



**В.В. Трушкин**  
канд. геол.-мин. наук  
ООО «Сибнефтегазинновация 21 век»  
Начальник отдела геологического  
моделирования и подсчета запасов –  
главный геолог  
Valery.Trushkin@ipc-oil.ru

# Геологические особенности и перспективы Трайгородско-Кондаковского месторождения нефти с ТриЗ – как нового нефтегазодобывающего района Томской области

1. 634009, Россия, Томск, пр. Ленина, 177, 39.

*Рассматривается история геологоразведочных работ самого большого по площади месторождения нефти Томской области с трудноизвлекаемыми поровыми запасами, считавшегося малоперспективным с классической точки зрения его пластово-сводового строения. На основе рассмотрения геологических особенностей предложена новая блоково-массивная модель месторождения с порово-трещинным коллектором. Она позволяет существенно увеличить перспективы верхнеюрских отложений и применить принципиально иные подходы к геологоразведочным работам. Главная особенность месторождения – нефтенасыщенные в кровле гранитные образования с оцененными перспективными ресурсами. Имеющиеся факты позволили впервые сделать прогноз нефтеносности и оценить ресурсы коренных гранитных образований*

**Ключевые слова:** трещинный коллектор; гидродинамические исследования скважин; депрессия 3 МПа; подсчет запасов; трудноизвлекаемые поровые запасы

**П**оскольку «легкой» нефти в Западной Сибири практически не осталось, перед каждой нефтедобывающей компанией сегодня стоят примерно одинаковые задачи – как минимум, удержать «на полке», а по возможности – прирастить объемы добычи УВ-сырья. Не является исключением и крупнейший недропользователь Томской области – ОАО «Томскнефть» ВНК [1]. В течение последних лет «полка» годовой добычи нефти – 10 млн т.

Наиболее перспективное неосвоенное месторождение с ТриЗ на лицензионных участках Томскнефти – Трайгородско-Кондаковское месторождение нефти. Оно находится на севере Томской области в 40 км к югу от Вахского нефтегазодобывающего района, по площади сопоставимо с основным месторождением Томской области – Советским. Из 42 месторождений Томскнефти на нем числится четверть извлекаемых запасов категории  $C_2$ . По оценке Института нефте-



газовой геологии и геофизики (ИНГГ) СО РАН (В.А. Конторович и др.) фактические извлекаемые запасы превышают числящиеся на балансе в 2 раза.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к самой контрастной структуре Александровского мегавала – Криво-луцкому валу, осложненному локальными поднятиями. Самое амплитудное из них – Чебачье, находится в центральной части, южнее располагаются Кондаковское и Южно-Кондаковское. К северу получила развитие группа Трайгородских локальных поднятий. На запад Кондаковское поднятие осложнено Лукашкин-Ярским выступом.

**Региональный этап.** В 1960 г. на востоке от поселка Лукашкин-Яр с одноименным названием локального поднятия была пробурена параметрическая скважина. При вскрытии верхнеюрских отложений поднят нефтенасыщенный песчаник. Палеозойские образования представлены гранит-биотитовыми гнейсами. При опробовании пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> получен приток нефти дебитом 0,014 м<sup>3</sup>/сут. и воды 2,88 м<sup>3</sup>/сут. за счет заколонного перетока.

Таким образом, более 50 лет назад была установлена нефтеносность верхнеюрских пластов, но в 1974 г. Лукашкин-Ярская структура из-за незначительных размеров была признана бесперспективной (Н.А. Сидорова и др.).

**Поисково-оценочный этап.** В 1965 г. было ведено в поисковое бурение Чебачье локальное поднятие. В 1966 г. из скв. № 217 вскрышей первые метры пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> залегающего на гранитах получен нестабильный приток нефти дебитом 21,3 м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 5 мм. В остальных четырех поисковых скважинах получены непереливающие притоки нефти.

В 1983 г. начато поисковое бурение на Кондаковских поднятиях. В результате при испытаниях скв. № 32 получен приток нефти из пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> дебитом 0,66 м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 1 мм и оценены и поставлены на баланс запасы по Чебачьему и Кондаковскому поднятию раздельно.

В 1985 г. в зоне сочленения этих поднятий пробурена скв. № 34, из которой получен приток нефти дебитом 1,3 м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 1 мм. На этом основании запасы Чебачьего поднятия были отнесены к Кондаковскому месторождению. Запасы категории С<sub>1</sub> были ограничены по периметру скважин, из которых получены нефонтанирующие притоки нефти с дебитамы менее 1 м<sup>3</sup>/сут. Оцененные

запасы категории С<sub>2</sub> в то время из-за низких коллекторских свойств (пористость – 12% и проницаемости – 1 мД) считались явно завышенными и предлагались к 77% списанию (В.И. Волков).

