

УДК 553.982.233

## УВЕЛИЧЕНИЕ ТЕМПОВ ПРИРОСТА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ С ПОМОЩЬЮ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ПРИМЕРЕ ОМСКОЙ ОБЛАСТИ

В.В. Ростовцев, В.Н. Ростовцев

Томский политехнический университет

E-mail: [rostovcev@tpu.ru](mailto:rostovcev@tpu.ru)

*Проведен анализ перспектив нефтегазоносности Омской области на основе данных инновационной технологии квантово-оптической фильтрации космоснимков. Приведены физические принципы технологии квантово-оптической фильтрации. На примере Омской области показана эффективность применения технологии квантово-оптической фильтрации при решении задачи повышения темпов прироста запасов углеводородного сырья.*

### **Ключевые слова:**

*Нефть, природный газ, месторождения углеводородов, квантово-оптическая фильтрация, спутниковый снимок, инновационная технология.*

### **Key words:**

*Oil, natural gas, hydrocarbons field, quantum-optical filtering, satellite image, innovative technology.*

К 2020 г. в России, по данным Секции энергетики Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН [1. С. 13–20], дефицит энергии составит около 75 %. Во многом этот дефицит сформируется из-за нефтяной промышленности.

По расчетам тюменских ученых [2], в высоком профессионализме которых не приходится сомневаться, к 2020–2030 гг. годовая добыча нефти в Западной Сибири из традиционных терригенных коллекторов снизится до 50 млн т. Они считают, что складывается катастрофическая ситуация, поскольку, обладая теоретически огромными запасами углеводородов, Россия будет вынуждена закупать их за рубежом.

Несмотря на рост добычи нефти, которая увеличилась с 1999 по 2009 гг. почти на 200 млн т [3], несмотря на то, что в 2011 г. Россия, добыв больше 500 млн т вышла на первое место в мире, по мнению многих специалистов в нефтяной промышленности сложилось тревожное положение. Темпы прироста добычи постоянно падают. В 2011 г. прирост темпов добычи составил чуть больше 1 %.

По мнению большинства специалистов, огромные ресурсы нефти и газа контролируются шельфами наших северных и восточных морей. Однако поиски, разведка и добыча нефти в этих районах требуют огромных финансовых затрат и связаны с огромными экологическими рисками. Об этом свидетельствуют разливы нефти в Мексиканском заливе и катастрофа в Охотском море, где штормом была разрушена буровая установка с трагическими последствиями для персонала. В экологическом отношении северные моря еще более ранимы, чем южные. Кроме того, большая часть времени года северные моря покрыты льдами, что во многом усложняет процессы добычи. Все эти факторы свидетельствуют о том, что промышленно значимое освоение нефтяных шельфов России может начаться в конце XXI или начале XXII вв. Безусловно, в настоящий момент наиболее привлекательными являются малоизученные недра Восточной Сиби-

ри, Якутии, Дальнего Востока, севера-востока Европейской части России. Не сказала своего последнего слова в вопросе воспроизводства запасов нефти и газа и Западная Сибирь. По мнению академика А.А. Трофимука, палеозойские отложения Западной Сибири – это основание её нефтяного айсберга. Его нефтегазоносность установлена от границ Новосибирской области до Ямала. Не случайно первоначально перспективы нефтегазоносности Западной Сибири связывались именно с этим комплексом. Большие объемы нефти могут быть открыты в битуминозных глинистых, кремнисто-глинистых породах [3].

Однако проблема энергообеспечения России усугубляется еще тем, что планомерные масштабные поиски месторождений нефти и газа страна и крупные нефтяные компании более 20 лет не ведут. Все недропользователи ограничены площадью лицензионных участков, в пределах которых обычно уже открыты месторождения или имеются перспективы открытия, как правило, мелких по величине запасов. На этих локальных участках они и концентрируют свои усилия. Такое положение лишь усугубляет ситуацию с приростом запасов.

Таким образом, видно, что проблема прироста запасов углеводородного сырья в настоящий момент стоит достаточно остро. Официально считается, что рост добычи достигается за счет использования новейших технологий, среди которых бурение горизонтальных стволов скважин, широкое применение гидроразрывов продуктивных пластов, использование ряда химических и физических методов воздействия на пласт.

