

УДК 553.98+622.276+665.6

ТАНАЧИ-МОКТАКОНСКАЯ ЗОНА НЕФТЕГАЗОАККУМУЛЯЦИИ – ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ ОБЪЕКТ СОВМЕЩЕНИЯ ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ

Битнер Александр Карлович¹,
ABitner@sfu-kras.ru

Безбородов Юрий Николаевич¹,
YBezborodov@sfu-kras.ru

Прокатень Елена Вячеславовна¹,
EProkaten@sfu-kras.ru

Орловская Нина Фёдоровна¹,
NOrlovskaya@sfu-kras.ru

¹ Институт нефти и газа Сибирского федерального университета,
Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82, стр. 6.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью воспроизводства и расширения ресурсной базы территории Красноярского края за счёт вовлечения в разработку нефтей и конденсатов сложного химического состава, содержащих меркаптаны, сероводород и серу.

Цель: охарактеризовать состав и определить закономерности формирования нефтей и конденсатов ароматико-нафтенно-метанового типа в Таначи-Моктаконской зоне нефтегазоаккумуляции, расположенной на Бахтинском мегавыступе Сибирской платформы; разработать предложения по подготовке флюидов этой зоны до требований их транспортировки по трубопроводным системам на нефтеперерабатывающие заводы.

Объекты: залежи нефти и конденсата ароматико-нафтенно-метанового состава в пределах территории Бахтинского мегавыступа западной части Сибирской платформы.

Методы: геокартирование границ Таначи-Моктаконской зоны нефтегазоаккумуляции в отложениях таначинской (горизонт А-I) нижнего-среднего кембрия (Є₁₋₂), абакунской и моктаконской (А-V, А-VI) свит нижнего кембрия (Є₁); изучение геологических условий и состава и свойств нефти и конденсата, полученных из этих горизонтов в скважинах Танчинской, Моктаконской площадей; анализ и обобщение материалов по очистке сероводород- и меркаптано-содержащих нефти и газоконденсата на промыслах.

Результаты. Бахтинский мегавыступ хоть и обладает широким развитием ароматико-нафтенно-метановых нефтей и конденсатов, содержащих меркаптаны и серу, остаётся перспективной территорией, так как магматизм оказал негативное воздействие на первичные залежи нефти и конденсата главным образом в отложениях нижнего и нижнего-среднего кембрия. На основе анализа материалов бурения и состава пластовых флюидов околонуль Таначи-Моктаконская зона нефтегазоаккумуляции в отложениях таначинской, абакунской и моктаконской свит нижнего-среднего и нижнего кембрия. Концептуально решение проблемы использования нефти и конденсата сложного состава предлагается в рамках создания здесь пионерного территориального совмещения добычи и переработки углеводородов.

Ключевые слова:

Нефть, газ, конденсат, меркаптаны, сера, ловушки, Сибирская платформа, Бахтинский мегавыступ, совмещённый добывающий и перерабатывающий комплексы.

Введение

Объектом исследования является уникальная по своему геологическому строению и насыщенности интрузиями территории Бахтинского мегавыступа, обладающая одним из наиболее полных разрезов палеозоя запада Сибирской платформы и интенсивной насыщенностью трапповыми интрузивами.

На данной территории открыты залежи нефти и конденсата ароматико-нафтенно-метанового состава на целом ряде площадей (рис. 1). В этих углеводородных флюидах обнаружены меркаптаны, сероводород и сера, что сдерживает развитие геологоразведочных работ в перспективном регионе.

В пределах Бахтинского мегавыступа по ряду геологических параметров выделена Таначи-Моктаконская зона, границы которой являются условными. Поэтому стояла задача визуализации её гра-

ниц. Для решения такой задачи необходимо знание условий и причин формирования сернистых соединений в нефти и конденсате, сероводорода и газах.

Наличие биостромных построек (моктанский, таначинский горизонты) и структур обложения (абакунский горизонт), а также предполагаемых антиклинальных и комбинированных ловушек, может создать предпосылки для аккумуляции в них больших масс углеводородов (УВ).