В 2003 г. в пробуренной поисковой скв. № 2 Трайгородской из пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> получен приток нефти дебитом 3 м<sup>3</sup>/сут. на среднединамическом уровне (СДУ) 1560 м и оцененные запасы по Трайгородскому поднятию поставлены на баланс.

В 2004 г. по результатам сейсморазведочных работ полевого сезона 2002–2003 гг. Трайгородская залежь структурно объединилась с залежью Чебачьей площади, существенно увеличив запасы и подняв перспективы месторождения.

Непромышленные непереливающие притоки нефти также получены в четырех скважинах пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>. Из скв. № 218 при испытании гранитов получены кратковременные фонтанирующие притоки нефти.

Таким образом, за 40 лет на месторождении было пробурено 11 поисковых скважин. Доказана нефтеносность всей структуры второго порядка – Криволуцкого мегавала. Но стабильных высокодебитных участков в верхнеюрских отложениях и в кровле гранитных образований не найдено.

Поэтому с 2004 г. начинается **принципиально иной разведочный этап**, главной задачей которого стало изучения добычных возможностей месторождения после проведения гидроразрывов пластов (ГРП). Впервые при разведке месторождения в Томской области планировалось использование столь дорогого способа интенсификации притоков.

В 2007 г. пробуренная разведочная скв. № 5 попала в «аномальную» сейсмическую зону и вскрыла пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и ВНК на 40 м ниже. Поэтому был проведен только локальный ГРП. Непереливающий дебит нефти увеличился с 0,1 до 1,6 м<sup>3</sup>/сут., а воды уменьшился с 1,3 до 0,7 м<sup>3</sup>/сут.

В 2008 г. по результатам обобщенных сейсморазведочных работ ИНГГ СО РАН (В.А. Конторович и др.) предлагалось сдать 58 лицензионный Кондаковский участок как бесперспективный. Затем эта точка зрения была пересмотрена.

В 2012 г. в пробуренной разведочной скв. № 4 при испытании пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> после ГРП дебит нефти вырос с 0,54 м<sup>3</sup>/сут. до 12 м<sup>3</sup>/сут., но появилась вода дебитом 18 м<sup>3</sup>/сут. на СДУ 1997 м. По этим результатам залежь была поставлена на баланс с пористостью 0,13 и проницаемостью 0,46 мД. КИН – 0,2 принят по

аналогии с пластом Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. ТриЗ месторождения увеличились на 30%.

Таким образом, на этом этапе ГРП по геологическим причинам удовлетворительных результатов применения ГРП получить не удалось.

В 2013 г. начинается *опытно-промышленный этап* разработки месторождения. С целью поиска технологии, обеспечивающей рентабельную разработку месторождения, была выполнена технологическая схема. Пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> объединены в единый объект разработки. Несмотря на то, что в расчетах использовались пониженные ставки налога на добычу, из трех способов заканчивания скважин – наклонно-направленные с ГРП, горизонтальные, горизонтальные с проведением многостадийного ГРП – эффективным оказался только последний вариант. В этом же году пробурен пилотный ствол такой скв. № 661.

Таким образом, Томскнефть, не имея опыта бурения горизонтальных скважин с проведением многостадийного ГРП, пошла на существенный риск, опробуя эту технологию в условиях малоизученного месторождения, т.к. это единственный способ вовлечь в разработку ТриЗ [2].

В целом приведенный исторический анализ нетипичных ГРП Трайгородско-Кондаковского месторождения показывает, что ввод его в разработку остается под вопросом. В то же время, несмотря на длительную историю изучения месторождения, перспективы изучения месторождения, перспективы изучения геологические особенности месторождения, которые, в свою очередь, требуют других подходов к ГРП.

#### **Геологические особенности**

*Главная особенность* – причина всех остальных особенностей – на юге-востоке Западно-Сибирской плиты доюрский фундамент перекрыт ниже-среднеюрскими отложениями, и только в пределах рассматриваемого месторождения гранитный массив «прорывает» верхнеюрские отложения до баженовской свиты.