Однако увеличить добычу, не вводя в разработку новые крупные по запасам месторождения углеводородов, при значительной выработанности базовых месторождений страны, при увеличении объемов трудноизвлекаемых запасов, минимальном действующем фонде скважин, можно только за счет снижения противодавления на устье скважины, что приводит к ее преждевременной обводненности.

Следует интенсифицировать поиски таких месторождений и обратиться в первую очередь к землям Западной Сибири, которые в середине 50–60-х гг. прошлого столетия, в силу взглядов того времени на формирование месторождений нефти и газа, были отнесены к землям малоперспективным, несмотря на их низкую изученность. К таким землям относится территория Омской области, расположенная практически на самом юге Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. В пятидесятые годы прошлого века силами нефтеразведочной (г. Омск) и геофизической (г. Калачинск) экспедиций на землях этой области наиболее интенсивно проводились геологоразведочные работы (ГРР). Были пробурены первые опорные и параметрические скважины, которые позволили ученым выделить целую серию стратиграфических единиц, которые затем были прослежены на большей части низменности. Наиболее распространенные из них: тарская, куломзинская, баженовская, марьяновская свиты, ачимовская пачка. Эти первые работы, направленные на поиски месторождений нефти и газа и изучение геологического строения низменности, сформировали большую плеяду выдающихся специалистов и ученых. Невозможно перечислить все имена, вспомним лишь несколько: Ф.Г. Гулари, Г.М. Таруц, Ю.Л. Брылкин, И.В. Пискунов, Н.П. Запивалов, В.А. Минько, К.А. Шпильман и многие другие. Результаты ГРР были обобщены Ф.Г. Гулари, Н.П. Запиваловым, В.В. Гребенюк, Т.А. Звягиной. В 2001 г. все геолого-геофизические материалы по Омской области были обобщены большой группой ученых ИГНГ СО РАН под руководством академика А.Э. Конторовича. Наиболее четко свою позицию по отношению к перспективам нефтегазоносности недр Омской области обозначил Ф.Г. Гулари. Он написал: «Дана четкая отрицательная оценка перспектив мезозоя юга и юго-востока низменности» [4, 5]. К сожалению, выводы этого выдающегося геолога господствуют до настоящего времени, несмотря на исключительно низкую изученность этой территории.

Современные данные метода общей глубинной точки с цифровой регистрацией имеются лишь на отдельных локальных участках, а также на немногочисленных региональных сейсмических профилях. Плотность современных сейсморазведочных работ составляет 0,04 км/км<sup>2</sup>. Не лучше обстоит дело и с объемами буровых работ. С начала планомерных работ на нефть и газ на землях области было пробурено три опорных и семь параметрических скважин. Плотность опорного и параметрического бурения на территории области составила 0,215 м/км<sup>2</sup>. За весь период изучения недр региона было пробурено около 130 поисковых скважин. Притоки углеводородов получены в 20 скважинах из отложений палеозоя, юры и меловых отложений. По данным А.Э. Конторовича, суммарные извлекаемые запасы углеводородов по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> в Омской области составляют: нефти – 14,7 млн т, газа – 647 млн м<sup>3</sup>, конденсата – 5,2 тыс. т.

По нашим данным юрские пласты Баклянского месторождения, считающегося непромышленным, могут контролировать запасы нефти по этим категориям в объеме 22 млн т нефти. В целом коэффициент эффективности бурения на данный момент составляет 0,16, что в два раза ниже, чем в среднем по России.

