mathcal{E}Y_n$):

$$\mathcal{E}Y_p = R_y \epsilon_{\text{нп}} \Delta T_p (S_p + S_n) (1 + \epsilon_{\text{нп}})^{\frac{1}{\tau_{\text{макс}}}}; \quad (6)$$

$$\mathcal{E}Y_n = R_y \epsilon_{\text{нп}} \Delta T_n S_n (1 + \epsilon_{\text{нп}})^{\frac{1}{\tau_{\text{макс}}}} \quad (7)$$

где ΔT_p , ΔT_n — время ускорения поисково-разведочного бурения и уменьшения стадии подготовки структур, лет; R_y — объем запасов, для которых ускорился переход от низших категорий к высшим, млн. т.

Ускорение работ по подготовке запасов углеводородного сырья одновременно приближает к моменту извлечения все запасы более низких категорий. Поэтому, чем выше категория запасов, тем эффективнее ускорение работ. Согласно формулам (6) и (7), уменьшение продолжительности поисково-разведочного бурения в $(S_p + S_n)/S_n$ раз экономически выгоднее, чем сокращение стадии подготовки структур, например в 3 раза для условий Куйбышевской области.

Представленные алгоритмы расчетов экономической эффективности НИР в течение ряда лет используются в Волжском отделении ИГиРГИ. С их помощью 80% научной тематики отделения получают количественную оценку. Несмотря на приближенный характер, эти алгоритмы позволяют установить весомость научных разработок, очередность внедрения их в производство. Тем самым создаются более широкие возможности для перевода нефтяной промышленности в режим оптимального функционирования.

| | |
|---|----|
| <i>Л.З. Цлав, Ю.Г. Пецев, М.Б. Соферштейн.</i> Применение геоакустики для выделения рифогенных пород..... | 74 |
| <i>А.Ф. Башкеев.</i> Повышение достоверности измерений при геоакустических исследованиях скважин | 78 |
| <i>В.С. Вагеров.</i> Подтверждаемость подсчетных параметров при оценке перспективных ресурсов нефти..... | 81 |
| <i>Н.Н. Пригода.</i> К оценке экономической эффективности научных исследований в области нефтяной геологии..... | 85 |

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| <i>В.Н. Андреев, Л.Л. Казьмин, С.С. Коноваленко, В.А. Поляков, И.С. Ткаченко.</i> Пути дальнейшего совершенствования геологоразведочных работ в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции | 3 |
| <i>А.П. Пилов, А.П. Шиповский, Г.А. Алексеев, В.Н. Андреев, А.А. Горелов, Л.Л. Казьмин, В.А. Кошечев.</i> Перспективы поисков нефтяных месторождений на Жигулевско-Пугачевском своде, контролируемых грабенообразными прогибами | 8 |
| <i>В.А. Поляков, Г.Н. Чирук, О.В. Кочубенко, А.И. Корягина, М.В. Шурунов.</i> Системы девонских грабенообразных прогибов в Куйбышевской области | 12 |
| <i>Е.Я. Суриков, Е.Г. Семенова, Г.И. Стеблева, С.Я. Вайнбаум, Г.Е. Голодовкина, Т.Я. Елистратова, Э.А. Бороховская, А.А. Новожилов, В.Ф. Хлауднев, Е.А. Зимица.</i> Биогермные постройки Куйбышевского Поволжья и выбор направлений поисково-разведочных работ | 19 |
| <i>В.Д. Голодовкин, В.А. Николенко, В.П. Ваняшин.</i> Погребенные структуры — перспективное направление в поисках месторождений нефти в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции | 26 |
| <i>С.С. Коноваленко.</i> Древняя эрозия и ее значение для нефтенакпления на юго-востоке Русской платформы | 61 |
| <i>М.Н. Чикин.</i> К прогнозу размещения погребенных локальных структур в терригенных отложениях девона на территории Оренбургской области | 36 |
| <i>И.А. Денцкевич, В.А. Ощепков.</i> Новое в строении Большекинской дислокации | 40 |
| <i>С.Я. Вайнбаум, В.М. Губницкий, Н.А. Копрова.</i> Перспективы битумоносности Куйбышевского Поволжья | 43 |
| <i>М.И. Зайдельсон, Л.Л. Казьмин, А.Г. Тетерев.</i> Методика зонального прогноза нефтегазоносности карбонатных отложений в условиях нефтедобывающих районов Урало-Поволжья | 48 |
| <i>А.А. Александров, С.В. Санаров.</i> Геологические предпосылки поисков залежей углеводородов в рифейских и вендских отложениях Восточно-Оренбургского нефтегеологического района | 53 |
| <i>А.А. Горелов.</i> К методике количественной оценки несоответствия структурных планов локальных поднятий в связи с изучением их генезиса | 58 |
| <i>Н.Р. Сивков, Н.П. Лукьянов, Н.М. Яковлев.</i> Повышение разрешающей способности сейсмических исследований с использованием электронского сейсмоисточника | 62 |
| <i>В.А. Борисевич, Н.П. Лукьянов.</i> Результаты исследований и перспективы разработки технических средств кодоимпульсного возбуждения сейсмических волн | 66 |
| <i>Э.А. Бляс, А.Н. Левит, В.Н. Ференци.</i> Метод учета неоднородностей верхней части разреза при обработке данных ОГТ | 71 |

