

В.В. Ананьев¹, А.А. Драгунов², А.М. Чинарёв¹¹Министерство экологии и природных ресурсов РТ, Казань
²НПУ «Казаньгеофизика», Казань
geophys@kgf.i-set.ru, alexho@nm.ru

НАПРАВЛЕНИЯ РАБОТ С ЦЕЛЬЮ ПОИСКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ТЕРРИГЕННОЙ ТОЛЩЕ ДЕВОНА В ПРЕДЕЛАХ СЕВЕРНОЙ И СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТЕЙ ТАТАРСТАНА

Выявлена закономерность размещения девонских залежей нефти в пределах юго-восточного склона Северо-Татарского свода, которая подчиняется решетчатой сетке с азимутами около 30° и 120°.

Введение

В соответствии с принятыми правилами ведения геологоразведочных работ (ГРП) на нефть и газ в России (Временное положение..., 2001) выбор основных направлений дальнейших ГРП является основной задачей регионального этапа работ. Как известно, для большей части территории Татарстана региональный этап работ уже завершён. Однако этот тезис не является догмой, и появление новых методов геологических и геофизических исследований порою возвращает исследователей к той отправной точке геолого-геофизического изучения территории, от которой они отталкивались на более раннем временном отрезке.

В данной статье мы касаемся некоторых вопросов относительно выбора направлений и поисков залежей нефти в терригенной толще девона в пределах юго-восточного склона Северо-Татарского свода (СТС) и северных склонов Южно-Татарского свода (ЮТС).

Проведение поисковых работ на девонских локальных поднятиях в этом регионе Татарстана всегда было сопряжено с колоссальным риском в связи с получением отрицательных результатов. Кроме того, на открытие крупных залежей нефти здесь также не следует рассчитывать, так как в условиях высокой опоскованности недр Татарстана залежи такого класса уже практически все выявлены (Хисамов и др., 2003). В пределах данной территории будут выявляться залежи с извлекаемыми запасами от 100 тыс. т до 1 млн. т, в среднем составляя 200 - 300 тыс. т.

Линейная закономерность размещения нефтяных залежей в девоне на юго-восточном склоне СТС

Поводом для написания данной статьи явилась выявленная закономерность размещения девонских залежей нефти в пределах юго-восточного склона Северо-Татарского свода. Эту закономерность мы обнаружили при построении решётчатой сетки по залежам нефти, продуктивность которых связана с девонскими терригенными отложениями. Обнаружена удивительная закономерность, согласно которой размещение нефтяных месторождений в пределах юго-восточного склона Северо-Татарского свода подчиняется решётчатой сетке с азимутами около 30° и 120° (Рис. 1).

По этим данным видно, что поисковые скважины № 64 и 65 Привятской площади, давшие нефть из терригенных отложений тиманского горизонта, находятся на одной линии северо-восточного простирания с азимутом 30°. Параллельно ей, восточнее на расстоянии 11 км проходит следующая линия, на которую ложатся нефтяные залежи Шадчинского и Мало-Кирменского поднятий Шийского

месторождения. Далее на восток, на расстоянии 9 км от предыдущей линии, находится Дигитлинский вал с приуроченными к нему залежами Шийского, Средне-Кирменского и Дигитлинского поднятий Шийского месторождения. Следующая линия, параллельная предыдущей, находится в 9 км к востоку, имеет северо-восточное направление и проходит через нефтяную залежь Мамадышского поднятия Шийского месторождения.

И, как закономерность, следующая линия проходит через недавно открытое Восточно-Анзирское месторождение. Она отстоит от предыдущей на расстояние 8 км, имеет азимут простирания 30° и проходит также через небольшие залежи нефти, сосредоточенные в терригенных отложениях тиманского и муллинского горизонтов и приуроченные к скважинам № 378, 507 и 508. Вышеназванные линии названы нами *линиями наиболее вероятного прогноза нефтеносности терригенных отложений девона*.

Обнаруживается удивительная связь девонских залежей с этой решётчатой системой. Далее на восток к линиям северо-восточного простирания привязаны: 1) Закамское, Сокольегорское месторождения и Мортинская залежь; 2) Ильинская залежь; 3) Елабужский вал с Комаровским, Елабужским и Полянским месторождениями; 4) Луговое, Озерное и Варзи-Омгинское месторождения.

То же самое касается линий юго-западного простирания с азимутом 120°. Достаточно сказать, что Восточно-Анзирское месторождение лежит на одной линии с залежами нефти, приуроченными к скважинам № 33 и 64 Привятской площади, и залежью нефти Мамадышского поднятия Шийского месторождения. Если продолжить данную линию далее на юго-запад, то обнаруживается, что на этой линии находятся скважины № 127 и 649 Грачёвского участка Муслюмовского месторождения, давшие промышленные притоки нефти из терригенного девона.

