

ПРИРОДНАЯ ТРЕЩИНОВАТОСТЬ И МЕТОДЫ ЕЕ ИЗУЧЕНИЯ ПРИ ПОИСКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ ЮЖНЫХ РАЙОНОВ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ)

Антон Евгеньевич Кудрявцев

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, младший научный сотрудник, тел. (950)486-53-87, e-mail: kudryavtsevae85@mail.ru

Андрей Юрьевич Белоносов

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, тел. (961)213-19-37, e-mail: belonosov74313@mail.ru

Благодаря комплексному подходу к изучению природной трещиноватости (использование современных дистанционных и геохимических исследований) в южных районах Западной Сибири (юг Тюменской области) по космическим и геолого-геофизическим данным выявлены крупные региональные тектонические блоки и депрессионные зоны. Проведена оценка их перспективности на обнаружение залежей УВ с учетом геодинамического и флюидодинамического подходов.

Ключевые слова: геодинамика, флюидодинамика, система трещиноватости, разлом, структурный план, углеводороды, прогноз, месторождение нефти и газа.

NATURAL CRACKING AND THE METHODS OF ITS RESEARCH WHEN SEARCHING FOR OIL AND GAS DEPOSITS (FOR EXAMPLE THE SOUTHERN AREAS OF THE TYUMEN REGION)

Anton E. Kudryavtsev

West Siberian Branch of the Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 74, Taimyrskaya St., Tyumen, 625026, Russia, Junior Researcher, phone: (950)486-53-87, e-mail: kudryavtsevae85@mail.ru

Andrey Yu. Belonosov

West Siberian Branch of the Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 74, Taimyrskaya St., Tyumen, 625026, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (961)213-19-37, e-mail: belonosov74313@mail.ru

Thanks to a comprehensive approach to studying of natural cracking (use of the modern remote and geochemical researches) in the southern regions of Western Siberia (South of Tyumen region), large regional tectonic blocks and depression zones were identified from space and geological-geophysical data. The assessment of their prospects for the detection of hydrocarbon deposits, taking into account the geodynamic and fluidodynamic approaches.

Key words: geodynamics, fluidodynamics, cracking system, fracture, structural plan, hydrocarbons, forecast, oil and gas deposits.

Природные трещинные зоны и разломы различных порядков неразрывно связаны с нефтегазонасыщением коллекторов. Установлено, что в пределах месторождений существуют разномасштабные блоки и структуры их разграничивающие – межблоковые зоны. В связи с этим в последние годы для объяснения процессов нефтегазонакопления широкое применение находят геодинамический и флюидодинамический подходы, которые базируются на использовании космической и наземной геофизико-геохимической информации [1].

Дешифрируя космические снимки в видимом и инфракрасном диапазонах, анализируя карты по гравитационному полю Δg , магнитному полю ΔT и структурные карты по кровле доюрского основания, южную часть Западной Сибири (юг Тюменской области) условно можно разделить на крупные тектонические блоки – Щучинский, Карабашский, Миасский, Тобольский, Алымский, Северо-Алымский, Заозерный, Алымско-Кальчинский, Нагорненский, Западно-Нагорненский, Абалакский, Восточно-Абалакский, Михайловский, Восточно-Михайловский.

Между блоками отчетливо выделяются структуры, которые по отметкам глубин (высот) можно охарактеризовать, как межблоковые депрессионные зоны – Карабаш-Носкинская, Согринско-Кальчинская, Больше-Уватская, Челноковско-Прирахтовая, Малиновско-Прирахтовая, Нагорненско-Тяпугинская, Абалакско-Тобольская, Абалакско-Малиновская, Карабаш-Согринская.

Таким образом, в региональном плане южная часть Тюменской области имеет разломно-блоковое строение. Вдоль депрессионных зон отмечаются признаки горизонтального сдвижения крупных тектонических блоков. Депрессионные зоны имеют северо-западное и северо-восточное направление и простираются на достаточно большое расстояние – от нескольких сотен до первых тысяч километров. В местах пересечения депрессионных зон по сейсморазведочным данным отмечаются впадины изометричной или эллипсообразной формы.

За последние 25 лет показано, что крупные куполообразные структуры, к которым приурочены месторождения углеводородов (УВ), как правило, также «разбиты» тектоническими нарушениями северо-западного и северо-восточного направлений. Более того, сами антиклинальные структуры и окружающая их территория осложнены мелкими надвигами, грабенами и горстами. Тем самым, только на другом иерархическом уровне отмечается унаследованность систем трещиноватости от крупных тектонических блоков и депрессионных зон к более мелким, локальным.