Таким образом, при оценке перспектив нефтегазоносности Омской области мы имеем неоднозначные результаты. С одной стороны, низкий коэффициент успешности бурения скважин, с другой, практически мало изученная территория современными сейсмическими методами. Тем не менее, имеются данные, позволяющие по-новому взглянуть на перспективы нефтегазоносности этой территории. *Во-первых*, Омская область является составной частью крупнейшей в мире нефтегазоносной провинции. Севернее, восточнее и северо-восточнее её располагаются земли, в пределах которых открыты сотни месторождений, и десятки лет ведется промышленная добыча нефти и газа. *Во-вторых*, палеозойские отложения, в которых в Новосибирской, Томской областях открыты промышленные залежи углеводородов, по своему составу и возрасту сопоставимы с палеозойскими отложениями Омской области. Более того, в самой области нефтегазоносность доюрских образований установлена в пласте «М» на Ягыл-Яхском месторождении, полупромышленные притоки газа на Тевризском месторождении. Нет оснований отрицать перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений в этом регионе. При испытании палеозойских отложений [6] зафиксированы притоки воды, дебиты которых колеблются от «сухо» до 752; 93,4; 28; 122,6 м<sup>3</sup>/сут., что свидетельствует о наличии зон улучшенных коллекторов в доюрских образованиях.

Строение юрских отложений мало чем отличаются от аналогичных отложений Томской области, где они регионально продуктивны, но есть и свои особенности. Под четко выраженной баженовской свитой чаще всего залегает 20–35-метровая глинистая толща, которая выделяется в георгиевскую свиту. Казалось бы, под этой глиной, следуя геологической логике, мы должны наблюдать отложения верхневасюганской подсвиты с её прибрежно-морскими, песчано-алевролитовыми пластами, но их там нет. Нет и глинистых, типично относительно глубоководных, отложений нижневасюганской подсвиты.

Этот факт дает основание предположить наличие резкого перерыва между отложениями баженовской свиты и отложениями верхневасюганской подсвиты. Возможен и другой вариант. С начала верхнеюрского времени район зоны Омской и Большереченских скважин был значительно погружен и прибрежно-морские пласты васюганской свиты не формировались.

И в том, и в другом случае перспективы нефтегазоносности юрских отложений не снижаются, но требуют особого подхода к поиску юрских залежей нефти и газа.

Значительные притоки пластовой воды из среднеюрских отложений дебитом 710; 48; 91; 192 м<sup>3</sup>/сут. в ряде скважин свидетельствуют о наличии зон с хорошими коллекторами в этих отложениях. Таких притоков из этих отложений в западной части Томской области мы не наблюдаем, если только в таблицах по испытанию [6] не допущены ошибки. Таким образом, юрские отложения имеют мощную баженовскую, нефтематеринскую свиту, высокоемкие коллекторы, высокие пластовые температуры 80...90 °С и мощные глинистые покрывки в виде георгиевской и баженовской свиты. Меловые отложения представлены куломзинской и тарской свитами, регионально продуктивными в Томской и Тюменской областях. С позиций осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа в пределах Омской области для юрских и меловых отложений присутствуют все благоприятные параметры для формирования залежей углеводородов. С позиций флюидно-динамических взглядов, которые базируются на тектонической активности территории, также нет никаких отрицательных факторов, препятствующих формированию залежей углеводородов.

Комплексный анализ доступных для нас геолого-геофизических данных с новых мировоззренческих позиций позволил прийти к выводу, что ресурсная база углеводородов Омской области вполне сопоставима с ресурсной базой Томской области, где открыто более 100 месторождений углеводоро-

дов, и где более 45 лет ведется добыча нефти и более 10 лет – газа.

Однако методика поисков месторождений углеводородов, не только в Омской области, но и в России, учитывая возможности экономики и катастрофически упущенное время, должна базироваться на новых принципах. Фундаментом этих принципов должны стать инновационные технологии выявления перспективных объектов, отеснив сейсмические исследование на второй план. Одна из таких технологий уже создана.

Суть этой технологии заключается в том, что после квантово-оптической фильтрации космоснимка с вероятностью 90...95 %, можно выявлять границы прогнозируемых месторождений. Теоретической основой этой технологии служит установленный в конце прошлого века факт, что литосфера под воздействием термобарических, гравитационных, сейсмических воздействий генерирует электромагнитные сигналы, которые модулируют солнечный свет [6–8].

