

НОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ЮГО-ВОСТОКЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Томская область – крупный нефтегазодобывающий район России с падающей добычей углеводородов. Это обстоятельство требует открытия в короткие сроки крупных по запасам месторождений нефти и газа. Решить эту задачу предлагается за счет поиска нефтяных и газовых месторождений в Тегульдетской впадине.

Ключевые слова: нефть; газ; поиски; запасы; Тегульдетская впадина.

Томская область – один из крупных нефтегазодобывающих регионов Российской Федерации. История нефтяной промышленности области насчитывает более сорока лет, а газовой – более десяти лет. В этот период были введены в разработку наиболее крупные по запасам месторождения нефти и газа, которые к настоящему моменту вступили в стадию падающей добычи. Введенные в эксплуатацию за последние годы десятки мелких месторождений, такие как Соболиное, Горстовое, Южно-Охтеурское и ряд других, лишь на время смогли обеспечить поддержание уровня добычи, но, к сожалению, не его рост. Более того, соотношение объемов ежегодной добычи стало стабильно и существенно отставать от объемов прироста запасов. При этом прирост идет в основном за счет перевода запасов из категории C_2 в категорию C_1 , а не за счет открытых новых месторождений, или залежей, и отдельные исключения не меняют существо наметившейся тенденции. Для того чтобы обеспечить рост уровня добычи нефти и газа, требуется открытие на территории Томской области крупных по запасам месторождений с извлекаемыми запасами не менее 30 млн т.

Открытие крупных месторождений в хорошо изученной западной части Томской области весьма проблематично. Это связано с тем, что все наиболее крупные структуры, выявленные сейсмическими исследованиями, разбурены, а новые технологии, направленные на прямые поиски месторождений нефти и газа, не нашли широкого применения в силу консервативности геологического мышления. Проведение ширококомаштабных региональных геофизических исследований и бурение параметрических скважин в пределах правобережной части Томской области, ориентированных на изучение практически неизученных палеозойских и допалеозойских отложений, может дать положительные результаты только через десятилетия. Высокие перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений в этом районе, на которые указывали В.Н. Ростовцев и С.Н. Резник [1], могут быть реализованы только при применении комплекса новейших методов поиска, и в первую очередь, с использованием технологии квантово-оптической фильтрации космических снимков, которая способна выделять границы месторождений нефти и газа. Эта технология доказала свою эффективность на землях Красноярского края и Томской области, Вьетнама и Афганистана.

В целом восточные районы Томской области можно считать относительно изученными, учитывая, что на этой территории проведена серия региональных сейсмических профилей, пробурено более сорока глубоких поисковых и целая серия параметрических скважин. Несколько иная ситуация на юго-востоке области, сов-

падающем в тектоническом плане с Тегульдетской впадиной. Впервые эту впадину выделил в 1888 г. И.Д. Черский при составлении маршрутной геологической карты и профиля вдоль Сибирского почтового тракта. Он рассматривал её как мульду с глубоко опущенным фундаментом и мощным мезо-кайнозойским покровом, сделал вывод о продолжении в Тегульдетскую впадину угленосных осадков Кузбасса и предположил существование в юрском периоде на её территории обширного пресного озера.

Первые серьезные исследования на территории Тегульдетской впадины начались с 1933 г. сотрудниками ВНИГРИ (г. Ленинград) при проведении геолого-поисковых работ на нефть. С 1948 г. трест «Запсибнефтегеология» и Сибирский геофизический трест (СГТ) начинают планомерные работы по изучению геологического строения и перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности и Тегульдетской впадины. Усилиями этих исследователей была разработана стратиграфия осадочного комплекса пород, составлены геологические карты, сформированы представления о тектоническом строении района, высказано предположение, что впадина является северным продолжением Минусинской котловины. В более позднее время в 1962 г. К.В. Боголепов и А.П. Шевцов предложили Тегульдетскую (Чулымскую) впадину называть Приаргинской.

