

А.А. Драгунов, Р.С. Шайхутдинов, К.Р. Гареев
 Научно-Производственное Управление "Казаньгеофизика"
 arkanar@mi.ru

К ВОПРОСУ О РЕШЕНИИ ЗАДАЧ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ДИСТАНЦИОННЫМИ МЕТОДАМИ

Введение

Известно, что узлы скопления углеводородов тяготеют к разломным дислокациям. Одним из методов, способных осуществлять поиск и картирование залежей приразломного типа в осадочной толще и фундаменте, является системно-геодинамическое (СГ) дешифрирование специализированных материалов дистанционного зондирования (МДЗ). Системная геодинамика в качестве самостоятельного метода аэрокосмогеологических исследований (АКГИ) оформилась в лаборатории проф. В.И. Гридина РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Объекты и методика исследований

В настоящее время НПУ "Казаньгеофизика" осуществляет разработки в области двух производственных технологий АКГИ: геотектонической (Геоиндикационный..., 1983; Александров, 1989) и системно-геодинамической (Гридин и др., 1994; 1997). Эти технологии позволяют решать широкий круг задач от экологических до нефтепоисковых.

Геотектоническая технология в качестве основного объекта исследований рассматривает источники тектонических напряжений, возникающих вследствие энергомассопереноса мантийного вещества. Источники тектонических напряжений проявляются в современном ландшафте и, соответственно, на МДЗ в виде кольцеобразных структур – концентров. Концентры условно подразделяются на 4 ранга в зависимости от размера и на 4 типа – по морфологическим особенностям. Радиусы концентров 1 ранга составляют сотни и даже тысячи километров, концентров 4 ранга – до первых километров. В.К. Александров считает, что источники тектонических напряжений, формирующих кольцевые объекты, распределяются следующим образом: 1 ранг – верхняя мантия, 2 – фундамент, 3 и 4 – фундамент или осадочная толща. Объекты меньших рангов осложняют объекты крупных. Объекты 4 ранга потенциально нефтеносны: с ними могут быть связаны ловушки нефти в основном структурного типа. Нецеленаправленное бурение показало, что в 70 % скважин, пробуренных в контурах локальных АКГИ объектов, отмечаются нефтепроявления.

В плане концентры выражаются системами вложенных друг в друга кольцеобразных разломов. В разрезе разломы этого вида, вероятнее всего, имеют наклонный характер, точнее, конически сходящийся к центральному столбу, в результате чего в литосфере формируются отдельности в виде вложенных друг в друга "чаш". Предполагается, что по центральному столбу происходит подток флюидов. Наибольший нефтепоисковый интерес представляют детальные объекты 4 ранга, осложняющие краевые части объектов 2 ранга. Можно полагать, что в основаниях чаш происходит окончательная дифференциация флюидов, и что углеводородная составляющая в большей степени поступает в структуры, связанные с внешним концентрическим разломом.

На первом этапе аэрокосмогеологических исследований, проводимых в рамках геотектонической технологии, проводятся региональные работы в масштабах 1:500000 и 1:200000. Затем проводятся детальные работы, где мелко-масштабные построения используются в качестве каркаса.