УДК 550.8.012

Андреев В.Н., Казьмин Л.Л., Коноваленко С.С., Поляков В.А., Ткаченко И.С. Пути дальнейшего совершенствования геологоразведочных работ в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. — В кн.: Направления и методика поисков и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы). М.: Наука, 1985, с. 3—7.

На основе анализа результатов внедрения комплексных программ за 1979—1982 гг. намечаются пути совершенствования проектирования и проведения геологоразведочных работ в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

УДК 553.98:550.812(470.43)

Пилов А.П., Шиповский А.П., Алексеев Г.И., Андреев В.Н., Горелов А.А., Казьмин Л.Л., Кошечев В.А. Перспективы поисков нефтяных месторождений на Жигулевско-Пугачевском своде, контролируемых грабенообразными прогибами. — В кн.: Направления и методика поисков и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы). М.: Наука, 1985, с. 8—12.

Описаны строение и условия формирования грабенообразных прогибов, осложняющих Жигулевско-Пугачевский свод и прилегающий к нему западный борт Бузулукской впадины. Показано, что борта грабенообразных прогибов осложнены локальными поднятиями, к которым приурочены промышленные залежи нефти в девонских и каменноугольных отложениях. Выделены участки для постановки первоочередных геологопоисковых работ с целью выявления новых месторождений нефти, контролируемых грабенообразными прогибами.

Ил. 2, библиогр.: с. 12 (2 назв.).

УДК 551.3:553.982(470.43)

Поляков В.А., Чирук Г.Н., Кочубенко О.В., Корягина А.И., Шуринов М.В. Системы девонских грабенообразных прогибов в Куйбышевской области. — В кн.: Направления и методика поисков и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы). М.: Наука, 1985, с. 12—18.

По данным бурения и геофизики на территории Куйбышевской области выделены девонские грабенообразные прогибы (ДГП), которые объединяются в две ортогональные системы северо-запад—юго-восточного и северо-восток — юго-западного простирания. Рассмотрены закономерности распространения и формирования прогибов, дана характеристика геологического строения ДГП, оценка перспектив нефтегазоносности. Указывается, что ДГП являются одним из важнейших направлений геологоразведочных работ на нефть в Куйбышевской области. Метод поисков приуроченных к ним нефтяных месторождений служит сейсморазведка в комплексе с поисковым бурением при ведущей роли сейсморазведки.

Ил. 2, библиогр.: с. 18 (назв.).

УДК 550.8+551.7+553.8(470.43)

Суровиков Е.Я., Семенова Е.Г., Стеблева Г.И., Вайнбаум С.Я., Голодовкин В.Д., Елистратова Т.Я., Бороховская Э.А., Новожилов А.А., Хлуднев В.Ф., Зинина Е.А. Биогермные постройки Куйбышевского Поволжья и выбор направлений поисково-разведочных работ. — В кн.: Направления и методика поисков и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы). М.: Наука, 1985, с. 19—25.

Рассмотрены вопросы методики выделения биогермных (рифогенных) построек в карбонатных отложениях палеозоя Куйбышевского Поволжья на основе комплекса геологических, геофизических, геохимических признаков. Выделены типы биогермных построек, обоснованы направления их поисков.

Ил. 2.