Несмотря на то, что зона нефтегазоаккумуляции относится к перспективным территориям сложного геологического строения и существенного предпринимательского риска, рейтинг её значительно возрастёт в случае качественной подготовки нефти и конденсата в условиях промыслов, так как она находится в 140–150 км на восток от крупной речной артерии р. Енисей. Это позволяет в случае подтверждения значительных перспектив нефтегазо-

ности организовать транспортное сообщение по зимникам для разворота геологоразведочных работ. Снижение предпринимательского риска и повышение эффективности поисковых работ остаётся здесь одной из приоритетных задач.

Перспективы нефтегазоносности территории подтверждены открытием двух месторождений и промышленных притоков УВ на ряде площадей.

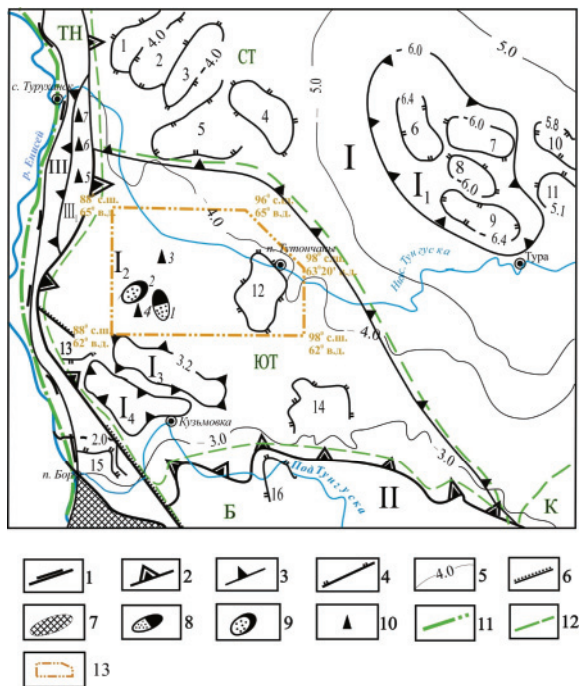


Рис. 1. Фрагмент схемы запада Сибирской платформы с элементами нефтегазгеологического районирования и положением исследуемой территории [1]: 1 – границы распространения юрско-меловых отложений северо-восточной части Западно-Сибирской плиты. Контуры тектонических элементов запада Сибирской платформы: 2 – надпорядковых, 3 – первого порядка, 4 – второго порядка, 5 – изогипсы (км) отражающего горизонта Б (IV) в кровле тэтэрской (собинской) свиты венда-нижнего кембрия, 6 – разрывные нарушения, 7 – выходы на дневную поверхность образований кристаллического фундамента. Месторождения и перспективные площади: 8 – нефтегазовые, 9 – газоконденсатные, 10 – недоизученные залежи нефти и газа. Границы элементов нефтегазгеологического районирования: 11 – Лено-Тунгусской НГП, 12 – областей и районов. Надпорядковые структуры: I – Курейская синеклиза, II – Байкитская антеклиза, III – Турухан-Норильская гряда. Структуры 1-го порядка: I₁ – Туринская впадина, I₂ – Бахтинский мегавыступ, I₃ – Тынепский мегавал, I₄ – Сухобахтинская впадина, III₁ – Курейско-Баклановский мегавал. Структуры 2-го порядка: 1 – Северореченский вал, 2 – Северный структурный залив, 3 – Агатский вал, 4 – Бильчанский свод, 5 – Ерачиминский структурный залив, 6 – Эмбенчиминская котловина, 7 – Нижнеэмбенчиминский вал, 8 – Кочечумское поднятие, 9 – Тембенчиминский прогиб, 10 – Корвунчанский прогиб, 11 – Усть-Турунское поднятие, 12 – Тутончанское поднятие, 13 – Имбакский вал, 14 – Учаминский выступ, 15 – Сумарочихинский выступ, 16 – Полигусский выступ. Нефтегазоносные области и самостоятельные нефтегазоносные районы: СТ – Северо-Тунгусская, ЮТ – Южно-Тунгусская, Б – Байкитская, К – Катангская, ТН – Турухан-Норильская. Месторождения нефти и газа: 1 – Моктаконское, 2 – Таначинское. Площади с недоизученными залежами: 3 – Нижнетунгусская, 4 – Усть-Дельтулинская, 5 – Сухотунгусская, 6 – Подкаменная, 7 – Нижнелектинская.