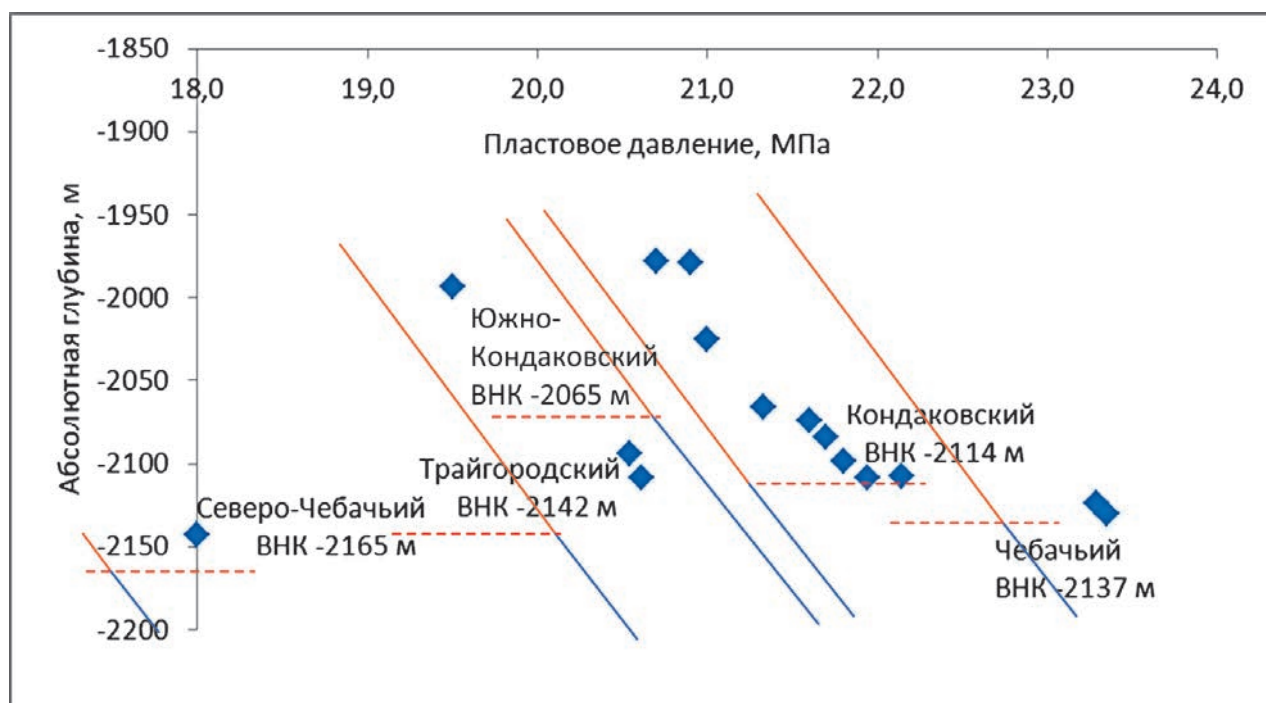
*Вторая особенность.* Образование гранитного батолита привело к формированию аномально высоких пластовых температур около 100 °С на глубинах 2000–2100 м. Геотермический градиент достиг 5,2 °С/100 м, в сравнении с 3,3 °С/100 м.

*Третья особенность.* На всей территории Томской области верхнеюрские залежи в основном имеют баженовский тип нефтей. На

данном месторождении высокая температура обеспечила генерацию УВ всех типов нефтей: баженовского, тогурского и палеозойского (И.В. Гончаров и др.). Причем нефти баженовско-тогурского типа получены при испытании баженовских аргиллитов, пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и гранитных трещинных образований в скв. № 217, а также по скважинам, расположенным в осевой части Кривоуцкого мегавала. Чисто баженовский тип встречен на Трайгородской площади и на крыльях Чебачьих и Кондаковских структур. Палеозойский тип – на юге в пределах Южно-Кондаковской структуры.

*Четвертая особенность.* Все верхнеюрские залежи Томской области характеризуются УВ составом растворенного газа. На Трайгородско-Кондаковском месторождении в отдельных скважинах содержание негорючих газов достигает: азота – 93%, водорода – 12%, гелия – 0,02%. Согласно современной точке зрения, поддерживаемой многими геологами, ядро нашей планеты сложено самым распространенным в космическом пространстве веществом – гелиево-водородной плазмой – сжатой сверхвысоким давлением до плотности железа. Возникающий в ней ионизированный водород, прорываясь вместе с плазмой наружу, принимает участие в образовании и насыщает вначале базальтовый слой Земли, а затем гранитный [3]. С этой точки зрения становится вполне объяснимо высокое содержание компонентов газа в гранитах Трайгородско-Кондаковского месторождения. На границе гранитов и осадочных пород формируются амфиболитовые фации метаморфизма. С критикой уподобления ядра Земли примитивной доменной печи в свое время выступали еще академики, основатели Томской школы геологов В.А. Обручев и М.А. Усов [3].

*Пятая особенность.* Блоковое строение месторождения с очень высокой густотой разломов (1–2,5 км/км<sup>2</sup>) – следствие образования гранитов и ювенильных вод, мигрировавших по разломам и кольматировавших коллектор. Поэтому фонтанирующие притоки нефти были получены только в двух скв. № 32 и 34, находящихся в более чем 300 м от разломов. Уровень качества сейсмической информации низкий, плотность наблюдений 1,5 км/км<sup>2</sup>, следовательно, достоверность и местоположение этих разломов невысоки. Необходимо по результатам сейсморазведочных работ 3D (2013–2017 гг.) уточнить блоковое строение месторождения и учитывать его при заложении скважин. Впервые предполо-



**Рис. 1.**  
Графики изменения пластовых давлений с глубиной по блокам Трайгородско-Кондаковского месторождения

жение о наличии дизъюнктивных нарушений в пределах Криволуцкого вала и о блоковом строении Лукашкин-Ярского поднятия было высказано в 1974 г. (Н.А. Сидорова и др.).