На многочисленных структурных планах кровли доюрского основания системы северо-западных и северо-восточных тектонических нарушений отчетливо прослеживаются повсеместно на многих территориях. Поэтому с уверенностью можно констатировать, что данные системы трещиноватости были заложены еще в палеозойское время и «действуют» до настоящего момента.

Кроме вышеупомянутой системы тектонических нарушений, на структурных планах верхнеюрских, меловых, палеоген-неогеновых и четвертичных отложений, вплоть до самой дневной поверхности, была зафиксирована меридионально-широтная система линеаментов, которая впоследствии нашла свое ото-

бражение на временных сейсмических разрезах. Вероятно, эта система возникла в позднемеловой период тектонической активизации, произошедшей в Западной Сибири. Многочисленные залежи газа, газоконденсата и нефти приурочены и контролируются именно этой системой.

На региональном уровне меридионально-широтная система трещиноватости имеет отражение в виде Менделеевской депрессионной зоны, которая относится к Урало-Казахскому краевому прогибу.

Для примера рассмотрим пересечение двух региональных депрессионных зон: Больше-Уватской (северо-восточное направление) и Абалакско-Малиновской (северо-западное направление). Узел пересечения этих двух депрессий представляет вытянутую в северо-западном направлении впадину, которая носит название Абалакско-Уватской котловины.

В связи с открытием крупных и месторождений-гигантов в Широтном Приобье (Самотлорское, Покачевское, Федоровское, Сургутское, Правдинское, Салымское, Приобское, Краснотенинское, Западно-Талинское и др.), южные районы Тюменской области долгое время оставались на третьих «ролях».

Однако, в 80-90-е годы прошлого столетия А.Л. Клопов [2-6] провел на юге Тюменской области нефтепрогнозные исследования посредством геоиндикационного метода. Это позволило создать карты нефтеперспективных космофотоаномалий. Идейная часть метода заключалась в том, что углеводороды, просачиваясь из залежи УВ в вышележащие осадочные отложения, пропитывали верхнюю часть почвы и растения. Вследствие этого последние меняли коэффициент спектральной яркости и на космофотоизображениях соответствовали другому фототону.

На северо-восточном, восточном и южном бортах Абалакско-Уватской котловины выделены обширные перспективные космофотоаномалии (КФА), предположительно отображающие нефтеносные земли. Южная КФА пространственно расположена в северной части крупного Михайловского тектонического блока. Ранее в пределах этого блока была пробурена поисковая скважина Михайловская 1, а в пределах Абалакско-Малиновской депрессии, ближе к ее юго-западному борту, соответственно, поисковая скважина Михайловская 2. При испытании предположительно перспективных интервалов притоков газа и нефти получено не было. Как показали геоиндикационные исследования, эти скважины были пробурены за пределами перспективных КФА, в фототоне, отображающем бесперспективные земли.

Позже, в начале XXI столетия, по методике качественного и количественного анализа космических материалов с использованием эталонной классификации для прогноза нефтеперспективных площадей [7-9] в северной части крупного Михайловского тектонического блока, а также в пределах Абалакско-Малиновской депрессионной зоны было выделено несколько мелких, средних и крупных аномалий, которые по комплексу признаков соответствовали Тайлаковскому (восток ХМАО), Яккун-Яхскому (юг ХМАО) и Полуныхскому (юг ХМАО) месторождениям нефти.

Как правило, результаты дистанционных исследований подвергаются наземной верификации (заверке). Сотрудниками Западно-Сибирского филиала ИНГГ СО РАН в северной части Михайловского тектонического блока были проведены наземные комплексные геохимические исследования. Их целью было: подтверждение фильтрационного механизма образования геохимических аномалий в зонах тектонических нарушений; подтверждение перспективных космофотоаномалий, выявленных по геоиндикационному методу; подтверждение нефтеперспективных площадей, выявленных по методике качественного и количественного анализа космических материалов с использованием эталонной классификации и выявление наиболее перспективных участков с целью поисков залежей углеводородов.

Перед проведением наземных геохимических работ были осуществлены космогеологические исследования. Они направлены на выявление и изучение структур верхней части осадочного чехла, перспективных для миграции и аккумуляции углеводородов.

Космогеологические методы исследования могут быть условно разделены на: картографические, структурно-геоморфологические и линеаментные. Картографические связаны с построением специальных карт и схем геодинамического содержания, позволяющих определить структурные построения, благоприятные для образования месторождений нефти и газа. Структурно-геоморфологические методы эффективно используются при непосредственном поиске месторождений УВ. Линеаментные методы базируются на анализе дислокаций и деформаций верхней части осадочного чехла и в последнее время успешно адаптированы к поиску, разведке и эксплуатации месторождений нефти и газа.

Результаты разномасштабных космогеологических исследований позволяют проследить тектоногенные объекты, проявляющиеся на дневной поверхности в виде различных структурно-морфологических особенностей исследуемой территории [10-14].