При этом каждое вещество, включая нефть или газ, имеет свою собственную амплитудно-частотную спектральную характеристику, в частности в видимой и ближней инфракрасной части спектра, и, модулируя солнечный свет, отраженный от поверхности Земли, на космическом снимке оставляет свой специфический сигнал того минерального образования, которое формирует тот или иной участок литосферы. Задача состоит в том, чтобы из

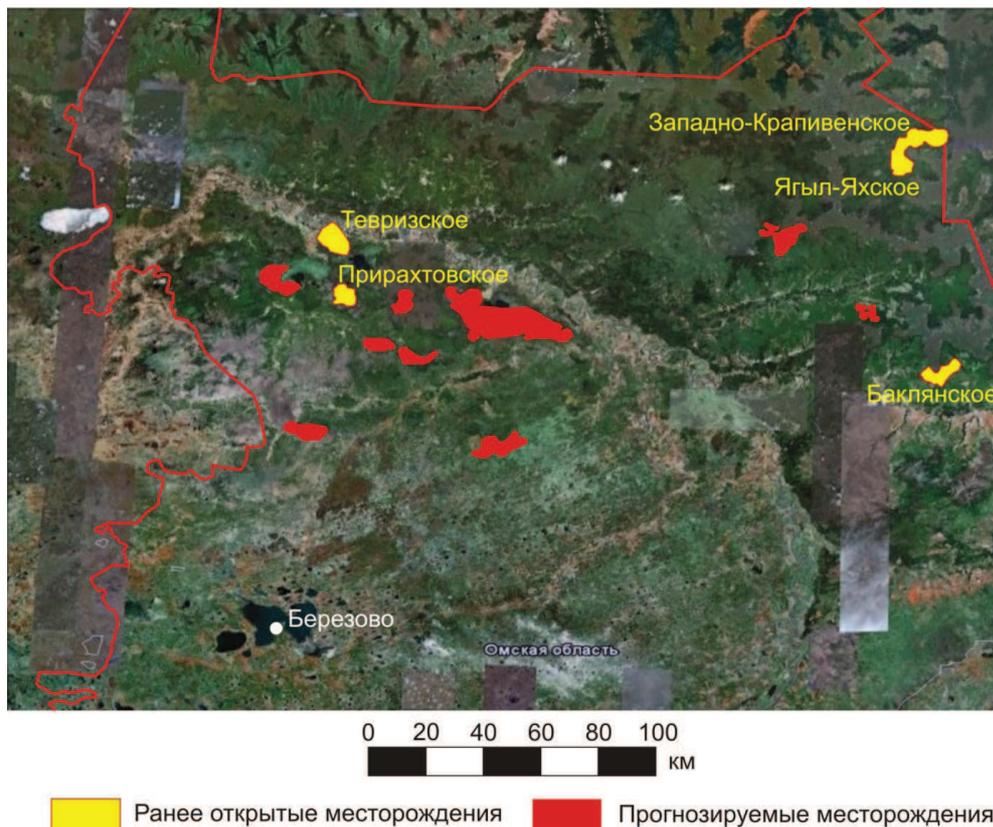


Рис. 1. Границы прогнозируемых и ранее открытых месторождений, выявленных инновационной технологией, на севере Омской области

этого хаоса сигналов выделить тот характеристический амплитудно-частотный электромагнитный сигнал, который соответствует в нашем случае углеводородам. Для решения этой задачи В.В. Лайнвебером в г. Томске было организовано специализированное предприятие – ЗАО «ТОМ-КО», на базе которого была создана лаборатория для квантово-оптической фильтрации.

Методика получения информации с космоснимка основывается на алгоритме распознавания образов. Сущность ее состоит в том, что лазерный луч с помощью оптического делителя разделяется на два совершенно идентичных пучка. Первый модулируется сигналом, характерным для углеводородов, рассчитанным по специальным формулам или полученным экспериментально при обработке снимков уже известных месторождений. Второй пучок направляется на снимок исследуемой территории. При этом специализированная компьютерная программа управляет передвижением пучка по снимку согласно заданной сети наблюдения. После этого оба пучка поступают в тракт акустооптического процессора, где происходит их сравнение. При наличии на снимке искомого сигнала возникает эффект резонанса, в результате чего амплитуда сигнала значи-

тельно увеличивается. По величине усиления амплитуды можно судить о количестве искомого вещества в пределах исследуемой территории.