90

УДК 553.981(470.43)

Голодовкин В.Д., Николенко В.А., Ваняшин В.Н. Погребенные структуры — перспективное направление в поисках месторождений нефти в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. — В кн.: Направления и методика поисков и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы). М.: Наука, 1985, с. 26—30.

Обосновываются в качестве направления поисково-разведочных работ целенаправленные поиски погребенных структур.

Ил. 1, библиогр.: с. 30 (7 назв.).

УДК 550.81:551.4:86:550.24

Коноваленко С.С. Древняя эрозия и ее значение для нефтенакпления на юго-востоке Русской платформы. — В кн.: Направления и методика поисков и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы). М.: Наука, 1985, с. 31—36.

На основе геоморфологического анализа осадочного чехла и обобщения имеющихся данных по нефтеносности в Куйбышевском Поволжье и смежных районах устанавливаются основные закономерности размещения ловушек для нефти и газа, обусловленных древней эрозией на юго-востоке Русской платформы.

Ил. 1, библиогр.: с. 36 (4 назв.).

УДК 553.982.23.05(470.56)

Чикин М.Н. К прогнозу размещения погребенных локальных структур в терригенных отложениях девона на территории Оренбургской области. — В кн.: Направления и методика поисков и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы). М.: Наука, 1985, с. 36—40.

Эйфельская толща отражает динамику рельефа преддевонской размытой поверхности, что дает возможность выявить его характерные особенности, проследить проявление в терригенных девонских отложениях и дать прогноз размещения погребенных локальных структур, ядрами которых служат возвышенности на додевонской поверхности.

Ил. 1, табл. 1.

УДК 553.98(470.56)

Денцкевич И.А., Ощепков В.А. Новое в строении Большекинской дислокации. — В кн.: Направления и методика поисков и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы). М.: Наука, 1985, с. 40—43.

Доказывается двухрядное строение Большекинской дислокации, даются отличительные особенности структур обоих рядов, рекомендуются участки для поисковых работ.

Ил. 1.

УДК 553.98(470.43):553.985

Вайнбаум С.Я., Губницкий В.М., Копрова Н.А. Перспективы битумоносности Куйбышевского Поволжья. — В кн.: Направления и методика поисков и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы). М.: Наука, 1985, с. 43—47.

Освещаются геологические условия распределения битумоносности в пермских отложениях Куйбышевского Поволжья. На основании рассмотрения разрезов скважин структурного бурения установлены битумопроявления в интервале глубин 0—500 м на многих участках территории Куйбышевской области. Указана приуроченность битумных скоплений к локальным поднятиям и причины наблюдающихся отклонений от общей закономерности. Выделены наиболее перспективные битумоносные участки в качестве первоочередных объектов для постановки разведочных работ.

Ил. 1, библиогр.: с.47 (3 назв.).

91

УДК 553.98(470.43):553.985

Зайдельсон М.И., Казьмин Л.Л., Тетерев А.Г. **Методика зонального прогноза нефтегазоносности карбонатных отложений в условиях нефтедобывающих районов Урало-Поволжья.** — В кн.: Направления и методика поиска и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы). М.: Наука, 1985, с. 48—52.

Изложены принципы выделения и ранжирования по перспективности зон и участков карбонатных пластов и комплексов на базе широкого спектра литолого-палеогеографических, структурно-тектонических, геохимических и гидрогеологических показателей. Для решения задачи привлекается метод классификации (по Рао) с использованием ЭВМ.

Ил. 1, табл. 1, библиогр.: с. 52 (3 назв.).

УДК 551.24+553.98(181 М>3500)

Александров А.А., Санаров С.В. **Геологические предпосылки поисков залежей углеводородов в рифейских и вендских отложениях Восточно-Оренбургского нефтегеологического района.** — В кн.: Направления и методика поисков и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы). М.: Наука, 1985, с. 53—58.

На основании анализа литолого-фациальных условий накопления и современного тектонического строения верхнепротерозойских толщ Восточно-Оренбургского нефтегеологического района дана оценка перспектив их нефтегазоносности. Выделены первоочередные объекты и рекомендована последовательность целенаправленных поисковых работ.

Ил. 2, библиогр.: с. 58 (4 назв.).