Методика обработки и интерпретации космогеологических данных состоит из трех граф: обработка и интерпретация материалов космической съёмки в разных диапазонах (видимый, инфракрасный и др.), геологическая интерпретация сейсмических, гравимагнитных, тепловых и других геолого-геофизических (ГИС, петрофизика и др.) данных и комплексная геологическая интерпретация материалов дистанционного зондирования Земли.

По данной методике были выявлены системы геодинамически-напряженных зон (ГДНЗ) и тектонические блоки. Системами ГДНЗ являются ослабленные линейные участки земной поверхности. Условно они представляют собой вертикальные каналы трансляции глубинных флюидов в виде узкого параллелепипеда. Спроецированные ГДНЗ с земной поверхности вглубь по разрезу, с подтверждением их на временных сейсмических разрезах, трактуются как разломы осадочного чехла.

Одним из нефтепоисковых признаков при анализе исследуемой территории является наличие ослабленных в тектоническом отношении мест пересече-

ний (узел) ГДНЗ. Именно в таких местах фиксируются локальные геофизические, геохимические, гидрогеологические и другие аномалии.

Данный подход является основным и наиболее эффективным инструментом для прогнозирования и диагностики нефтегазоносности недр исследуемой территории. Завершающим этапом космогеологической методики является построение модели исследуемой территории в разломно-блоковом варианте.

Результатом космогеологических исследований на Михайловской площади стало выявление трех систем ГДНЗ: 6. – северо-западного, 5. – северо-восточного и 2. – меридионального направлений.

При сопоставлении результатов качественного и количественного анализа тепловых космических снимков с системами ГДНЗ зафиксировано, что 2 крупных и 2 мелких перспективных аномалии в пределах Михайловского тектонического блока приурочены к узлам геодинамически-напряженных зон. Кроме этого, 2 крупных перспективных аномалии в пределах Абалакско-Малиновской депрессионной зоны расположены на северо-восточном борту и также совпадают с узлами ГДНЗ.

Результаты наземных комплексных геохимических исследований (верификация) на Михайловской площади показали, что:

1. Аномальные концентрации ртутных эманаций из грунтовых проб с глубины 2 метра тяготеют, с одной стороны к ГДНЗ, образуя вытянутые линейные аномалии, с другой стороны к узлам ГДНЗ. Причем линейные аномалии приурочены к структурному носу Михайловской антиклинальной структуры (в пределах тектонического блока), а аномалии в узлах ГДНЗ расположены на юго-западном борту и в срединной части (на седловине между Икским прогибом и Ивановской впадиной) Абалакско-Михайловской депрессионной зоны.

2. Добываемая в настоящее время нефть условно состоит на 70% из алканов (гомологи метана) и на 30% из аренов (гомологи бензола). Суммарные концентрации парообразных алканов (гексан, гептан, октан, нонан и декан) и аренов (бензол, толуол, ксилолы) в грунтовых пробах с глубины 2 метра имеют несколько иное распределение по сравнению с площадным распределением эманаций ртути. С одной стороны, цепочки аномалий этих УВ-компонентов тяготеют к ГДНЗ северо-западного направления, в том числе и к узлам, а с другой стороны, наиболее контрастные аномалии отмечены на бортах Абалакско-Михайловской депрессионной зоны, а также в северной части седловины между Икским прогибом и Ивановской впадиной. В пределах Михайловской антиклинальной структуры аномалий алканов и аренов не зафиксировано. Отсюда становится понятным, почему поисковая скважина Михайловская 1, пробуренная в куполе структуры, оказалась непродуктивной.

3. Распределение параметра активности углеводород-окисляющие бактерии (УОБ), которые «питаются» углеводородными эманациями, практически повторяет площадное местоположение аномалий алканов и аренов. Это подтверждает не только сквозной («открытый», флюидопроводящий) характер выявленных тектонических нарушений, но и продолжительный процесс вертикальной миграции УВ-компонентов от вероятной залежи к дневной поверхности.

4. Пространственное совпадение аномалий по алканам, аренам и параметра активности УОБ, как правило, является надежным признаком для обнаружения залежей УВ.

5. Результаты проведенных позже площадных сейсморазведочных работ 2D подтвердили правильную ориентировку выявленных ГДНЗ и наличие ловушек УВ в разрезе под зафиксированными геохимическими аномалиями в отложениях триаса (в пределах Михайловского тектонического блока) и в нижнемеловых и верхнеюрских отложениях (в пределах Абалакско-Малиновской депрессионной зоны).