В 1950–1951 гг. Тегульдетская впадина была охвачена аэромагнитной съёмкой, в масштабе 1:1000000, производившейся СГТ под руководством З.М. Макаровой, в результате чего выявлена положительная аномалия интенсивностью около 200–300 гамм в районе пос. Тегульдет, что объяснялось сходством строения изучаемой впадины с Кузнецкой и Минусинской котловинами, для которых характерно глубокое залегание пород нижнего палеозоя.

Данные электроразведочных профилей, один из которых пройден по линии Калиновка–Зимовье в 180 км западнее пос. Тегульдет, а другой – по линии Боготол-Кандат в 50–60 км восточнее пос. Тегульдет, показали, что породы доюрского фундамента в районе Тегульдета залегают на глубинах 1700–1800 м и постепенно погружаются к северу. Эти построения были подтверждены результатами сейсмических работ, проведённых в 1955 г. под руководством П.О. Дроздовского, которые подтвердили, что опорный отражающий горизонт постепенно погружается с юга на север, примерно с глубины 2600 м у с. Рубино до 4200 м в районе проектируемой Чулымской опорной скважины. Севернее с. Тегульдет наблюдается увеличение глубин до 4800 м, а затем их уменьшение, что объяснялось существованием крупного Среднечулымского вала. В 1955 г.

Г.Д. Баженов и В.И. Островский по данным гравиметрических работ косвенно подтвердили наличие Среднечулымского вала, расположенного севернее пос. Тегульдэт. Этот вал многими исследователями принимается за северную границу Тегульдетской впадины.

Дискуссия о перспективах нефтегазоносности Тегульдетской впадины особенно остро проходила в 1930-х гг.. В статье «Местное топливо Западно-Сибирского края», опубликованной в 1932 г. в Вестнике Западно-Сибирского геологоразведочного треста [2. С. 38], сибирский исследователь В.И. Высоцкий, оценивая перспективы нефтегазоносности структуры пришел к выводу, что «запасы Чулымо-Енисейского бассейна окажутся весьма значительными, и цифра в 20 000 000 т не покажется преувеличенной». С другой стороны, в 1939 г. ленинградский ученый Н.П. Туаев, рассматривая перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности и план развития геологических работ в третьей пятилетке, утверждал, что Чулымская (Тегульдетская) впадина, в отличие от других, является областью развития исключительно континентальной седиментации, поэтому она бесперспективна в отношении нефтегазоносности.

Высокую оценку нефтегазоносности палеозойских отложений этой территории в 1934 г. давал М.К. Корвин. Позднее, выступая в 1945 г. на заседании Западно-Сибирского филиала Академии наук СССР, М.К. Корвин предложил южные районы Тегульдетской впадины считать первоочередным объектом для постановки геолого-разведочных работ на нефть и газ. Этот вывод он обосновывал тем, что по фациальному составу средне- и верхнепалеозойские формации формировались в системе заливов и лагун Обь-Енисейского моря, позже превратившихся в межгорные впадины – структуры, особо благоприятные в отношении нефтеносности. К такого рода структурам он относил впадины Кузбасса, Минусы, Тегульдетскую, Бийско-Барнаульскую и Таймырскую.

Из приведенных высказываний очевидно, что разные исследователи неоднозначно оценивали перспективы нефтегазоносности Тегульдетской впадины. Окончательно отрицательную оценку этой территории дали ленинградские ученые. Нефтяная секция ученого совета ВНИГРИ в 1957 г., заслушав доклад З.Н. Поярковой о комплексном изучении всех материалов, полученных в результате строительства Чулымской опорной скважины, пришла к следующему выводу: «Секция, однако, считает необходимым отметить нецелесообразность проведения дальнейших разведочных работ, поскольку весь район является малоперспективным или, во всяком случае, второстепенным в отношении возможной нефтегазоносности. Природу рассеянных битумов, обнаруженных во вскрытых скважиной отложениях, секция полагает еще недостаточно выясненной» [3]. В настоящее время на всех современных картах перспектив нефтегазоносности разных авторов территория Тегульдетской впадины рассматривается как бесперспективная. Решение этого ученого совета привело к тому, что практически в течение последних 50 лет на всей огромной территории впадины поиски нефти и газа не проводились.