УДК 550.8.014

Горелов А.А. **К методике количественной оценки несоответствия структурных планов локальных поднятий в связи с изучением их генезиса.** — В кн.: Направления и методика поисков и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы). М.: Наука, 1985, с. 58—62.

Для оценки несоответствия структурных планов предложены коэффициенты: соответствия площадей; соответствия планового положения контуров поднятия; смещения планового положения вершины поднятия; амплитудного соответствия. На примере локальных поднятий Куйбышевской области показано, что эти коэффициенты не только количественно характеризуют степень несоответствия структурных планов по различным горизонтам осадочного чехла, но и способствуют более обоснованному выделению генетических типов структур.

Ил. 1, библиогр.: с. 62 (5 назв.).

УДК 550.834.015.2.044

Сивков Н.Р., Лукьянов Н.П., Яковлев Н.М. **Повышение разрешающей способности сейсмических исследований с использованием электроискрового сейсмостимулятора.** — В кн.: Направления и методика поиска и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы). М.: Наука, 1985, с. 62—66.

Описывается электроимпульсный источник высокочастотных сейсмических сигналов "ИСКРА". Излагается высокопроизводительная технология наблюдений ВСП с использованием электроискрового сейсмостимулятора. Приводятся примеры сейсмических исследований высокого разрешения методами ВСП, ОГТ с источником "ИСКРА" и намечаются перспективы его применения при детальной сейморазведке нефтегазоносных площадей.

УДК 550.834

Борисевич В.А., Лукьянов Н.П. **Результаты исследований и перспективы разработки технических средств кодоимпульсного возбуждения сейсмических волн.** — В кн.: Направление и методика поисков и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы). М.: Наука, 1985, с. 66—70.

Дана сравнительная оценка сигналов, применяемых для управления невзрывными источниками возбуждения сейсмических волн. На основе анализа автокорреляционных функций сигналов управления показаны преимущества применения

периодических последовательностей максимальной длины для решения задач повышения разрешающей способности сейсмических методов. Приводятся основные результаты разработки и исследований кодоимпульсного сейсмостимулятора на основе индукционно-динамического привода, примеры его применения при проведении опытно-методических работ в конкретных сейсмогеологических условиях.

Ил. 1, библиогр.: с. 70 (10 назв.).

УДК 550.834

Бляс Э.А., Левит А.Н., Ференци В.Н. **Метод учета неоднородностей верхней части разреза при обработке данных ОГТ.** — В кн.: Направления и методика поисков и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы). М.: Наука, 1985, с. 71—74.

Предлагается метод учета неоднородностей верхней части разреза, основанный на расчете корректирующих кинематических поправок путем решения прямой кинематической задачи для двух моделей среды и ввода их в сейсмограммы ОГТ. На модельном примере показана эффективность метода. Предлагаемый способ программно реализован и согласован с обрабатывающей системой СЦС-3 (ЦГЭ МНП).

Ил. 1, библиогр.: с. 74 (4 назв.).

УДК 550.834

Цлав Л.З., Пецев Ю.Г., Соферштейн М.Б. **Применение геоакустики для выделения рифогенных пород.** — В кн.: Направления и методика поисков и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы). М.: Наука, 1985, с. 74—78.

Основным геоакустическим методом картирования рифов в настоящее время является сейморазведка, а достоверность результатов во многом определяется адекватностью выбранной скоростной модели реальному разрезу. Показана перспективность использования для этой цели данных АК путем сопоставления материалов сеймокаротажа и длиннозондового АК по 11 разведочным скважинам Волго-Урала. На основе измерений на образцах и в скважине показано, что диагностическим признаком выделения рифогенных пород может служить отношение скоростей продольной и поперечной волн. Предложены способ и аппаратура одновременного измерения указанных скоростей.

Табл. 1, библиогр.: с. 78 (3 назв.).

УДК 550.834(088.8)

Башкеев А.Ф. **Повышение достоверности измерений при геоакустических исследованиях скважин.** — В кн.: Направления и методика поисков и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы). М.: Наука, 1985, с. 78—81.

Анализируются недостатки алгоритмов работы акустической аппаратуры с амплитудным методом выделения сигнала на фоне помех. Обосновывается необходимость применения в них для достижения максимума помехоустойчивости автоматических следящих систем, устанавливающих порог дискриминации в зависимости от соотношения вероятностей срабатывания от помех и пропуска сигнала. Дано описание устройства подобного рода.