Fig. 1. Fragment of the scheme of the West Siberian platform with elements of oil and gas geological zoning and the position of the study area [1]: 1 is the boundaries of the Jurassic-Cretaceous sediments of the North-Eastern part of the West Siberian plate. Contours of tectonic elements of the West Siberian platform: 2 – major, 3 – the second largest, 4 – the third largest, 5 are the isohypses (km) of the reflecting horizon B (IV) in the roof of the teterskaya (sobinskaya) suites of the Vendian-lower Cambrian, 6 are the disjunctive dislocations, 7 are the exits to the day surface of the crystalline basement formations. The fields and prospective areas: 8 – oil and gas, 9 – gas condensate, 10 – undiscovered oil and gas deposits. Boundaries of elements of oil and gas geological zonation of: 11 – Leno-Tungusskaya petroleum province, 12 – regions and districts. Major structures: I – Kureiskaya syncline, II – Baikit anteclise, III – Turukhano-Norilskaya ridge. Second largest structures: I₁ – Turinskaya basin, I₂ – Bakhtinsky megaledge, I₃ – Tinepsky megaarch, I₄ – Suhobakhtinskaya basin, III₁ – Kureisko-Baklaninsky megaarch. Third largest structures: 1 – Severorechensky arch, 2 – North structural bay, 3 – Agatsky arch, 4 – Bilchansky arch, 5 – Erachiminsky structural bay, 6 – Embenchiminsky basin, 7 – Nizhneembenchiminsky arch, 8 – Kochechumsky raising, 9 – Tembenchiminsky trough, 10 – Korvunchansky trough, 11 – Ust-Turunsky raising, 12 – Tutonchansky raising, 13 – Imbasky shaft, 14 – Uchaminsky ledge, 15 – Sumarochihinsky ledge, 16 – Poligussky ledge. Oil and gas areas and independent oil and gas bearing areas: CT – North Tungusskaya, YT – South Tungusskaya, B – Baikitskaya, K – Katangskaya, TH – Turukhano-Norilskaya. Deposits of oil and gas: 1 – Mokatonskoe, 2 – Tanachinskoe. Areas with understudied deposits: 3 – Nizhnetungusskaya, 4 – Ust-Deltulin-skaya, 5 – Suhotungusskaya, 6 – Podkamennaya, 7 – Nizhnelektinskaya

Представления о строении месторождений и геологической обстановке территории

Модели строения месторождений Бахтинского мегавыступа существенно различаются и по мнению А.К. Битнера и других [2]: «...отражают взгляды самих авторов».

Л.Л. Кузнецов, С.Н. Распутин [3] считают, что ловушки носят следы проявления разрывной тектоники, то есть залежи пластовые, сводовые, пластово-массивные, блоковые, контролируемые дизъюнктивами.

Принципиально иную модель – рифовую – предложили Ю.А. Иванов, И.П. Мясникова [4].

Рифовую модель Моктаконского месторождения поддерживает Н.В. Мельников [5, 6]. Он предполагает, что [6]: «судя по направленности изменения мощностей, наличию структур облекания в абакунской свите, карбонаты моктаконской ситы образуют амплитудные рифовые органогенные постройки».

Наиболее объективные модели Моктаконского, Таначинского месторождений и залежей газа Нижнетунгусской и Усть-Дельтулинской площадей предложила, с нашей точки зрения, А.О. Гордеева [7]. Согласно данным этого автора [7] и более ранних схожих моделей [3], все выявленные залежи контролируются одноименными структурами, входящими [3]: «в Таначинско-Моктаконскую зону поднятий, усольско-бельского межсолового резервуара» по изогипсе – 2970 м.