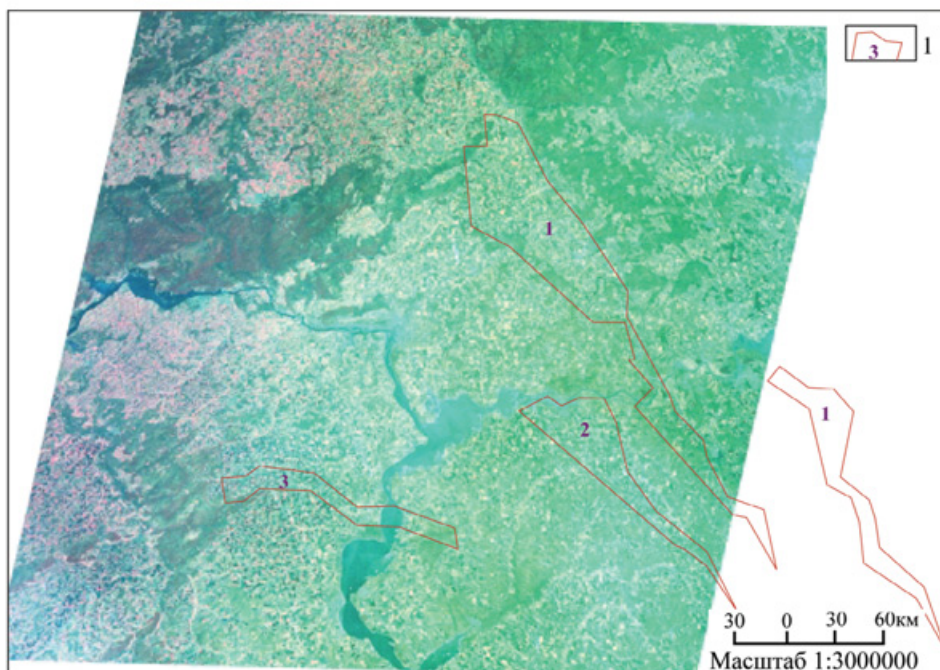
В качестве основного объекта исследований СГ дешифрирование рассматривает зоны разуплотнения горных пород, активные на современном этапе развития земной коры. Под воздействием центробежной и инерционных сил, возникающих в результате вращения Земли и постоянно-периодического влияния Луны, Солнца и других космических объектов происходит диагональное растрескивание земной коры и возникает диагонально-решетчато-блоковая в плане локализация развития современных геодинамических процессов. По существу, СГ анализ изучает зоны (полосы) разуплотнения горных пород, обусловленных полем ротационного напряжения Земли (Долицкий, 2000).

Системно-геодинамический подход к поиску залежей нефти заключается в СГ районировании и моделировании изучаемого района. Геодинамически активные зоны (ГАЗ) флексурно-разрывных нарушений (ФРН) рассматриваются в качестве полос дробления горных пород определенной ширины (Гридин, 1994; 1997; Касьянова и др., 1996; Драгунов и др., 2002). Есть основание полагать, что в платформенных условиях эти зоны имеют вертикальное заложение и перерабатывают в настоящее время всю осадочную толщу и породы фундамента (Гаврилов и др., 2000). ГАЗ нарушений расчленяют изучаемую территорию на ромбовидные в плане блоки с относительно стабильными геодинамическими и геофизическими характеристиками.

За время существования Земля не раз меняла положение своей оси. Поэтому в литосфере в каждую эпоху стабилизации возникает новая система ГАЗ ФРН, а старая система зон, теряя диагональное (геодинамическое) простирание, утрачивает и подвижность, трещиноватость в ней смыкается, и она начинает перерабатываться. Колебательный характер движения отдельных блоков и малая продолжительность современного геодинамического этапа развития литосферы делают ГАЗ трудноуловимыми для традиционных геолого-геофизических методов.

К настоящему времени установлено, что ГАЗ условно 1 ранга имеют ширину 80 – 90 км и в большинстве случаев на всей территории России видны невооруженным глазом. На рис. 1 видно, что эти зоны на территории Волжско-Камского региона высекают ромбовидный в плане блок с относительно стабильными геодинамическими характеристиками, с размерами 220 × 250 км (Рис. 2). Данный блок рассекается вкрест ГАЗ условно 2 ранга, шириною до 30 км. Можно констатировать, что ГАЗ наиболее крупных рангов проявляются на МДЗ главным образом благодаря растительным формациям. Кроме того, их подчеркивают наиболее крупные реки региона: Волга, Кама, Сура, Вятка и др.

Рис. 1. Фрагмент космического изображения, полученного сканером МСУ-СК с ИСЗ "Ресурс-01" № 3 в диапазоне 10.0-12.6 мкм. 1- области аномально высокой температуры (по материалам В.И. Горного, Т.А. Давидана и др.): 1 – предполагаемые зоны раздвигов термически активные, 2 – предполагаемые зоны раздвигов термически пассивные, 3 – термически активная линейная зона.