Технология прошла широкую апробацию на хорошо изученных месторождениях Томской, Иркутской областей, Красноярского края, Хакасии, Афганистана, Вьетнама, на северо-востоке Европейской части России. Везде были получены положительные результаты. После этого были начаты работы по выявлению границ прогнозируемых месторождений в Томской области, Красноярском крае, Хакасии, Ливане, Сирии, Китае, в Хабаровском крае. В Красноярском крае, в 100-километровой полосе от Юрубчено-Тохомского месторождения до среднего течения реки Ангары, были выявлены границы 15 прогнозируемых месторождений и ряд ранее открытых месторождений. В прогнозируемых зонах, там, где проводилось бурение, было открыто Камовское нефтяное, Абаканское и Берямбинское газовые месторождения. Надо отметить, что в пределах этих месторождений проводились и другие виды геологоразведочных работ, в том числе и сейсмика. На юге Томской области, на землях, более 50 лет считавшихся бесперспективными, в пределах Трубачевского лицензионного

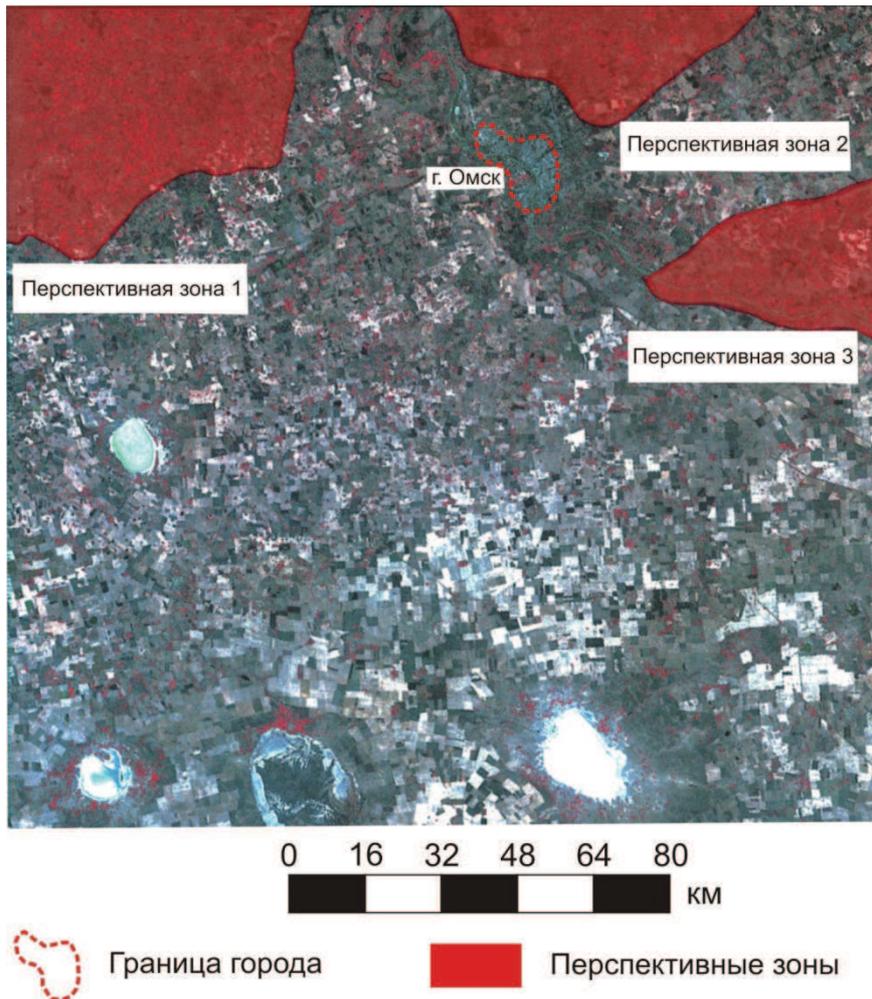


Рис. 2. Границы нефтегазоносных зон, выявленных инновационной технологией, на юге Омской области

участка, на основании данных этой технологии была заложена и пробурена поисковая скважина, в разрезе которой по геолого-геофизическим данным вскрыто 9 продуктивных горизонтов.