Таблица 1. Характеристика месторождений и проявлений нефти и газа Бахтинского мегавыступа

Table 1. Characteristics of the deposits and oil and gas occurrences of the Bakhtinsky megaledge

Месторождение Field	Свита и её возраст Suite and its age	Фазовое состояние Phase state	Название горизонта и его индекс Horizon name and its index
Моктаконское Moktakonskoe	Моктаконская, C_1mkt Moktakonskaya, C_1mkt	Нефть Oil	Моктаконский (A-VI) Moktakonsky (A-VI)
	Абакунская, C_1ab Abakunskaya, C_1ab	Конденсат Condensate	Абакунский (A-V) Abakunsky (A-V)
	Таначинская, $C_{1-2}tn$ Tanachinskaya, $C_{1-2}tn$	Нефть, газ, конденсат Oil, gas, condensate	Таначинский (A-I) Tanachinsky (A-I)
Таначинское Tanachinskoe	Таначинская, $C_{1-2}tn$ Tanachinskaya, $C_{1-2}tn$	Конденсат Condensate	Таначинский (A-I) Tanachinsky (A-I)
Усть-Дельтулинское Ust-Deltulinskoe	Моктаконская, C_1mkt ; абакунская, C_1ab Moktakonskaya, C_1mkt ; abakunskaya, C_1ab	Газ Gas	Моктаконский (A-VI), абакунский (A-V) Moktakonsky (A-VI), Abakunsky (A-V)
Нижнетунгусское Nizhnetungusskoe	Таначинская, $C_{1-2}tn$ Tanachinskaya, $C_{1-2}tn$	Конденсат Condensate	Таначинский (A-I) Tanachinsky (A-I)

Неопределённость в морфологии ловушек и их размеров связана в первую очередь с недостаточной подготовленностью ловушек сейсморазведкой [3] по продуктивным уровням нижнего–среднего и нижнего кембрия, ограниченными возможностями сейсморазведки на момент ввода структур в поисковое бурение.

Продуктивные горизонты. В пределах Бахтинского мегавыступа в разрезе выделяется два потенциально нефтегазоносных осадочных комплекса – рифей-вендский и ниже-среднекембрийский. В центральной части мегавыступа месторождения нефти и газа выявлены в ниже-, среднекембрийском сульфатно-галогенно-карбонатном нефтегазоносном комплексе и они локализованы в трёх продуктивных горизонтах: моктаконском (C_1mkt), абакунском (C_1ab), таначинском ($C_{1-2}tn$), приуроченных к одноименным свитам. Каждому из этих горизонтов ранее [3] были присвоены буквенно-цифровые обозначения (табл. 1).

Самый нижний горизонт – A-VI, выделен по данным бурения ряда скважин в верхней части моктаконской свиты. Представлен горизонт доломитами серыми, темно-серыми, слоями сульфатноносными, кавернозными, пористыми. Толщины горизонта от 34 до 55 м. Пористость изменчива и достигает 16,7 % при проницаемости $23,86 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Вверх по разрезу над этим горизонтом располагается горизонт A-V, локализованный в абакунской свите. Она представлена доломитами черными с прослоями серых известняков, общей толщиной 60–88 м. Практически всю толщину свиты занимает одноименный продуктивный горизонт A-V. Пористость коллекторов установлена по данным гидродинамических исследований и составляет 11–13 %.

Гидродинамические режимы обоих горизонтов характеризуются превышением пластового давления над условным гидростатическим на 25 %, что указывает на их высокие коллекторские свойства.

Самый верхний продуктивный горизонт A-I в объёме таначинской свиты продуктивен на Таначинском и Моктаконском месторождениях. Он представлен известняками и доломитами темными, серыми и темно-серыми иногда органогенными, кавернозными, со стилолитовыми швами. Об-

щая толщина горизонта варьирует от 75 до 145 м (рис. 2), т. е. в среднем 100–110 м. Пористость пород горизонта-коллектора 5–15 редко 20 %, проницаемость не выше $27 \cdot 10^{-3}$ мкм². На других территориях в этом горизонте выделяется до пяти пластов-коллекторов, которые индексируются от A-I-1 до A-I-5. В горизонте коллекторе A-V по аналогии с осинским горизонтом могут выделяться пласты A-V-1 и A-V-2. Как правило, эти пласты имеют гидродинамическую связь в пределах горизонта.

Флюидные контакты: газ–нефть, нефть–вода, газ–вода во всех случаях приняты условно по результатам ГИС или испытания скважин и требуют дополнительного обоснования в процессе поисково-оценочной стадии работ.