**Шестая особенность.** Тектонический фактор и обусловленные им вторичные преобразования сыграли основную роль при формировании смешанного типа коллектора. Существование макротрещинного коллектора подтверждается керновыми данными, косвенными данными геофизических методов (кавернометрии и повышающим проникновением) и тремя КВД [4, 5].

**Седьмая особенность.** Верхнеюрские залежи Томской области характеризуются гидродинамической обстановкой. Залежи разных пластов гидравлически не связаны между собой и имеют разные ВНК. Анализ графика изменений пластовых давлений с глубиной (рис. 1) показал, что в пределах месторождения выделяется пять гидродинамически изолированных блоков с гидростатической обстановкой и едиными ВНК по всем пластам: Северо-Чебачий (-2165 м), Трайгородский (-2142 м), Чебачий (-2137 м), Кондаковский (-2114 м), Южно-Кондаковский (-2065 м).

Согласно этой модели залежь Трайгородского блока соединяется на севере с Таежным локальным поднятием. При испытании скв. № 211 Таежной получена пленка нефти, что требует пересмотра перспектив этой структуры и продолжения поисково-оценочных работ.

**Восьмая особенность.** Высокое содержание набухающих глинистых минералов (каолинит-гидрослюдистого цемента – до 6%). В таких случаях скважины бурят на водном растворе с депрессией на пласт, в результате не происходит набухание глинистых минералов, и дебиты увеличатся в 4–8 раз [5].

Таким образом, образование гранитного батолита явилось основной причиной нетипичного для месторождений Томской области очень сложного в основном блоково-массивного строения верхнеюрских залежей с порово-трещинным коллектором, где максимально перспективными будут являться участки, расположенные вдали от разломов (более 300 м).

#### **Перспективы трещинных коллекторов верхнеюрских отложений.**

В настоящее время при подсчете запасов и проектировании разработки учитывается только поровая емкость, поскольку количественно оценить трещиноватую емкость ни по керну, ни с помощью методов ГИС пока не удастся. С другой стороны перспективной особенностью трещинных коллекторов являются близкие к 100% нефтенасыщенность и извлекаемость нефти [6].

В Западной Сибири, согласно основной концепции (Г.А. Максимович и др.) по проблеме трещинных коллекторов, считается, что трещинная емкость не превышает 0,2% [6], а запасы не превышают первых процентов от

поровых запасов и поэтому не учитываются. Но на Трайгородско-Кондаковском месторождении из-за очень низких значений коэффициента пористости (0,12) и извлечения (0,2) увеличение запасов за счет микротрещинной емкости может составить 20%.

Согласно второй концепции (А.А. Трофимук, А.М. Нечай, Ф.И. Котяхов и др.) в поровых коллекторах кроме микротрещин есть макротрещины, каверны и карстовые полости, и их емкость может достигать 3–5%. Соответственно, на таких участках запасы могут вырасти в 4 раза.

На Трайгородско-Кондаковском месторождении по методике Уоррена–Рута [7] рассчитаны емкости по КВД скв. № 32. Макротрещинная емкость составила 7%. На основе трещинной емкости рассчитана поровая емкость – 11,9%, практически совпадающая с пористостью по керну 11,1%, тем самым подтверждающая верность расчета трещинной емкости. Соответственно, неучтенные извлекаемые запасы макротрещинной емкости в радиусе дренирования скв. № 32 превышают поровые в 7 раз. Однако использование этой методики для оценки запасов макротрещинной емкости по остальным скважинам невозможно, поскольку в них возможные трещины при цементировании эксплуатационной колонны пломбировались и при перфорации заряды не попадали в трещины. В данной скважине при перфорации произошло попадание зарядов в трещины. В результате, по сравнению с другими скважинами, дебит нефти вырос в 50 раз. Перед выходом на режим фонтанирования он составил 53 м<sup>3</sup>/сут. на СДУ 1260 м.

Принципиально иная конструкция забоя и технология использовались при испытании скв. № 34. Васюганская и баженовская свиты были перекрыты фильтром и зацементированы. После проведения ПГД-БК и разрушения цементного кольца был получен приток нефти дебитом 8,3 м<sup>3</sup>/сут. на СДУ 980 м. Затем был закачен раствор хлористого кальция, произведены частичная перфорация фильтра и повторное ПГД-БК. В результате скважина начала фонтанировать дебитом 1,3 м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 1 мм. По КВД этой скважины также отмечается трещинный коллектор.