Признаки нефти и газа зафиксированы в палеозойских, юрских, неомских и сеноманских отложениях. При испытании этих продуктивных пластов были получены пульсирующие притоки газа и признаки нефти. Промышленные притоки газа и нефти не были получены по техническим причинам. Все эти данные позволили использовать эту технологию для выявления границ прогнозируемых месторождений в Омской области.

В северных районах Омской области, где в предыдущие годы бурением были открыты ряд нефтяных и одно газовое месторождение, с помо-

щью квантово-оптической фильтрации был обработан космоснимок, охватывающий северную часть региона, площадью около 50000 км<sup>2</sup> (рис. 1). В результате обработки этого космоснимка были выявлены с допустимой точностью границы ранее выявленных месторождений и 8 прогнозируемых месторождений.

В основном это небольшие по площади месторождения, но одно из них имеет площадь более 300 км<sup>2</sup>. Удельные геологические запасы нефти этого месторождения могут составить порядка 26 млн т. Под удельными запасами в данном случае понимаются запасы, которые контролирует продуктивный пласт толщиной в один метр. Остальные подсчетные коэффициенты взяты как средневзвешенные, характерные для региона.

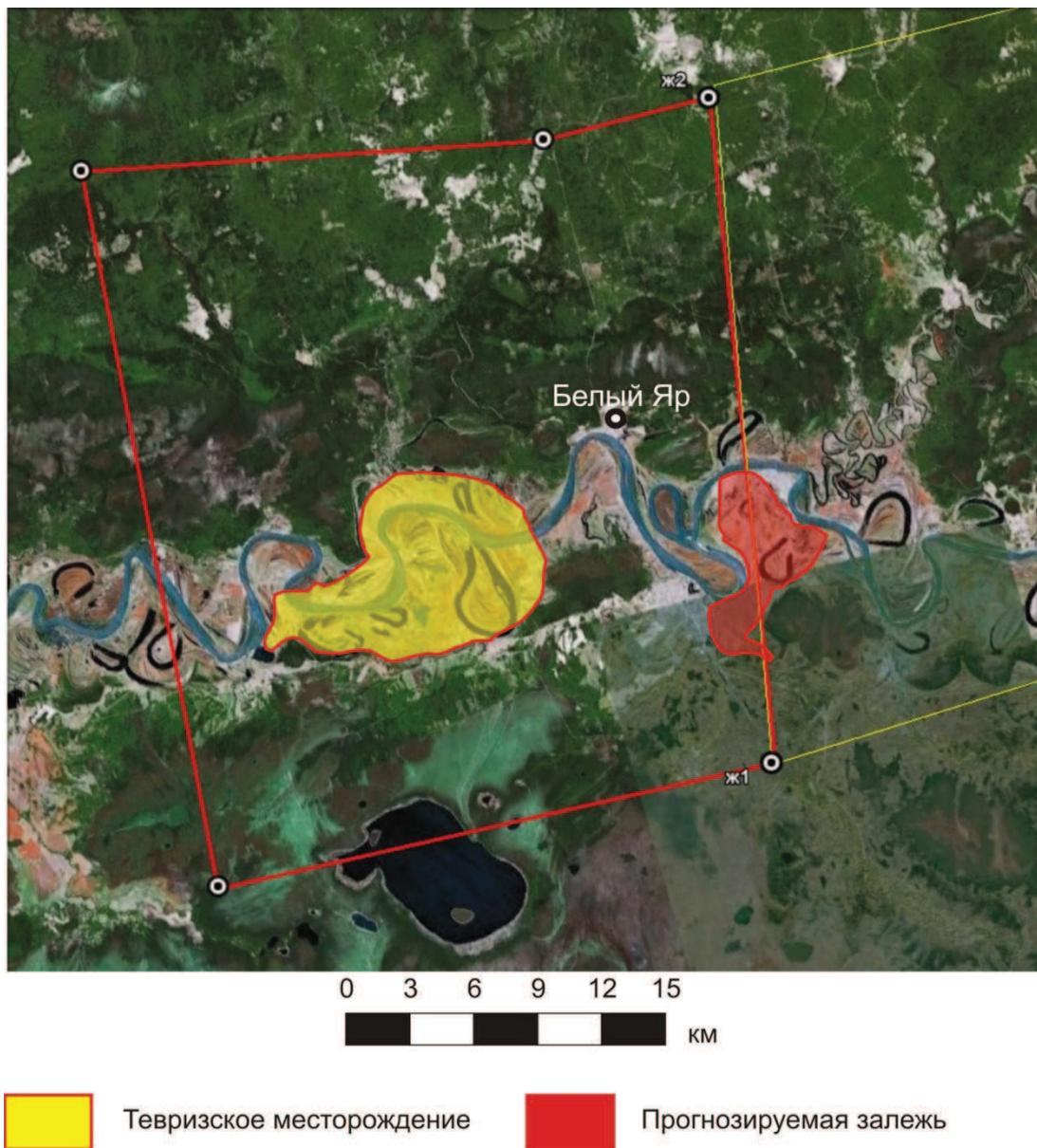


Рис. 3. Границы Тевризского месторождения и западнее вновь выявленная прогнозируемая залежь газа по данным квантово-оптической фильтрации космоснимка

В южных районах области, расположенных в непосредственной близости от города Омска, четко фиксируются три явно выраженных зоны, в пределах которых просматривается серия прогнозируемых месторождений.

Для выделения границ прогнозируемых месторождений требуется более детальная обработка крупномасштабных космоснимков (рис. 2).

Исходя из имеющегося опыта интерпретации космоснимков, есть основания надеяться, что в западной от Омска перспективной зоне будут выявлены крупные по площади, а следовательно, и по запасам месторождения нефти и газа.

Приведенные результаты выявления границ прогнозируемых месторождений после квантово-оптической обработки космоснимков дают основания утверждать, что недра Омской области в ближайшие годы должны быть включены в поисково-разведочный процесс на нефть и газ.