Краткие сведения о планетарной трещиноватости

Объяснение факта размещения залежей нефти в терригенном девоне согласно некой решётчатой сети подтолкнуло нас к изучению планетарной трещиноватости, инициируемой ротационным полем напряжения Земли.

Сведения о планетарной трещиноватости достаточно давно известны геологической общественности. В качестве основополагающей можно назвать работу Г.Н. Каттерфельда и Г.В. Чарушина (1970) о глобальной трещиноватости планет. Они считали, что глобальная система разрывных нарушений обязана своим образованием планетарному ротационному полю напряжений. Вследствие постоянно изменяющейся скорости вращения Земли и связанного с

этим гравитационного сжатия в земной коре образуются разрывные нарушения и глобальные зоны разломов.

Развитие идей о планетарной трещиноватости можно проследить в работе представителя украинской школы геологов К.Ф. Тяпкина (1998). Наряду с изложением современных данных о строении и физических полях Земли, им приводятся основные постулаты Новой ротационной гипотезы структурообразования в тектоносфере. Один из ее постулатов заключается в том, что трещиноватость различной направленности формировалась последовательно в связи с непрерывно меняющимся ротационным режимом Земли.

Также в России, в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина под руководством проф. В.И. Гридина разрабатывается системно-геодинамическая технология аэрокосмических исследований, рассматривающая в качестве основного объекта планетарную трещиноватость (Гридин, Гак, 1994).

Как указывалось выше, за время своего существования Земля не раз меняла положение своей оси. В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции последовательно в направлении от более молодых к древним происходили различные эпохи стабилизации земной оси с азимутами зон флексурно-разрывных нарушений, близкими: 150° и 60°; 0° и 90°; 30° и 120°; 170° и 80°; 135° и 45° (Драгунов и др., 2003).

Флексурно-разрывные нарушения и нефтеносность терригенного девона

Практически повсеместно на материалах аэрокосмических, магнито-, грави- и сейсморазведочных исследований проявляются в плане признаки закономерно упорядоченных систем разрывных нарушений, как на поверхности земли, так и в осадочной толще и в фундаменте. При этом следует отметить, что прослеживаются, как правило, фрагменты одних и тех же направлений, которые группируются парно и пересекаются под углами, близкими к 90°.

Наиболее отчетливо по ландшафтным индикаторам может быть прослежена многогранговая диагонально-решетчато-блоковая в плане структура развития современных геодинамических процессов с простираниями в 150° и 60° ($\pm 15^\circ$), а по данным аэромагнитных – «регматическая сеть» с азимутами простирания в 135° и 45°. Кроме того, на основе дешифрирования космических изображений Земли довольно четко выявляются фрагменты решетчатых систем с простираниями в 0° и 90°, 30° и 120°.

Находясь в постоянном движении, планетарная трещиноватость (обусловленная ротационным полем напряжения Земли) не может не оказывать влияния на формирование современных ей тектонических структур, развитие которых в первую очередь связано с внутрипланетными источниками напряжений. Камско-Кинельская система прогибов формировалась в франско-яснополянское время, а так как в очертаниях тектонических структур прослеживаются направления в 30° и 120°, то значит, что данная система планетарной трещиноватости была активна именно в раннюю стадию герцинской складчатости.

Кроме того, на северо-востоке Татарстана при сопоставлении результатов дешифрирования систем флексурно-разрывных нарушений с азимутами простирания в 30° и 120° со структурными планами по отражающим горизонтам «Д» (кровля девонских терригенных отложений), «У» (кровля яснополянского надгоризонта нижнего карбона), «С₀» (кровля размытых отложений турнейского яруса нижнего карбона) и «В» (кровля терригенных от-

ложений верейского горизонта среднего карбона) нами было отмечено, что зоны рассматриваемых направлений (30° и 120°) весьма четко прослеживаются по отражающим горизонтам «Д», «С₀» и «У» и сравнительно слабо по отражающему горизонту «В». На основании этого можно подтвердить предположение, что зоны флексурно-разрывных нарушений с азимутами простирания в 30° и 120° были активными в доверейское время, и их возраст вероятнее всего относится к ранней стадии герцинской складчатости – к франско-яснополянскому времени.