1 – геодинамически активные зоны условно 1 ранга; 2 – геодинамически активные зоны условно 2 ранга; 3 – залежи нефти; 4 – область аномально высокой температуры (по материалам В.И. Горного, Т.А. Давидана и др.): 1 – предполагаемые зоны раздвигов термически активные, 2 – предполагаемые зоны раздвигов термически пассивные, 3 – термически активная линейная зона; 5 – границы тектонических элементов 1 порядка: I – Северо-Татарский свод, II – Южно-Татарский свод, III – Мелекесская впадина, IV – Казанско-Кировский прогиб; 6 – предполагаемые пути движения: а – флюидов обеднённых углеводородами, поступающих из артезианских бассейнов, б – углеводородов, участвующих в флюидоперетоках, из шовной геодинамически активной зоны флюидонакопления условно 1 ранга; 7 – предполагаемый гидродинамический барьер, где происходит дифференциация флюидов на потоки, обеднённые углеводородами, и собственно углеводороды; 8 – речная сеть; 9 – границы Республики Татарстан и Кузморского "И" участка работ: а – обзорно-регионального, б – регионального, в – детального.

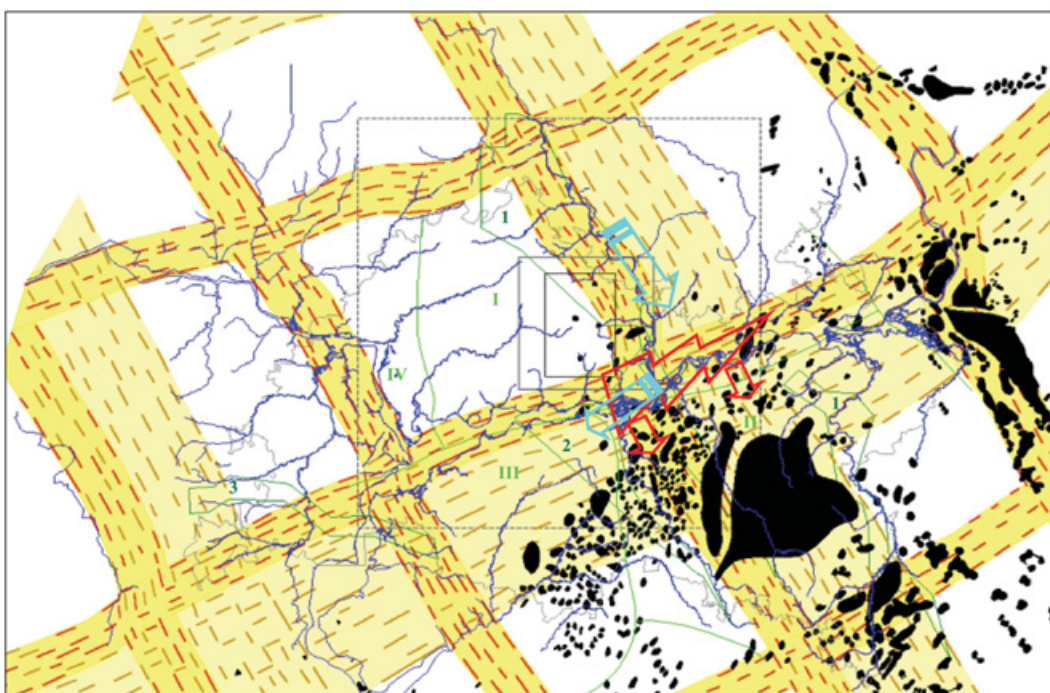


Рис. 2. Карта системно-геодинамического районирования в сопоставлении с распределением месторождений нефти. М. 1:2000000.