6. Геохимические исследования, проведенные до, в процессе и после сейсморазведочных работ на Михайловской площади выявили факт того, что при сейсмическом воздействии на геологическую среду часть ГДНЗ (тектонические нарушения) раскрываются (становятся флюидопроводящими), а другая часть «запечатанными», т.е. остаются непроницаемыми.

Таким образом, проведенные исследования по выявлению природной трещиноватости на различных иерархических уровнях показали, что в северной части Михайловского тектонического блока перспективными являются отложения доюрского основания, а в пределах Абалакско-Малиновской депрессионной зоны – отложения осадочного чехла.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Определение природной трещиноватости на нефтяных месторождениях Широного Приобья на основе данных дистанционных методов / А.Ю. Прохоров, А.Р. Курчиков, О.С. Мартынов, А.Д. Митрофанов, А.А. Коробейников, Е.Ю. Трясин // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2012. – №9. – С.158-166.

2. Клопов А.Л. Результаты дешифрирования мелкомасштабных космических изображений Тюменской области // Пути повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Тюменской области / Тр. ЗапСибНИГНИ. – 1979. – Вып.148. – С.57-61.

3. Элементы геологического строения Западно-Сибирской плиты по данным дешифрирования мелкомасштабных космических снимков в связи с оценкой нефтегазоносности / В.В. Боровский, А.Л. Клопов, Л.Л. Подсосова, И.Д. Песковский // Исследование Земли из космоса. – 1980. – №6. – С.80-86.

4. Клопов А.Л. Нефтепрогнозирование по космическим снимкам // Вестник недропользователя ХМАО. – 1999. – №2. – С. 105-107.

5. Клопов А.Л., Ларина М.В. Космодешифрирование территории Ханты-Мансийского автономного округа. Региональные разрывные структуры // Вестник недропользователя ХМАО. – 2011. – №24.

6. Клопов А.Л. Космодешифрирование ХМАО-Югры. Тектонически активные зоны // Вестник недропользователя ХМАО. – 2012. – №25.

7. Горный В.И., Шилин Б.В., Ясинский Г.И. Тепловая аэрокосмическая съемка. – М.: Недра, 1993. – 128 с.

8. Горный В.И., Крицук С.Г. Прогноз нефтеперспективных площадей в республике Чувашия на основе визуального и инструментального анализа цифровых космических материалов // Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы Северо-Западного экономического района Российской Федерации: Вторая Междунар. конф.: тезисы докладов (Санкт-Петербург, 3-6 июля 2000 г.). – Санкт-Петербург, 2000г. – С. 41-42.

9. Горный В.И., Степанов И.В. Комплексирование тепловой многоспектральной и аэромагнитной съемок при решении прогнозно- поисковых задач // Разведка и охрана недр. – 2001. – Вып. 9. – С. 39-43.
10. Белоносов А.Ю., Курчиков А.Р., Прозоров С.В. Диагностика структурных элементов фундамента и осадочного чехла Западной Сибири дистанционными тепловыми и наземными геотерморазведочными методами в связи с выявлением зон нефтегазоаккумуляции. // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна: II Всерос. науч. конф.: сб. материалов (Тюмень, даты 2001 г.). – Тюмень: ТюмГНГУ, 2001. – С. 78-83.
11. Курчиков А.Р., Белоносов А.Ю., Мартынов О.С. Региональная оценка перспектив нефтегазоносности юга Западно-Сибирского бассейна по комплексу дистанционных и наземных данных // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа: VII науч.-практ. конф.: материалы конф. в X т. (Ханты-Мансийск, даты 2003 г.). – Ханты-Мансийск: Ханты-Мансийск, 2003. Том.1. – С. 41-44.
12. Белоносов А.Ю., Мартынов О.С. Шешуков С.А. Структурно-тектонический анализ космических материалов широтного правобережья р.Иртыш для прогнозирования нефтеперспективных площадей. // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири: Междунар. академ. конф.: материалы конф. (Тюмень, 17-19 сентября 2008 г.). – Тюмень: Печатный дом «Тюмень», 2008. – С. 234-239.
13. Курчиков А. Р., Белоносов А. Ю., Фелелов А. С. и др. Технология комплексного применения нетрадиционных исследований при обнаружении и разведке сложностроенных залежей УВ в Западной Сибири // Геологическая служба и минерально-сырьевая база России на пороге XXI века: Всерос. науч.-практ. геол. конф.: материалы конф. (Санкт-Петербург, 3- 7 октября 2000 г.). – СПб: Издат-во ВСЕГЕИ, 2000. – С. 206-209.
14. Курчиков А.Р., Белоносов А.Ю. Технология комплексных исследований для поисков, разведки и доразведки нефтяных месторождений Западной Сибири // Вестник недропользователя ХМАО. – 2001. – №27. – С. 58-60.

© А. Е. Кудрявцев, А. Ю. Белоносов, 2019