В восточной части Татарстана и на сопредельных территориях зоны нарушений планетарной трещиноватости с азимутами простирания в 30° и 120° подчеркиваются многими долинами рек. Причем в северо-восточном направлении, в сторону максимального развития Верхнекамской впадины, их количество увеличивается настолько, что постепенно начинает контролировать большую часть долин.

В НПУ «Казаньгеофизика» были выполнены системно-геодинамические АКГИ на Кучуковском, Агрызском и Исенбаевском участках, согласно которым на территории северной зоны Агрызского лицензионного участка выделены зоны флексурно-разрывных нарушений разного возраста, ориентированных под разными азимутальными углами. В этих исследованиях нас заинтересовало положение наиболее древних зон, ориентированных под углами 23° – 29° на северо-восток. Совместный анализ местоположения зон флексурно-разрывных нарушений и линий наиболее вероятного прогноза нефтеносности терригенной толщи девона позволил выявить, что линии прогноза нефтеносности находятся между зонами флексурно-разрывных нарушений.

По данным многих авторов (Гридин и др.) зоны планетарной трещиноватости имеют плавно-извилистый характер, но так как каркас зон 30° и 120° более ранней активизации проявляется фрагментарно, то мы вынуждены были для его реконструкции проводить спрямлённые линии.

Подтверждение данных В.П. Степанова системно-геодинамическим моделированием

Поскольку системно-геодинамическое моделирование на остальной части Татарстана не выполнялось, то мы можем только предполагать, что линии наиболее вероятного прогноза нефтеносности не совпадают в плане с зонами флексурно-разрывных нарушений, а только им параллельны и находятся между ними.

Мы пришли к выводу, что наиболее перспективными на предмет нефтеносности терригенного девона будут служить поднятия, закартированные сейсморазведкой по отражающему горизонту «Д» и приуроченные к средней осевой линии между зонами флексурно-разрывных нарушений. Совместный анализ данных АКГИ и сейсморазведки позволяет отказаться от опоискования девонских поднятий, лежащих в плане над флексурно-разрывными нарушениями, и, наоборот, предлагать к бурению поисковые скважины на девонских поднятиях, находящихся на условно срединной линии между флексурно-разрывными нарушениями, местоположение которой, в свою очередь, подтверждается данными о нефтеносности девонских терригенных отложений.

Те положения, которые в своё время изложил выдающийся тектонист Татарстана В.П. Степанов (1988), остаются незыблемыми в условиях применения системно-гео-

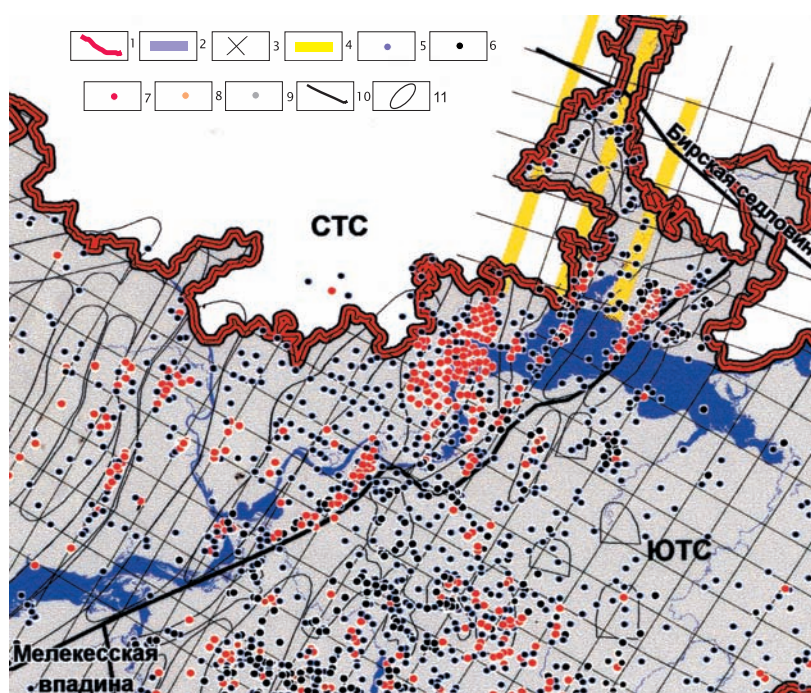


Рис. 1. Направления геологоразведочных работ в терригенном девоне в северо-восточной части Республики Татарстан. 1 – адм. граница РТ; 2 – крупные реки и водохранилища; 3 – осевые линии зон, наиболее перспективные для поисков нефти в терригенном девоне; 4 – зоны флексурно-разрывных нарушений по данным АКГИ. Поисково-разведочные скважины: ликвидированные без спуска эксплуатационной колонны, бесприточные или водоносные – 5; нефть и нефтепроявления: в карбоне – 6; в девоне – 7; в карбоне и девоне – 8; незаконченные строительством или нет данных о результатах испытания – 9. Тектонические элементы: 10 – I порядка; 11 – II порядка.