В 1956 г. В.В. Дробышев, В.П. Казаринов, обобщив весь имеющийся материал, предложили рассматривать

Тегульдетскую впадину как погребенное звено Тувинско-Минусинской системы впадин. При этом район пос. Тегульдэт является наиболее погруженным участком этой системы с мощностью осадочного чехла по геофизическим данным от 4000 до 5000 м. Эти материалы послужили основанием для заложения недалеко от с. Тегульдэт опорной Чулымской скважины № 1, которая должна была помочь в решении следующих задач:

- изучить стратиграфию, литологию, фациальные особенности горных пород, провести корреляцию разрезов всех опорных скважин этого района;
- выяснить перспективы газонефтеносности кайнозойских, мезозойских и палеозойских отложений;
- попутно осуществить поиск других полезных ископаемых.

Бурение опорной скважины проводилось со сплошным отбором керна, что позволило детально изучить его литологический состав. Нижнеюрские отложения, представленные серыми песчаниками с подчиненными прослоями глин и аргиллитов, были выделены в макаровскую свиту. Среднеюрские отложения итатской свиты сформированы преимущественно угленосной алевролитоглинистой пачкой с прослоями серых песчаников. В подошве свиты зафиксированы многочисленные гальки изверженных и других пород, что свидетельствует о тектонической активности района или прилегающих территорий на границе нижней и средней юры. Верхнеюрские отложения тяжинской свиты, в основном глинистые, с прослоями алевролитов и песчаников, преимущественно серого цвета с зеленоватым оттенком и многочисленными гнездами пирита. Эти отложения способны выполнять и выполняют функцию региональной покрывки для углеводородов нижнеюрской и среднеюрской генерации. Доказательством справедливости этого суждения служат результаты испытания юрских отложений в интервале 2318–2322 м и меловых в интервале 1266–1267 м, где были получены значительные притоки пластовой воды с преобладанием метанового газа в юрских отложениях и азотного газа в меловых.

Окончательное представление о границах Тегульдетской впадины сформировались после выхода в свет в 1994 г. тектонической карты мезозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты, в составлении которой приняли участие ведущие ученые Западной Сибири: Ф.Г. Гурари, А.Э. Конторович, К.И. Миклуленко, И.И. Нестеров, М.Я. Рудкевич, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков. Согласно исследованиям этих ученых, границы Тегульдетской впадины практически совпадают со средним, широтным течением р. Чулым и юго-восточной административной границей Томской области.

В начале этого века внимание исследователей к проблемам нефтегазоносности этой впадины было привлечено благодаря доценту ТПУ Б.Д. Васильеву. Он снова обратил внимание на естественные нефтепроявления в Северо-Минусинской впадине, в урочище Сохочул, приуроченные к вулканогенно-осадочным отложениям нижнего девона, и нефтепризнаки во многих колодцах, выкопанных для добычи воды местным населением в районе пос. Ширы [4]. В связи с этим совершенно по-новому мы должны посмотреть на обиль-

ные включения твердых битумов в эффузивах нижнего девона в районе пос. Ши́ра, которые ранее фиксировались и изучались А.А. Ларищевым, А.В. Русановым, Г.Л. Рыжовой, А.И. Анатольевой, М.А. Спешиловой, В.А. Баженовым и др. [4, 5]. Нефтепроявление, выявленное у подножия куэст, так же как и наличие твердых битумов (импсонитов), позволяет предполагать существование многозалежного месторождения нефти, частично разрушенного эрозией и денудацией. Эти данные могут свидетельствовать о широких процессах нефтегазообразования и миграции углеводородов в палеозойских отложениях в пределах Северо-Минусинской впадины. Если учесть, что Тегульдетская впадина является естественным, но более погруженным продолжением Северо-Минусинской впадины, где палеозойские отложения сохранены под мощным мезозойско-кайнозойским чехлом осадков от денудации и эрозии, т.е. все основания предполагать, что именно здесь палеозойские залежи нефти и газа могли сохраниться в более полном объеме. Косвенным признаком возможного наличия в пределах Тегульдетской впадины месторождений углеводородов, но уже в осадочном чехле, являются выявленные естественные газопроявления в пределах примыкающей к ней с юго-запада Барабинско-Пихтовской моноклинали.