В 2013 г. была пробурена разведочная скв. № 7. Поровая емкость в ней по керну и по ГИС характерна для не-коллектора. Но при испытании в открытом стволе совместно баженовской и васюганской свит по КВД был зафиксирован приток и рассчитан дебит 0,033 м<sup>3</sup>/сут. Это доказывает, что коллектор

есть, но он, вероятно, трещинный. При испытании отдельно в эксплуатационной колонне этих объектов были получены близкие дебиты нефти. Впервые доказана продуктивность пласта Ю<sub>1</sub><sup>м</sup> и баженовской свиты. На основе этого предлагается провести совместное ГРП на васюганскую и баженовскую свиты с депрессией не более 3 МПа, чтобы не происходило схлопывание трещин [6].

Таким образом, оценка запасов микротрещинной емкости позволяет поднять перспективы месторождения на 20%, а с учетом макротрещинной и кавернозной емкостей – в 7 раз на отдельных участках. Но для вовлечения этих запасов необходимо все верхнеюрские пласты и баженовскую свиту эксплуатировать единым объектом разработки в открытом стволе или с незацементированной эксплуатационной колонной. Вскрывать верхнеюрские пласты необходимо на водной основе с депрессией на пласт и эксплуатировать при депрессиях не более 3 МПа [6].

#### **Прогноз нефтегазоносности коренных образований гранитов**

Для прогноза нефтегазоносности гранитных образований необходимо посмотреть на эту проблему с точки зрения мирового опыта, и прежде всего, – поисковых работ на шельфе Южного Вьетнама перед открытием широко известного уникального по запасам месторождения Белый Тигр.

Вначале поиски нефти велись в палеоген-эоценовых отложениях. Открыли в них нефть в 1975 г. с проницаемостью 1 мД (такой же, как на Трайгородско-Кондаковском месторождении в верхнеюрских залежах). Затем в 1986 г. получили притоки нефти в кровле кристаллического фундамента. В 1988 г. советские геологи открыли залежь в кристаллическом фундаменте с извлекаемыми запасами свыше 500 млн т. Высота залежи 1600 м, дебиты нефти – до 1000 т/сут. В гранитах Вьетнамского шельфа открыто более 20 месторождений и 90% запасов. Добыто более 200 млн т нефти. Вьетнам входит в десятку ведущих нефтедобывающих стран мира [8]. 33% или 450 месторождений, открытых в фундаменте нефтегазоносных провинций мира, связаны с гранитами [9].

На Трайгородско-Кондаковском месторождении после получения нестабильного притока нефти с максимальным дебитом 21,3 м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 5 мм из скв. № 217, вскрывшей граниты под баженовской свитой, был пробурено еще 11 поисковых скважин с целью поиска нефти в кровле гранитных