динамической технологии. Как известно, им утверждался следующий постулат: к разломным зонам тяготеют залежи каменноугольного возраста, а внутри блоков, как правило, нефтеносными являются девонские ловушки.

Закономерным для сетки линий наиболее вероятного прогноза нефтеносности терригенного девона является (это особенно бросается в глаза) факт приуроченности нефтяных скоплений в первую очередь к так называемым узлам сетки (местам пересечения линий различной ориентировки) или к зонам северо-восточного простирания с азимутом 30°. Естественно, из этих закономерностей есть исключения; например, Берсутская залежь (скв. 49) лежит в зоне юго-западного простирания; или Сентяжская залежь, находящаяся внутри ячейки, ограниченной с четырёх сторон линиями прогноза.

Заключение

Довольно уверенное совпадение в плане по направлению планетарной трещиноватости с простираниями 30° и 120° и областей увеличения мощности осадочных отложений терригенного девона позволяет говорить, что геологические процессы, их сформировавшие, развивались взаимосвязанно (в раннюю фазу герцинской складчатости).

Можно предполагать, что между планетарной трещиноватостью с простираниями 30° и 120° и залежами углеводородов существует следующая связь: в конседиментационный период планетарная трещиноватость влияла на формирование палеорельефа и пластов-коллекторов, а в постседиментационный – на пути миграции и формирование скоплений углеводородов в терригенных отложениях девона, а в континентальных и прибрежно-континентальных (озёра, лагуны, шельфы) условиях каркас планетарной трещиноватости, прежде всего, влияет на плановое положение эрозивной сети и, как следствие, на состав, структуру и текстуру терригенных отложений.

Таким образом, имея, с одной стороны, нанесённую на карту объектов ГРП решётчатую систему, осевые линии которой представляют собой линии наиболее вероятного прогноза нефтеносности отложений терригенного девона и находятся между зонами флексурно-разрывных нарушений, и постулат, выдвигаемый В.П. Степановым, с другой стороны, мы получаем ещё один критерий (Ананьев и др., 2002) ранжирования локальных поднятий.

Литература

Ананьев В.В., Гилязова Т.В., Чинарёв А.М. Новые оценочные критерии подготовки локальных поднятий к глубокому бурению. *Георесурсы*, № 2. 2002. 40-45.
 Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. 2001
 Гридин В.И., Гак И.З. Физико-геологическое моделирование природных явлений. М.: Недра, 1994.
 Каттерфельд Г.Н., Чарушин Г.В. Глобальная трещиноватость Земли и других планет. *Геотектоника*, № 6. 1970. 3-12.
 Степанов В.П., Абдуллин Н.Г. и др. Прогнозирование локальных поднятий и их нефтегазоносности на склонах Южно-Татарского свода. *Геология нефти и газа*, № 2. 1988. 34-37.
 Тяпкин К.Ф. Физика Земли. Киев, Вища шк. 1998.
 Хисамов Р.С., Нафиков А.З., Ананьев В.В., Гатиятуллин Н.С., Тарасов Е.А. Ресурсная база Республики Татарстан. *Нефтяное хозяйство*, № 8. 2003. 26-28.

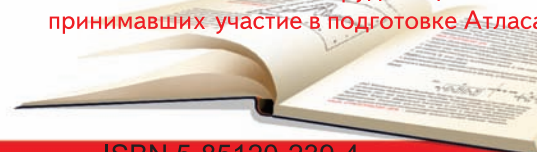
ПКО «Картография». Москва, 2005. - 211 с.

АТЛАС РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Кабинет Министров Республики Татарстан



Атлас Республики Татарстан - картографическое произведение, в котором отображены природные условия и ресурсы, население и хозяйство республики в их единстве и взаимодействии. Атлас предназначен в качестве справочного пособия для ученых, специалистов и широкого круга читателей. Карты Атласа сгруппированы в 5 разделов: вводный, природные ресурсы и окружающая среда, население и социальное развитие, хозяйство и экономическое развитие, страницы истории. Каждому разделу предшествует пояснительный текст, сопровождаемый справочным материалом и иллюстрациями. При подготовке Атласа были использованы современные картографические, статистические и литературные материалы многих организаций и учреждений Российской Федерации. Атлас Республики Татарстан представляет собой коллективный труд специалистов, принимавших участие в подготовке Атласа.



ISBN 5-85120-239-4