Состав флюидов. Газы по осреднённым значениям компонентов свободных газов залежей горизонта меняются от углеисло-метановых до метаново-углекислых (табл. 2).

Таблица 2. Характеристика свободных газов горизонта A-I месторождений Бахтинского мегавыступа

Table 2. Characteristics of free gases of A-I horizon of the Bakhtinsky megaledge deposits

Компонент Component	Месторождения/Fields			
	Моктаконское Moktakonskoe	Таначинское Tanachinskoe	Усть-Дельтулинское Ust-Deltulinskoe	Нижнетунгусское Nizhnetungusskoe
CH ₄	66,73	64,23	73,81	41,77
C ₂ H ₆ +	5,99	5,55	1,36	0,68
CO ₂	24,34	20,07	7,70	46,96
H ₂ S	–	5,90	0,229	0,087
N ₂	2,94	4,25	16,90	10,50

Газы низкоконденсатные, низкобензиновые – менее 50 г/м³. Вниз по разрезу они приобретают тенденцию к утяжелению. Например, даже в газе, растворенном в воде (интервал 3339–3361 м, скважина № 7), содержание C₂H_{6+вышш} составляет 15,9 %. Жирность газа и полуэмпирические коэффициенты C₂/C₃ и (C₁–C₄)/C₅ в этом газе составляют соответственно 78,7 и 22,2 и указывают на связь с нефтяным скоплением [7], что подтверждается плёнками нефти в пластовой воде.