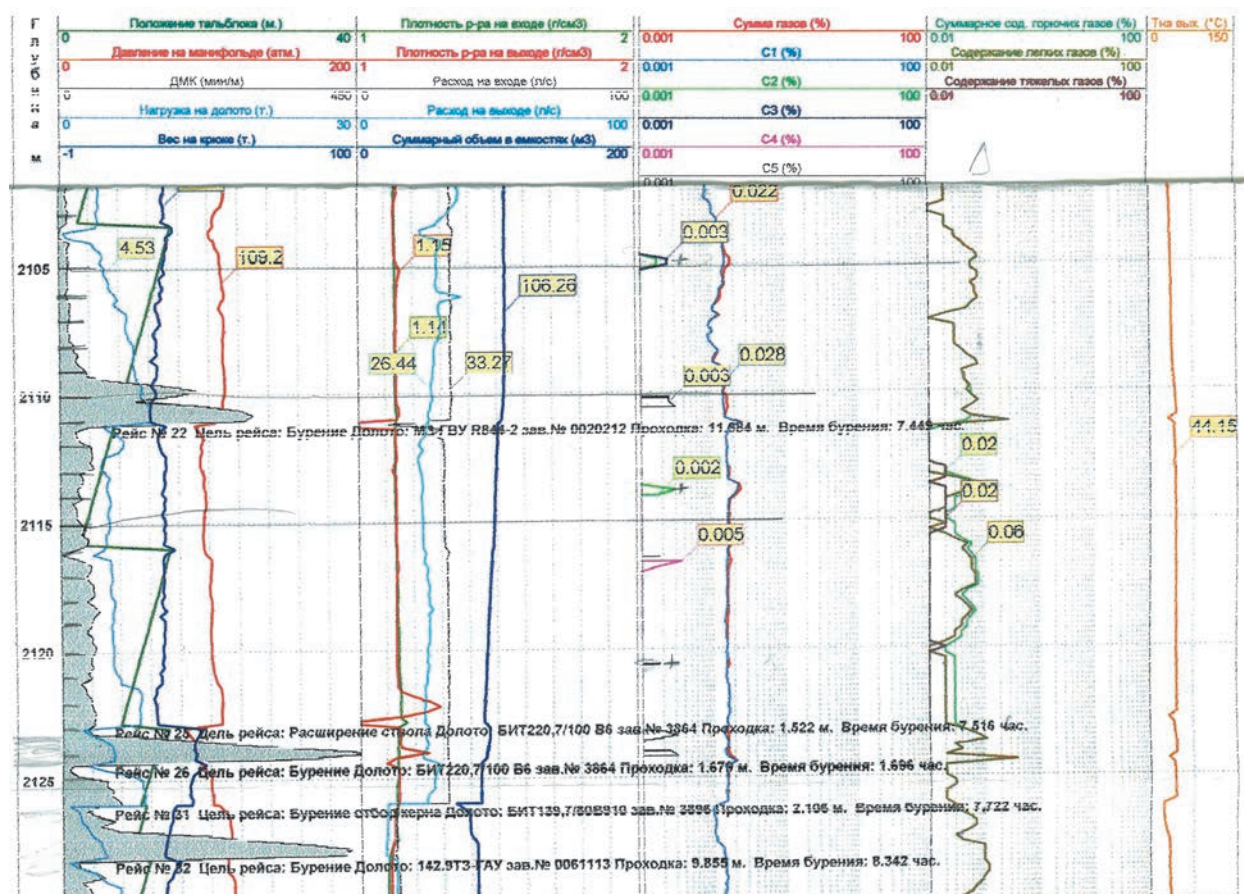


Рис. 2. Перспективный трещинный интервал 2104-2124 гранитных образований по газовому каротажу в скв. № 7

образований. Притоки нефти были получены еще в двух скважинах. В скв. 218 кратковременные притоки дебитом 24 м<sup>3</sup>/сут. за 3 часа на штуцере 15 мм и 288 м<sup>3</sup>/сут. за 15 минут мин на штуцере 2 мм. В скв. № 32 дебит нефти составил 0,9 м<sup>3</sup>/сут. на СДУ 1278 м. Согласно оценке, выполненной ИНГГ СО РАН (В.А. Конторович и др.), извлекаемые перспективные ресурсы нефти категории С<sub>3</sub> в пределах кровли Криволуцкого гранитного массива составили 20 млн т.

В 2013 г. разведочная скв. № 7 была углублена на 65 м в коренные образования гранитов с целью поиска в них нефти. По заключению газового каротажа данные образования не были выделены как перспективные. При их испытании в процессе бурения притока не было получено. На основе этого было сделано заключение об их непродуктивности. Однако повторный анализ данных газового каротажа показал, что в интервалах 2104–2124 м отмечалось семь кратковременных аномалий, связанных с вскрытием продуктивных трещин (рис. 2), которые были рекомендованы к испытанию.

Косвенным фактом, позволяющим сделать прогноз нефтеносности коренных гранитных образований, является необъяснимое на первый взгляд попадание палеозойской и тогурской (нижнеюрской) нефти в купольные верхнеюрские части месторождения. Наличие трещинного коллектора в гранитах, как раз и способствовало его заполнению этими нефтями и последующей вертикальной их миграции по трещинам и разломам в купольные части верхнеюрских отложений.

Исходя из данной модели генерации и миграции УВ, оценены прогнозные ресурсы D<sub>2</sub> Криволуцкого гранитного батолита. Площадь батолита составляет 400 км<sup>2</sup>. Эффективная нефтенасыщенная толщина прогнозируется равной расстоянию между тогурской и баженовской свитами – 500 м. Коэффициент трещинной емкости (0,017) брался по аналогии с месторождением Белый Тигр [10]. Коэффициент трещинной нефтенасыщенности – 0,9. Плотность 0,85 г/см<sup>3</sup> и пересчетный коэффициент 0,78 по аналогии с верхнеюрскими залежами. КИН трещинно-кавернозного коллектора 0,9. Исходя из данных параметров,

извлекаемые прогнозные ресурсы нефти составили 1,8 млрд т.

Таким образом, предлагаемая концепция заполнения трещинного коллектора Криво-лудского гранитного массива палеозойскими и тогурскими нефтями и мировой опыт открытия залежей нефти в гранитах позволяют дать достаточно высокую оценку прогнозных ресурсов. Поэтому рекомендуется пробурить параметрическую скважину вблизи скв. № 217 Чебачьей. Учитывая неустановившиеся фонтанирование скв. № 217 и 218 при испытании кровли гранитных образований и падение дебитов при депрессиях выше 4,2 МПа, необходимо их ограничивать до 3 МПа [6].

### **Заключение**

В итоге можно сделать следующие выводы.