На космическом сканерном изображении МСУ-В, полученном с ИСЗ «Океан-О» №1 в диапазоне 0.63–0.73 мкм на витке 1911 24.11.1999 г., ГАЗ, ограничивающая рассматриваемый блок 1 ранга с юго-востока, в зимнее время чётко просматривается благодаря более темному тону снега. Снежный покров темного оттенка покрывает не только акваторию Куйбышевского водохранилища, но и возвышенности и низины, где, очевидно, проходит данная зона.

Определённый интерес на данном участке представляют термические зоны, Рис. 1. Термические зоны 1 и 2, имеющие северо-западное простирание, совпадают в плане с ГАЗ 3 ранга. Термическая зона 3 в районе гг. Буинска и Тетюш, имеет ломаный характер. По нашим данным, все изломы этой зоны контролируются красевыми частями ГАЗ 2 и 3 рангов. Из рис. 2 видно, что большая часть залежей углеводородов в Волжско-Камской антиклизе непосредственно рас-

полагается в пределах ГАЗ, а значительное число залежей группируется в непосредственной близости от них.

В Днепровско-Донецком нефтегазоносном бассейне, в узле пересечения ГАЗ условно 1 ранга (куда одна зона подходит из Волжско-Камского региона, а вторая – с Кавказа), открыто Юльевское газоконденсатное месторождение в породах фундамента, первичные дебиты газа – до 200 тыс. м³/сут. (Арешев и др., 1997). К северо-западу от него открыто Хухрянское месторождение нефти в фундаменте. Все залежи имеют диагонально-вытянутый характер, что является признаком их геодинамической обусловленности.

По данным В.И. Гридина, над месторождениями углеводородов растительность имеет более крупные формы и более жизнеспособна, чем на окружающей территории. В частности, в Западной Сибири над крупными залежами высота карликовых берёз увеличена на 1–2 см.

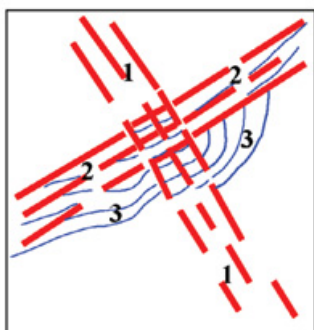


Рис. 3. Схема взаимодействия ГАЗ нарушений в узле их пересечения с пликтивными дислокациями (составлено по рис. В.И. Гридина, 2000). 1 – относительно молодая ГАЗ нарушений; 2 – относительно старая ГАЗ нарушений; 3 – сегменты геодинамически активных пликтивных дислокаций.

В Астраханской области над месторождениями и в районах прохождения ГАЗ крупных рангов растительный покров сходит на 1–2 недели позже, чем на остальной территории. В Волжско-Камском регионе растительность также индицирует ГАЗ наиболее крупных рангов, подчеркивая, прежде всего, те участки земной коры, где происходит активная циркуляция флюидов. Видимо, несмотря на наличие покровышек, углеводороды просачиваются к поверхности и идёт обогащение почв органикой и минеральными веществами.

В Волжско-Камском регионе зоны северо-западного направления являются относительно более активными и потому благоприятными для флюидоперетоков, а северо-восточного – менее активными, благоприятными для флюидонакопления. Большинство активных эрозийных форм (оврагов, рытвин, эрозийных борозд) на рассмотренных участках имеют северо-западное простирание; в то же время большая часть месторождений углеводородов приурочена к зонам разломов северо-восточного простирания.

Как известно, при формировании залежей нефти наибольшее значение имеет структурный фактор. По данным СГ исследований основным источником углеводородов в Волжско-Камском регионе является ГАЗ флюидонакопления условно I ранга, вдоль которой вытянулась р. Кама, Рис. 2. Отсюда углеводороды поднимаются по продуктивным горизонтам к куполам наиболее крупных структур и по мере продвижения заполняют ловушки. При этом для миграции они используют и ГАЗ флюидоперетоков малых рангов. С позиции флюидодинамики можно объяснить, что на Северном куполе нефти значительно меньше, чем на Южном.