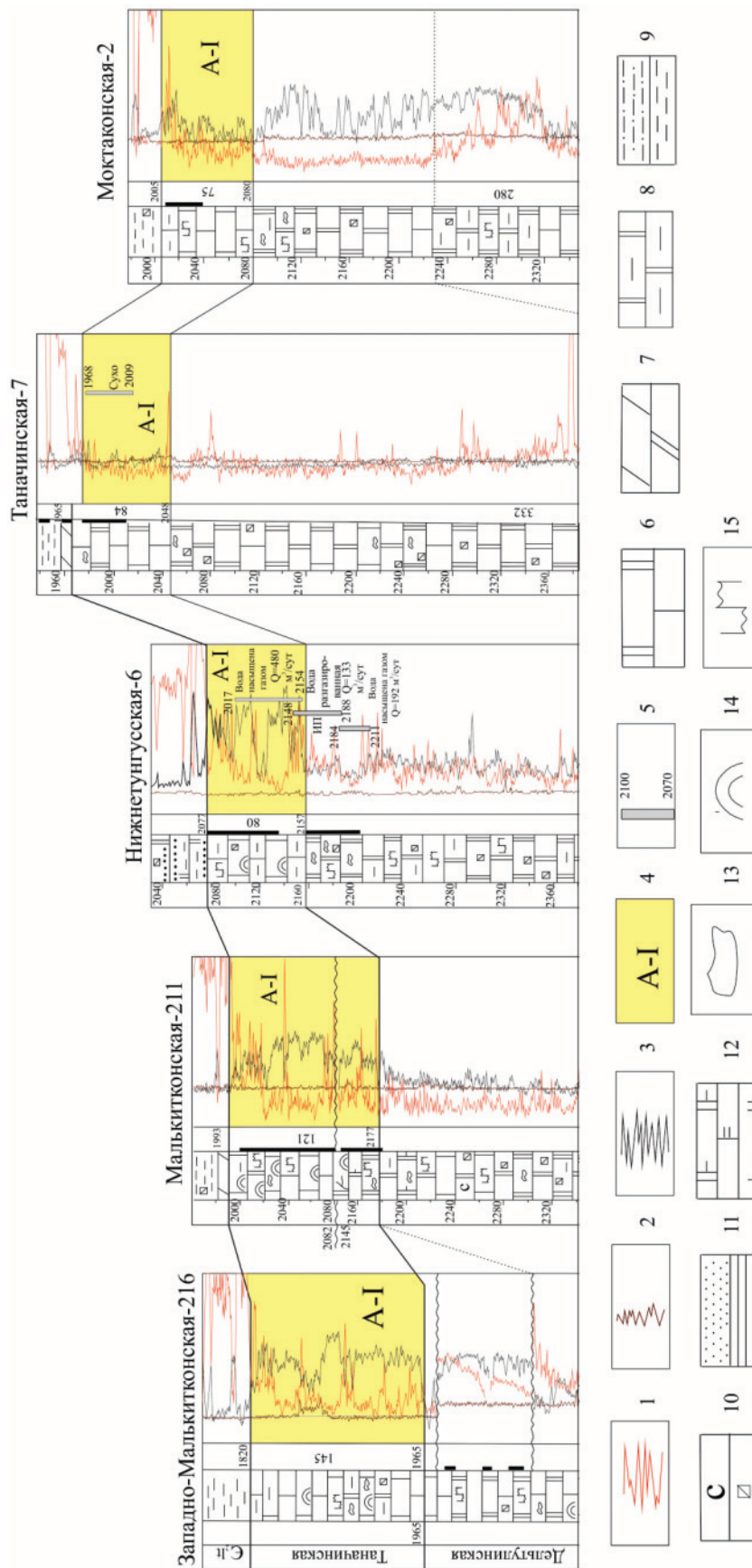


Рис. 2. Схема выделения горизонта A-I на Бахтинском мегавыступе: 1 – гамма кривые (ГК), 2 – кривые нейтронно-гамма каротажа (НГК), 3 – нейтронно-гамма каротажа (НГК), 4 – интервалы залегания горизонта A-I, 5 – интервалы перфорации. Литология пород: 6 – доломиты и известняки, 7 – мергели известковые, доломитовые, 8 – доломиты глинистые, 9 – алевролиты, аргиллиты, 10 – соли каменные, ангидрит, 11 – песчаники, глины, 12 – доломит известковый, 13 – неморские беззвероночные, 14 – органические породы, 15 – стилолиты

Fig. 2. Scheme of allocation of the horizon A-I on the Bakhtinsky megalege. Logging curves: 1 – gamma ray logging, 2 – neutron gamma ray logging, 3 – neutron gamma ray logging, 4 – intervals of the horizon A-I, 5 – perforation intervals. Lithology of rocks: 6 – dolomites and limestones, 7 – calcareous and dolomitic marls, 8 – dolomite marls, 9 – siltstone, mudstone, 10 – rock salt, anhydrite, 11 – sandstones, clays, 12 – dolomite lime, 13 – non-marine invertebrates, 14 – organic rocks, 15 – stylolites

Как видно из табл. 2, азот и углеводороды $C_2H_{6+высш}$ занимают промежуточное положение.

Газы гелиеносные, содержание гелия варьирует от 0,087 до 0,115–0,229 об. %, сероводородные (0,155–11,60 об. %).

Конденсаты и Таначинского, и Моктаконского месторождений, локализованные в залежах горизонтов А-I и А-V, изучены лишь в одной скважине Моктаконского месторождения (скв. 1) и двух скважинах Таначинского газоконденсатного месторождения (скв. 2 и 3). Конденсаты лёгкие, сернистые (табл. 3).

Таблица 3. Физико-химические характеристики конденсатов

Table 3. Physico-chemical characteristics of condensates

Месторождение Field	Плотность, кг/м ³ Density, kg/m ³	Смолы фактические, мг/100 мл Actual resin, mg/100 ml	Сера, мас. % Sulfur, wt. %
Моктаконское Moktakonskoe	810,9	727,0	3,82
Таначинское Tanachinskoe	821,3	509,5	5,24

В Канаде и США сера при содержаниях её от 2 до 30 % считается сопутствующей продукцией, а сероводород менее 2 % – побочной продукцией [8].

Групповой углеводородный состав конденсата изучен в горизонте А-I для обоих месторождений (рис. 3). Изучение проведено методами газо-жидкостной хроматографии. Максимальными концентрациями в ряду н-алканов обладают соединения C_6-C_{12} . В ряду соединений C_6-C_{12} пик (18,47 % на сумму н-алканов) приходится на C_9 . В общем балансе ароматических УВ на долю ксилолов приходится 28,8 (преобладает метаксилон), толуола – 11,9, этилбензола – 5 %. Особенность такого распределения ароматических УВ заключается в большем содержании ксилолов в конденсате, чем толуола.