- Несмотря на более чем полувековую историю ГРП на одном из самых больших по площади месторождений Томской области Трайгородско-Кондаковском с ТриЗ – ввод его в разработку даже с учетом современных технологий добычи и налоговых льгот остается под вопросом.
- Анализ геологических особенностей месторождения, связанных, прежде всего, с наличием гранитных образований, позволяет пересмотреть модель месторождения, его перспективы и подходы к геологоразведочным и эксплуатационным работам.
- Блоково-массивная модель месторождения с порово-трещинным коллектором позволяет увеличить перспективы верхнеюрских

отложений за счет Таежной площади и запасов, находящихся в трещинном коллекторе.

- Скважины необходимо бурить дальше от разломов, вскрывать их на водной основе с депрессией на пласт во избежание набухания глинистых минералов, испытание и эксплуатацию производить единым объектом в открытом стволе с депрессией на пласт не более 3 МПа.

- Модель генерации нефти в тогурской свите, ее миграции вверх через граниты по разломам и трещинам и аккумуляции в купольных частях верхнеюрских отложений позволяет очень высоко оценить прогнозные ресурсы  $D_1$  и  $D_2$  коренных образований гранитов, в отличие от перспективных ресурсов  $C_3$  кровельных частей гранитных образований.

- Существование благоприятных предпосылок обнаружения новых перспективных комплексов в гранитах на неосвоенных глубинах позволяет рекомендовать бурение параметрической скважины.

Предложенные новые взгляды на геологическое строение Трайгородско-Кондаковского месторождения нефти и новые подходы к ГРП при подтверждении прогнозных и перспективных ресурсов позволят не только доказать наличие крупного месторождения нефти, но и определить перспективу развития нового нефтегазодобывающего района на севере Томской области. Подтверждение этих перспектив позволит повысить прогнозные ресурсы других районов Томской области, имеющих аналогичные геологические особенности [11].

---

### **Литература**

1. Провоторов А.А. Главная цель – оптимизация затрат // Недра и ТЭК Сибири. 2014. № 6. С. 3–5.
2. Захаров С.В., Кравченко Г.Г., Парначев С.В., Скрипкин А.Г., Степанов А.Н., Сметанин А.В., Франц О.А. Трудноизвлекаемые запасы нефти Трайгородско-Кондаковского месторождения: от исследований керна к бурению горизонтальной скважины с многостадийным ГРП // Недра и ТЭК Сибири. 2014. № 1. С. 14–18.
3. Колясников Ю.А. Наноминералогия воды и биосферные процессы. Магадан: СВНЦ ДВО РАН. 2000. 64 с.
4. Чикишев Ю.А., Трушкин В.В., Шадрин Я.В. Опыт оценки трещинной емкости по скважине 32 Кондаковской в связи с оценкой перспектив Трайгородско-Кондаковского месторождения нефти / Труды 5 научно-технической конференции «Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений». 23–25 мая 2006 г. Томск: Изд. Томского университета. 2006. С. 89–93.
5. Чикишев Ю.А., Трушкин В.В., Шадрин Я.В. Результаты и проблемы исследования скважины № 5 Трайгородской, в связи с уточнением модели Трайгородско-Кондаковского месторождения нефти / Труды 6 научно-технической конференции «Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений». 22–25 мая 2007 г. Томск: Изд. Томского университета. 2007. С. 98–100.
6. Запывалов Н.П. Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео». 2003. 198 с.
7. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещинных коллекторов / Пер. с англ. под ред. А.Г. Ковалева. М.: Недра. 1986. 608 с.
8. Шан Н.Т., Донг Ч.Л., Горохов В.К., Тронов Ю.А. Результаты нефтепоисковых работ и перспективы открытия новых месторождений // Нефтяное хозяйство. 1996. № 8. С. 22–26.

9. Поспелов В.В. Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности. М. Ижевск: Институт комплексных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 2005.
10. Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Поспелов В.В., Дзюбло А.Д., Шнип О.А., Донг Ч.Л., Киреев Ф.А., Тронов Ю.А. Характер пустотности и состава пород нефтесодержащего фундамента шельфа южного Вьетнама // Нефтяное хозяйство. 1996. № 8. С. 27–29.
11. Ростовцев В.В. Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Томск: Изд-во ТПУ. 2012. 240 с.

---

UDC 553.98

V.V. Trushkin, PhD, LLC “Sibneftegazinnovatsiya 21”<sup>1</sup>, head of geological modeling and reserves estimation – chief geologist, Valery.Trushkin@ipc-oil.ru.

1 39, 177, Lenin ave., Tomsk, 634009, Russia.

**Abstract.** The article presents a 50-year geological-exploration history of the largest oil field area in Tomsk Oblast embracing hard-to-recover reserves, which, in its turn, is considered to be potentially non-productive in terms of layer-uplifted structures. Based on the examination of geological features, an up-dated block-massive model for fields involving porous-fractured reservoirs was advanced. This model is challenging in exploring potential Upper Jurassic sediments and identifies principally new approaches in geological survey. The basic characteristic feature of this field is the oil-saturated granitic accumulations in the reservoir roof embracing probable resources. The research results enhanced the possible oil productive forecasting and resource evaluation of bedding granites.