Второй прогнозируемый перспективный нефтегазонасыщенный комплекс Тегульдетской впадины контролируется породами юрского комплекса. Он формировался, когда в силу тектонических процессов впадина отделилась от каскада Тувинско-Минусинских впадин, и накопление юрских осадков шло под контролем Западно-Сибирского породно-осадочного бассейна. Юрский геологический разрез, вскрытый опорной скважиной в районе пос. Тегульдет, по своим литолого-фациальным комплексам мало отличается от юрских пород западной части Томской области, где эти отложения рассматриваются как основной продуктивный комплекс. В нижней и средней юре происходило преимущественно континентальное осадконакопление. В верхнеюрскую эпоху на территории впадины фиксируются следы прибрежно-морского режима осадконакопления.

Несмотря на принципиальное генетическое сходство юрских отложений западной части Томской области и района Тегульдетской впадины, между ними имеется и ряд существенных различий. Во-первых, по результатам изучения керна скважины в пределах впадины общая мощность юрских отложений не менее 800–850 м, в то время как на западе в Нюрольской впадине она не более 400–450 м. Во-вторых, современный гипсометрический уровень кровли юрских отложений в Тегульдетской впадине в основном на 700–800 м выше, чем в западных нефтедобывающих районах, что свидетельствует о существенной тектонической активности этой территории на границе юры и нижнего мела (валанжина, а возможно, и готерива). В-третьих, юрские песчаники сцементированы карбонатным цементом, а не глинистым, как в западных районах области, и поэтому они обладают значительно лучшими коллекторскими свойствами. Об этом свидетельствует переливающий приток пластовой воды дебитом 10,8 м³/сут из песчаников макаровской свиты, испытанных в интервале 2318–2322 м, и дебит в 24,19 м³/сут переливающей во-

ды, полученный при испытании интервала 2287–2292 м. Таких дебитов притока пластовых вод, насколько нам известно, нигде в западной части области из отложений средней и нижней юры получено не было. При бурении Тегульдетской опорной скважины в интервале 2200–2380 м газовым каротажом были зафиксированы повышенные газопоказания в буровом растворе, при этом содержание метана доходило до 90%. В этой зоне было испытано два интервала, из которых также были получены притоки воды и горючего газа. С нашей точки зрения, это связано с тем, что не совсем удачно были выбраны интервалы испытания, считаем, что было бы более правильным испытать интервал 2312–2317 м, имеющий повышенное сопротивление. Тем не менее сам факт наличия слабых притоков горючего газа дебитом 20,9 м³/сут и присутствие тяжелых углеводородов в этом газе свидетельствует о перспективной нефтегазонасыщенности этого района.

Таким образом, разрез опорной скважины позволяет сделать вывод о наличии в юрском разрезе зональных и, как минимум, одной верхнеюрской, региональной покрывки и высокопроницаемых пластов. Испытание этих пластов свидетельствует о наличии генерационных и миграционных процессов углеводородов, которые неизбежно должны были привести и к их аккумуляции. Остается главный вопрос – каковы объемы генерированных углеводородов в юрском породно-осадочном комплексе. При решении этой проблемы имеется два подхода. Один базируется на исходных позициях осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа. Опираясь на них, мы должны отметить, что суммарная мощность углей в разрезе Тегульдетской опорной скважины составляет 50 м. С учетом температур на глубине их залегания, которые колеблются от 83 до 93°C, и давления – от 220 до 280 атмосфер, можно с большой долей вероятности принять, что юрские угли и все органическое вещество этих пород достигли метаморфизма стадии МК₁.