По данным В.А. Кротовой (1956), В.Г. Герасимова (1967) и др. основные флюидоперетоки на территории Татарстана идут с севера на юг. Областью питания подземных вод является район Тимана, где на дневную поверхность выходят отложения девона. Далее вдоль Волги и Камы подземные воды движутся к Прикаспийской депрессии и по ходу дви-

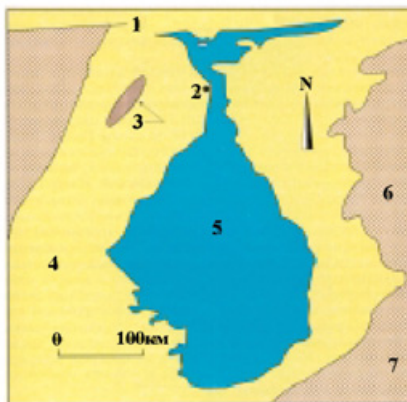


Рис. 5. План расположения месторождения Ла-Паз (Арешев и др., 1997). 1 – о. Тоас; 2 – г. Маракайбо; 3 – месторождение Ла-Паз; 4 – бассейн Маракайбо; 5 – оз. Маракайбо; 6 – нагорье Трухильо; 7 – хребет Кордильера-де-Мерида.

толще девона с Сарайлинским прогибом и по франко-турнейским отложениям с осевой частью Нижнекамского прогиба ККС). Здесь происходит дифференциация флюидов на потоки, обеднённые углеводородами, и собственно углеводороды. Далее потоки, обеднённые углеводородами, следуют по моноклинально погружающимся продуктивным горизонтам на юго-запад, в область Мелекесской впадины (используя для продвижения часть зоны флюидонакопления условно I ранга), и затем вдоль р. Волги на юг. В то же время углеводородные составляющие в условиях спокойного гидрогеологического режима, насколько это возможно, поднимаются вверх и перетекают к северо-востоку от подпора в шовную ГАЗ флюидонакопления. Из этого вместилища углеводороды по моноклинально поднимающимся продуктивным горизонтам и зонам флюидоперетоков малых рангов мигрируют к купольным частям антиклинальных структур – в первую очередь, к Южно-Татарскому своду. В сторону Северного купола углеводороды из зоны флюидонакопления условно I ранга не попадают, так как её отделяют потоки флюидов.

Таким образом, имея результаты СГ районирования и анализируя их с позиции общих закономерностей размещения залежей углеводородов, можно оценить перспективы нефтегазоносности слабоизученного региона.

СГ дешифрирование, нацеленное на решение нефтепоисковых задач, имеет следующие стадии исследований:

- 1) выявление каркаса современных ГАЗ ФРН методом последовательной детализации (на обзорно-региональном, региональном и



A	ΔH (км)	L (км)
1	80-90	220×250
2	27-30	130×150
3	8-10	35×45
4	2,7-3	18×22
5	0,75-1	3,5×4
6	0,25-0,3	1,5×2
7	0,07-0,1	0,7×1

Табл. 1.
A – ранги ГАЗ,
ΔH – ширина зон,
L – размеры ромбовидных в плане блоков.

Рис. 4. Карта результатов СГ дешифрирования М. 1:50000 АКГП 39/2001.

1 – ГАЗ ФРН условно 4 ранга; 2 – ГАЗ ФРН условно 5 ранга; 3 – система структурных линий, сопоставляемая с геодинамически активными складчатыми дислокациями.

детальном уровнях); 2) ранжирование ГАЗ и проверка каркаса; 3) картирование пликативных дислокаций. Полнота СГ дешифрирования реализуется благодаря сочетанию метода последовательной детализации (от общего к частному) при дешифрировании мелкомасштабных материалов и метода многоступенчатой генерализации (от частного к общему), при котором дешифрирование крупномасштабных снимков дает основу для интерпретации снимков более высоких уровней генерализации (Гридин, 1994).