**Keywords:** crumbling petroleum reservoir; hydrodynamical drillhole research; fluid dynamic models; depression 3 megaPa; hard recoverable pore reserves

---

## References

1. Provotorov A.A. *Glavnaia tsel' – optimizatsiia zatrat* [The main objective - cost optimization]. *Nedra i TEK Sibiri*. 2014, no. 6, pp. 3–5.
2. Zakharov S.V., Kravchenko G.G., Parnachev S.V., Skripkin A.G., Stepanov A.N., Smetanin A.V., Frants O.A. *Trudnoizvlekaemye zapasy nefiti Traigorodsko-Kondakovskoe mestorozhdeniia: ot issledovaniia kura k bureniu gorizontnoi skvazhiny s mnogostadiinym GRP* [Stranded oil Traigorodsko-Kondakovskoe deposits from core studies for drilling horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing]. *Nedra i TEK Sibiri*, 2014, no. 1, pp. 14–18.
3. Koliashnikov Iu.A. *Nanominalogiia vody i biosfernye protsessy* [Nanomineralogy water and biosphere processes]. Magadan: SVNTs DVO RAN Publ. 2000. 64 p.
4. Chikishev Iu.A., Trushkin V.V., Shadrina Ia.V. *Opyt otsenki treshchinnoi emkosti po skvazhine 32 Kondakovskoi v sviazi s otsenkoi perspektiv Traigorodsko-Kondakovskogo mestorozhdeniia nefiti* [Experience fracture assessment capacity of the well 32 Kondakovskaya in connection with the assessment of the prospects Traigorodsko-Kondakovskoe oilfield]. *Trudy 5 nauchno-tehnicheskoi konferentsii «Sovremennye tekhnologii gidrodinamicheskikh i diagnosticheskikh issledovaniia skvazhin na vsekh stadiakh razrabotki mestorozhdenii»* [Proc. of the 5 scientific-technical Conference “Modern technologies of diagnostic and research wells at all stages of development of deposits”]. 23–25 May 2006. Tomsk: Tomsk University Publ. . 2006, pp. 89–93.
5. Chikishev Iu.A., Trushkin V.V., Shadrina Ia.V. *Rezultaty i problemy issledovaniia skvazhiny № 5 Traigorodskoi, v sviazi s utocnieniem modeli Traigorodsko-Kondakovskogo mestorozhdeniia nefiti* [Results and problems in the study of the well number 5 Traigorodskaya, due to the adjustment model Traigorodsko-Kondakovskoe oilfield]. *Trudy 6 nauchno-tehnicheskoi konferentsii «Sovremennye tekhnologii gidrodinamicheskikh i diagnosticheskikh issledovaniia skvazhin na vsekh stadiakh razrabotki mestorozhdenii»* [Proc. of the 6 scientific-technical Conference “Modern technologies of diagnostic and research wells at all stages of development of deposits”]. 22–25 May 2007. Tomsk: Tomsk University Publ. 2007, pp. 98–100.
6. Zapivalov N.P. Popov I.P. *Fluidodinamicheskie modeli zalezhei nefiti i gaza* [Fluid dynamic models of oil and gas]. Novosibirsk: SO RAN Publ., 2003. 198 p.
7. Golf-Rakht T.D. *Osnovy neftepromyslovoi geologii i razrabotki treshchinnykh kolektorov* [Fundamentals of petroleum geology and development of fractured reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 608 p.
8. Shan N.T., Dong Ch.L., Gorokhov V.K., Tronov Iu.A. *Rezultaty neftepoiskovykh rabot i perspektivy otkrytiia novykh mestorozhdenii* [The results of oil exploration and prospects for new discoveries]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1996, no. 8, pp. 22–26.
9. Pospelov V.V. *Kristallicheskii fundament: geologo-geofizicheskie metody izucheniia kolektorskogo potentsiala i neftegazonosnosti* [The crystalline basement: geological and geophysical methods for studying the collection-building and oil and gas]. Moscow-Izhevsk. 2005.
10. Arshiev E.G., Gavrilov V.P., Pospelov V.V., Dzublo A.D., Shnip O.A., Dong Ch.L., Kireev F.A., Tronov Iu.A. *Kharakter pustotnosti i sostava porod neftesoderzhashchego fundamenta shel'fa iuzhnogo V'etnama* [The nature of the density and composition of the rocks oily basement shelf of southern Vietnam]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1996, no. 8, pp. 27–29.
11. Rostovtsev V.V. *Perspektivy neftegazonosnosti iugo-vostoka Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii* [Petroleum potential south-east of the West Siberian oil and gas province]. Tomsk: TPU Publ., 2012, 240 p.