Данная технология может использоваться и для решения частных задач. В настоящее время, в связи с истощением газовой залежи Тевризского месторождения, перед руководством области остро

встал вопрос газоснабжения ряда населенных пунктов, в том числе и г. Тара.

Проведенные нами исследования в пределах Журавлёвского и Тевризского лицензионных участков позволили выявить резервы углеводородов (рис. 3).

В результате видно, что огромный объем геологоразведочных работ, на который были затрачены значительные денежные средства и время, не позволил к настоящему моменту обнаружить ряд месторождений, которые были выявлены в результате применения инновационной технологии. При этом следует учитывать, что на изучение вышеописанных территорий с помощью квантово-оптической фильтрации потребовалось всего несколько месяцев. Таким образом, можно сделать вывод о том, что данная технология позволяет сократить в разы как время, так и финансовые затраты, требуемые для открытия месторождения. Исходя из этого очевидно, что широкое внедрение данной технологии в геологоразведочный процесс позволит значительно увеличить темпы прироста запасов углеводородного сырья.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Фортов В.Е., Фаворский О.Н. Состояние и основные проблемы энергетики России // Энергетика России. Проблемы и перспективы: Тр. научной сессии РАН. – М.: Наука, 2006. – 499 с.
2. Брехунцов А.М., Нестеров И.И. Нефть битуминозных глинистых, кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых породах // Горные ведомости. – 2011. – № 1. – С. 30–61.
3. Нефтедобыча: шаткое благополучие // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 5. – С. 28–39.
4. Гурари Ф.Г. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция – открытие века. – Новосибирск, СНИИГиМС, 1996. – 144 с.
5. Гурари Ф.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья. – Л.: Гостоптехиздат, 1959. – 174 с.
6. Поцелуев А.А., Архангельский В.В. Дистанционные методы исследования окружающей среды. – Томск: STT, 2001. – 184 с.
7. Ростовцев В.В., Лайнвебер В.В., Ростовцев В.Н. К большой нефти России // Геоматика. – 2011. – № 1. – С. 60–63.
8. Дурандин А.В. Структурно-тектонический анализ данных дистанционного зондирования Земли // Геоматика. – 2011. – № 1. – С. 48–52.

*Поступила 03.05.2012 г.*