Выявление каркаса современных ГАЗ нарушений и многоступенчатая детализация должны осуществляться с учетом следующих закономерностей:

а) ГАЗ нарушений на всех уровнях имеют преимущественно диагональное простирание и высекают ромбовидные в плане блоки. Появление на картах блоков любой иной конфигурации говорит об ошибках в построениях. В отдельных случаях могут проявляться параллелограммы, что объясняется геодинамическими особенностями региона;

б) ГАЗ нарушений 1 – 4 рангов, как правило, являются трансрегиональными, транзитными для изучаемых участков. Зоны более высоких рангов на участках детальных работ могут иметь ограниченное распространение. В РГУ нефти и газа выявлено, что размеры зон 1 ранга по ширине соответствуют горному Уралу: 80 – 90 км. Коэффициент перехода между размерами геодинамически активных зон нарушений различных рангов кратен числу π (Табл. 1);

в) полосы ГАЗ ФРН картируются фактологически, по системам линейно ориентированных индикаторов, выдержанных в плане по простиранию и ширине;

г) ГАЗ нарушений в рамках каждой из подсистем (двух диагональных, взаимно перпендикулярных направлений) в плане сохраняют взаимную параллельность, вследствие чего на каждой из ступеней масштабного ряда детализации должны быть закартированы закономерно упорядоченные решетчатые системы соответствующих рангов;

д) в нефтегазоносных провинциях ГАЗ нарушений имеют плавно изогнутый и упорядоченный характер;

е) расстояния между однопорядковыми зонами нарушений обычно имеют квазипериодический характер;

ж) пересечение ГАЗ нарушений происходит под углами, близкими к прямому; острые углы при СГ дешифрировании той или иной территории говорят о наличии ошибок;

з) если у одного из узлов пересечений ГАЗ установлены смещения, то аналогичные смещения прослеживаются и у соседних узлов; единичные смещения требуют проверки;

и) ГАЗ нарушений малых рангов по отношению к крупным ведут себя согласно отмеченным закономерностям.

Ранжирование ГАЗ нарушений имеет принципиальное значение. Согласно общему принципу секущими являются более активные зоны перетоков, а рассекаемыми – относительно пассивные зоны флюидонакопления (Рис. 3). Установлено, что в пределах участка детальных работ сравнительно молодые зоны придерживаются, как правило, одного направления, а старые – перпендикулярного ему.

В рамках геодинамического дешифрирования пликативные линии отрисовываются по системам ландшафтных индикаторов. Предполагается, что они передают динамику перекося блоков на современном этапе их развития. Главная особенность – это закономерная упорядоченность системы структурных линий относительно ГАЗ нарушений, рис. 3. Отрисовка структурных линий, сопоставляемых с пликативными дислокациями, происходит:

а) на основе систем индикаторов, которые не были использованы при построении каркаса ГАЗ нарушений; б) с учетом региональных закономерностей пространственного распределения указанных систем индикаторов; значительный интерес представляют пликативные дислокации, связанные со структурными осложнениями моноклинальных склонов зон поднятий; в) с учетом общепринятого положения, что пликативные дислокации разрываются структурными линиями, сопоставляемыми с зонами ФРН.

Карта результатов СГ дешифрирования в детальном масштабе приведена на рис. 4. Системами структурных линий на ней отражены не отдельные “кольцевые” структуры, а вся совокупность геодинамически активных складчатых дислокаций. Такой подход позволяет в равной степени представительно охарактеризовать всю рассматриваемую площадь. Степень перспективности потенциально нефтеносных объектов может быть уточнена при сопоставлении результатов СГ дешифрирования с данными геолого-геофизических исследований, или на ещё более высоком уровне – уже на основе сопряженной обработки этих материалов.

Новые направления нефтепоисковых работ предполагают: 1 – опоскование ГАЗ ФРН как геологических тел, имеющих улучшенные коллекторские свойства; 2 – опоскование структурных осложнений ГАЗ поднятий на моноклиналях и склонах; 3 – изучение и опоскование ГАЗ ФРН и складчатых дислокаций для поиска многопластовых месторождений в ловушках стратиформного, переходного и приразломного типов. Повышенная трещиноватость, развивающаяся в пределах ГАЗ, улучшает коллекторские свойства пород. В связи с этим все ГАЗ, выявляемые на изучаемых участках, можно рассматривать как самостоятельные объекты поиска залежей нефти приразломного типа. Мы полагаем, что ГАЗ нарушений являются трассами циркуляции флюидоперетоков, и что при их участии осуществляется подток углеводородов к существующим ловушкам нефти.