Зная мощность углей в Максимоярской, Белогорской и Мариинской опорных скважинах, можно с точностью до 10–15% подсчитать общие объемы концентрированного органического вещества (КОВ) в Тегульдетской впадине. Согласно этим расчетам в пределах впадины КОВ могло генерировать около 200 триллионов кубометров метанового газа. По аналогии с юрскими отложениями Чулым-Тымского междуречья, на территории которого рассеянное органическое вещество (РОВ) генерировало метанового газа в 1,3 раза больше, чем концентрированное [1], можно считать, что это соотношение будет справедливо и для Тегульдетской впадины. Такие допущения позволяют предположить, что суммарно все органическое вещество этой впадины могло генерировать до 460 трлн кубометров метанового газа.

Обычно для Западной Сибири процент аккумуляции генерированного газа исследователями принимается в диапазоне от 3 до 5%. Если мы примем в расчетах, что в Тегульдетской впадине аккумулировался всего 1% от генерированного газа РОВ и КОВ, то и тогда месторождения этой впадины способны контролировать 4,6 трлн кубических метров горючего газа.

При этом следует учесть и перспективы нефтегазонасыщенности палеозойских отложений, которые хотя мож-

но оценивать только качественно, но с большой долей уверенности можно утверждать, что они не менее, а, может быть, даже и более перспективны, чем юрские.

Опираясь на флюидно-динамические представления формирования углеводородов, мы не можем определить масштабы генерации углеводородов, но должны подчеркнуть, что в пределах этой территории имеются благоприятные тектонические условия, способствующие формированию залежей углеводородов.

Обработка космических снимков территории Тегульдетской впадины с помощью квантово-оптической фильтрации позволила специалистам ЗАО «ТОМКО» в её пределах наметить границы ряда прогнозируемых месторождений. Одно из них, наиболее крупное, располагается примерно в центральной зоне Тегульдетской впадины, второе – на границе трех регионов: Томской, Кемеровской областей и Красноярского края. Эти данные позволили в своё время группе специалистов (В.Н. Ростовцев, Г.И. Тищенко, В.В. Ростовцев, В.Е. Пешков) рекомендовать Управлению по недропользованию по Томской области («Томскнедра») и

Администрации Томской области начать исследование перспектив нефтегазоносности Тегульдетской впадины. Благодаря значительным усилиям начальника Управления «Томскнедра» А.В. Комарова и заместителя губернатора Томской области В.Г. Емешева в пределах этой впадины, на землях, считавшихся бесперспективными, были начаты комплексные исследования серией сейсмических профилей, которые подтвердили представления о возможных высоких перспективах нефтегазоносности палеозойских и мезозойских отложений. При этом наиболее перспективные зоны, выделенные по региональным сейсмическим профилям, совпадают с отдельными перспективными зонами, выделенными по данным квантово-оптической фильтрации космического снимка этой территории.

Прогнозируемое открытие в пределах Тегульдетской впадины крупных месторождений углеводородов может придать новый импульс развитию нефтегазодобывающей отрасли в восточных районах Томской области.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Ростовцев В.Н., Резник С.Н.* Юрский комплекс Чулым-Тымского междуречья – перспективный объект для поисков нефти и газа в правобережье Оби Томской области. Томск: ТГУ, 2004. 162 с.
2. *Высоцкий В.И.* Местное топливо Западно-Сибирского края // Вестник Западно-Сибирского геологоразведочного треста. Томск: ЗСГРТ, 1932. Вып. 3, 4. С. 37–40.
3. *Пояркова З.Н., Розин А.А., Шевченко С.А.* Сводный отчет по Чулымской опорной скважине. Л.: ВНИГРИ, 1957. 154 с.
4. *Серебренникова О.В., Васильев Б.Д. и др.* Нефтепроявление «Сохочул» в Северной Хакасии // Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений: Известия ТПУ. Вып. 8, т. 35. Томск: ТПУ, 2002. С. 78–83.
5. *Геология и минерагения Северной Хакасии.* Путеводитель по учебному геологическому полигону вузов Сибири / Под ред. В.П. Парначёва и Б.Д. Васильева. Томск: ТПУ, 2009. 236 с.

Статья представлена научной редакцией «Науки о Земле» 19 мая 2010 г.