Ил. 1.

УДК 553.98(470.56)

Вагеров В.С. **Подтверждаемость подсчетных параметров при оценке перспективных ресурсов нефти.** — В кн.: Направления и методика поисков и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы). М.: Наука, 1985, с. 81—84.

Рассмотрены результаты изучения подтверждаемости подсчетных параметров при оценке ресурсов нефти категории С₃ перспективных структур Оренбургской области. Анализ 38 залежей показал, что основное влияние на подтверждаемость ресурсов нефти оказывает степень подтверждаемости объемов залежей.

УДК 550.8.003.13(470.43)

Пригода Н.Н. К оценке экономической эффективности научных исследований в области нефтяной геологии. — В кн.: Направления и методика поисков и разведки нефти газа (юго-восток Русской платформы). М.: 1985, с. 85—87.

Даны способы оценки экономической эффективности научных исследований, обеспечивающих экономию времени и средств на выполнение геологоразведочных работ нефтяной промышленности. Эти способы основаны на руководящих документах в области определения экономической эффективности месторождений полезных ископаемых и просты при вычислениях. С их помощью измеряется эффективность научной тематики Волжского отделения ИГиРГИ.

**НАПРАВЛЕНИЯ И МЕТОДИКА
ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ
НЕФТИ И ГАЗА
(юго-восток Русской платформы)**

*Утверждено к печати
ордена Трудового Красного Знамени
Институтом геологии
и разработки горючих ископаемых*

Редактор издательства

Н.М.Митяшова

Художник

Н.А.Малиновская

Художественный редактор

И.Ю.Нестерова

Технический редактор

А.Л.Шелудченко

Корректор

Р.Г. Ухина

Набор выполнен в издательстве
на электронной фотонаборной системе

ИБ № 29162

Подписано к печати 02.07.85. Т — 01177
Формат 60 X 90 1/16. Бумага офсетная № 1
Гарнитура Таймс. Печать офсетная
Усл.печ.л. 6,0 + 0,4 вкл. Усл.кр.-отт. 6,6
Уч.-изд.л. 7,5. Тираж 600 экз.
Тип. зак. 443. Цена 1 р. 10 к.

Ордена Трудового Красного Знамени
издательство "Наука"
117864 ГСП-7, Москва В-485,
Профсоюзная ул., д. 90

Ордена Трудового Красного Знамени
1-я типография издательства "Наука"
199034, Ленинград В-34, 9-я линия, 12

В ИЗДАТЕЛЬСТВЕ "НАУКА"

Готовится к изданию

Органическое вещество современных и ископаемых осадков. 10 л.

Статьи, авторами которых являются представители различных геологических и геохимических школ, знакомят читателей с закономерностями формирования состава органического вещества (ОВ) в различных фациальных и геологических обстановках, с последующими его преобразованиями. Ряд статей посвящен взаимодействию ОВ с минеральной составляющей осадков. Значительное внимание уделено оценке роли ОВ в нефтегазообразовании.

Для геологов и научных работников, занимающихся вопросами геологии и геохимии горючих ископаемых.

Заказы просим направлять по одному из перечисленных адресов магазинов "Книга—почтой" "Академкнига":

480091 *Алта-Ата*, 91, ул. Фурманова, 91/97; 370005 *Баку*, 5, ул. Джапаридзе, 13; 320093 *Днепропетровск*, проспект Ю. Гагарина, 24; 734001 *Душанбе*, проспект Ленина, 95; 252030 *Киев*, ул. Пирогова, 4; 277012 *Кишинев*, проспект Ленина, 148; 443002 *Куйбышев*, проспект Ленина, 2; 197345 *Ленинград*, Петрозаводская ул., 7; 220012 *Минск*, Ленинский проспект, 72; 117192 *Москва*, В-192, Мичуринский проспект, 12; 630090 *Новосибирск*, Академгородок, Морской проспект, 22; 620151 *Свердловск*, ул. Мамина-Сибиряка, 137; 700187 *Ташкент*, ул. Дружбы народов, 6; 450059 *Уфа*, 59, ул. Р. Зорге, 10; 720001 *Фрунзе*, бульвар Дзержинского, 42; 310078 *Харьков*, ул. Чернышевского, 87.