С точки зрения СГ метода перспективы нефтеносности на рассматриваемых территориях можно рассмотреть по 7 новым направлениям нефтепоисковых исследований.

1. В первом приближении определённые перспективы на залежи нефти в ловушках приразломного типа представляют все полосы ГАЗ ФРН на всём их протяжении. Исходя из размеров, наиболее перспективными следует признать полосы условно 5 ранга, поскольку их величины сопоставимы с размерами залежей, наиболее часто встречаемых в Татарстане (Табл. 1). Зоны других рангов менее перспективны.

2. Все ГАЗ (имеющие два перпендикулярных направления), могут быть разделены на относительно молодые зоны флюидоперетоков и относительно старые – флюидонакопления. Наиболее перспективны – последние. Ранжирование ГАЗ производится по ландшафтным индикаторам в узлах их пересечения. Секущее направление считается относительно молодым, более активным и благоприятным для флюидоперетоков. Рассекаемое – относительно старым, менее активным и более благоприятным для флюидонакопления.

На основании результатов системно-геодинамического дешифрирования, осуществленного в детальном масштабе в пределах Северного купола Татарского свода, следует констатировать, что менее активным направлением, в пределах которого происходит процесс флюидонакопления, является северо-восточное. Термически активные зоны в данном районе также имеют северо-западное простирание.

3. В РГУ установлено, что на всех нефтегазоносных территориях наиболее перспективными участками являются узлы пересечения ГАЗ. Наши данные показали, что не все залежи Азево-Салаушского месторождения приурочены к антиклинальным поднятиям, в большей степени они тяготеют к узлам пересечения ГАЗ. Можно предполагать, что для любой территории могут быть выявлены залежи нефти на участках, где антиклинальных структур нет.

4. Узлы пересечения ФРН субмеридионального и субширотного простирания следует рассматривать как дополнительный фактор, благоприятный для формирования залежей нефти. По аналогии с ГАЗ, в узлах пересечения древних зон нарушений (вследствие осложнения структурных планов) можно ожидать присутствия самостоятельных ловушек. На Азево-Салаушском месторождении наиболее крупные залежи располагаются одновременно как в узлах пересечения ГАЗ, так и узлах пересечения ФРН.

5. Необходимо изучать структурные осложнения моноклинальных склонов поднятий. Структурные осложнения геодинамически активных поднятий распознаются по характерным особенностям пликативных дислокаций. Предполагается, что пликативные дислокации передают динамику перекося блоков на геодинамическом этапе развития литосферы. В той или иной степени все перспективные на нефть участки, выявленные в рамках СГ исследований, приурочены к геодинамически активным складчатым дислокациям.

6. Перспективны поиски углеводородов на моноклиналях и склонах, которые могут быть экранированы геодинамически активными зонами. Структурные осложнения зон флюидонакопления, располагающиеся со стороны регионального падения основных продуктивных горизонтов, перспективны на выявление залежей нефти приразломного типа.

7. Особую роль при поисках залежей приразломного типа играет структурный фактор. В местах пересечения ГАЗ валлообразных тектонических структур 2 ранга условия для нефтенакопления, в силу активной циркуляции флюидов, отсутствуют. Участки (резервуары), благоприятные для накопления флюидов в ловушках приразломного типа, в пределах валов непосредственно примыкают к ГАЗ.

На 01.1999 г. опискованность недр Татарстана на все виды ловушек традиционных типов составила 91% (Ларочкина, 2000), в то же время специальных работ, нацеленных на выявление ловушек приразломного типа, не проводилось. Системно-геодинамический подход позволяет не только выявлять новые залежи, но и уточнять модели разрабатываемых месторождений. В настоящее время считается, что в Татарстане, Башкортостане и на других территориях большая часть месторождений имеет простые пликативные модели залежей. Однако, по-видимому, это не так, поскольку от 80 до 95 % закачиваемой жидкости уходит по ГАЗ зонам нарушений, превращая водоносные горизонты в отстойники. Необходимо рационально ставить нагнетательные скважины относительно ГАЗ нарушений.

На месторождении Ла-Паз в Венесуэле залежь в породах фундамента, возможно жильного типа, имеет вытянутость в северо-восточном направлении, рис. 5. Начальные дебиты нефти составляли до 1560 т/сут. Обращает на себя внимание диагональное распространение берегов оз. Маракайбо. По форме и размерам оно похоже на ромбовидный в плане блок, высекаемый ГАЗ нарушений. Бассейн Маракайбо ограничен также зонами северо-восточного и

северо-западного простираний. Если по юго-западному и северо-восточному берегам оз. Маракайбо проходят две ГАЗ условно 2 ранга, являющиеся областями флюидоперетоков, то перпендикулярно может проходить зона, являющаяся областью флюидонакопления. Об этом говорит тот факт, что непосредственно к северо-востоку от м-ия Ла-Паз располагается нефтяное месторождение Мара, также в фундаменте, и его залежь имеет северо-восточное простирание. Месторождение Ла-Паз расположено в районе очень высокой геодинамической активности, здесь наблюдается провал ромбовидного блока земной коры (с относительно стабильными геодинамическими характеристиками), высекаемый зонами нарушений. Сам по себе диагональный характер простирания залежи может быть признаком её геодинамической обусловленности.

Заключение

Картирование закономерной-упорядоченной сети ГАЗ ФРН дает новый инструмент для поисков, разведки и эксплуатации залежей углеводородов. СГ исследования позволяют получать новую информацию об изучаемой территории, осуществлять ее геодинамическое моделирование, выявлять новые объекты нефтепоисковых работ и уточнять модели разведанных месторождений. Комплексирование СГ исследований с сейсмо-, магнито-, электро- и гравиразведкой позволяет повысить достоверность выявления геодинамически ослабленных зон в осадочной толще и фундаменте, контролируемых на геодинамическом этапе развития литосферы зоны флюидоперетоков и флюидонакопления.

Литература

- Александров В.К. Причины проявления глубинной тектоники в ландшафте. Тез. Космо-аэрогеоиндикация-89. Москва. 1989. 12-13.
- Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. и др. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. *Нефть и газ*. 1997.
- Гаврилов В.П., Григорьянц Б.В., Дворецкий П.И., Понамарев В.А., Тарханов М.И. *Зоны нефтегазоаккумуляции жильного типа*. М. 2000.
- Геоиндикационный метод дешифрирования. Тез. докл. Всес. совещ. Свердловск, 10-13 мая, 1983.
- Гридин В.И., Гак Е.З. *Физико-геологическое моделирование природных явлений*. М. Недра. 1994.
- Гридин В.И., Ермаков Г.И., Петрик А.И. Методология и организация работ по сопряженному мониторингу. *Горный вестник*. № 1. 1997. 47-56.
- Долицкий А.В. *Вращение мантии по ядру: движение географических и геомагнитных полюсов, периодичности геологических и тектонических процессов*. М. 2000.
- Драгунов А.А., Гареев К.Р., Шайхутдинов Р.С. О выявлении зон разуплотнения горных пород методами дистанционного зондирования Земли. *Геологическое изучение земных недр Республики Татарстан*. Казань. КГУ. 2002. 162-169.
- Касьянова Н.А., Кузьмина Ю.О. *Современная аномальная геодинамика и её влияние на объекты нефтегазового комплекса*. М. АОЗТ "Геоинформмарк". 1996.
- Ларочкина И.А. Второй «ключ» не лишний. *Нефтегазовая вертикаль*. № 6. 2000. 28-30.



Андрей Александрович Драгунов

вед. геолог НПУ "Казаньгеофизика". Научные интересы: изучение геодинамически активных зон, дешифрирование.