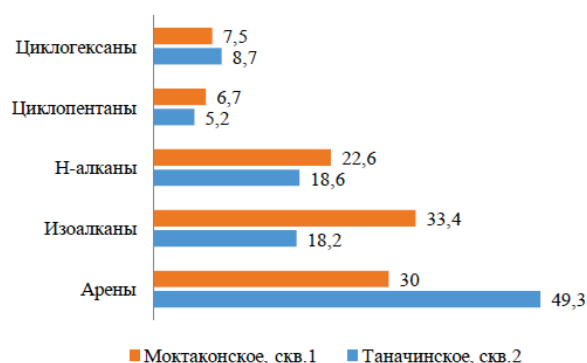


Рис. 3. Групповой углеводородный состав бензиновых фракций конденсата (н. к. 150 °C) горизонта А-I Таначинского и Моктаконского месторождений. Н. к. – начало кипения, мас. %

Fig. 3. Hydrocarbon composition of condensate gasoline fractions (s. b. 150 °C) of A-I horizon of Tanachinsky and Moktakonsky fields. B. s. – the beginning of the boil, wt. %

Нефть изучена в горизонте А-VI лишь в одной скважине на Моктаконском месторождении. Нефть этого горизонта лёгкая (822,4 кг/м³), малосмолистая (0,96 мас. %), малопарафинистая (0,93 мас. %), сернистая (1,789–2,532 мас. %). В фракции 150–200 °C содержание общей серы составляет 1,991 мас. % [1]. Нефть подвижная и имеет вязкость 3,19 мм²/с. Характерной особенностью является её высокая сернистость. Сераорганические соединения в нефти представлены главным образом меркаптанами и сульфидами, на долю которых приходится 0,705 и 0,903 мас. %, соответственно. Дисульфиды, тиофены, сероводород, элементарная сера отсутствуют. По общему групповому составу нефть относится к ароматико-нафтеновому классу. По физико-химическим свойствам и содержаниям серы нефть близка к нефтям осинского горизонта (Б-I) Братского газоконденсатного месторождения в Ангаро-Ленской нефтегазоносной области [9]. В мире такие нефти преобладают, по данным И.Г. Яценко, они составляют почти 70,7 % [10]. По данным того же автора среднесернистые нефти (0,5–2,0 %) разрабатываются во многих уникальных месторождениях мира и России: Шэнли (Китай), Тиа-Хуана (Венесуэла), Каламкас (Казахстан), Ромашкинское, Самотлорское (Россия) и другие [10].

На основании анализа литологического состава пород по керну скважин, состава нефтей и газов, площадей распространения интрузивного магматизма очерчены границы распространения в горизонте А-I газов с повышенными содержаниями CO_2 и H_2S , конденсатов и нефтей ароматико-метанового состава, наметились границы распространения Таначи-Моктаконской зоны нефтегазоаккумуляции (ЗНГН) (рис. 4). Можно с большой степенью вероятности утверждать, что в пределах этой зоны нефтегазоаккумуляции по отложениям таначинской свиты и её аналогов будут открыты новые залежи сернистых газов и нефтей ароматико-метанового состава.

Условия образования залежей УВ в Таначи-Моктаконской ЗНГН определили особенности сформировавшихся в ней скоплений. Согласно приведённым исследованиям, газы и конденсаты, и в первую очередь горизонта А-I, для Лено-Тунгусской провинции являются уникальным углеводородным скоплением. Уникальность состоит в том, что в пробе конденсата из скважины 2 Таначинской газоконденсатной залежи с глубины 1880 м получен флюид, почти на половину состоящий из ароматических УВ (49,3 мас. %), и на 83 % он представлен низкокипящими соединениями при высокой плотности флюида – 834,0 кг/м³.

Такая ситуация объясняется воздействием магматических интрузий, на что также обратили внимание Н. Шюфилд (N. Schofield) и С. Холфорд (S. Holford) [11]. Они показали, что [11]: «движение магмы...и её последующее извержение может оказать сильное влияние на углеводородные системы в перспективных осадочных бассейнах». Влия-

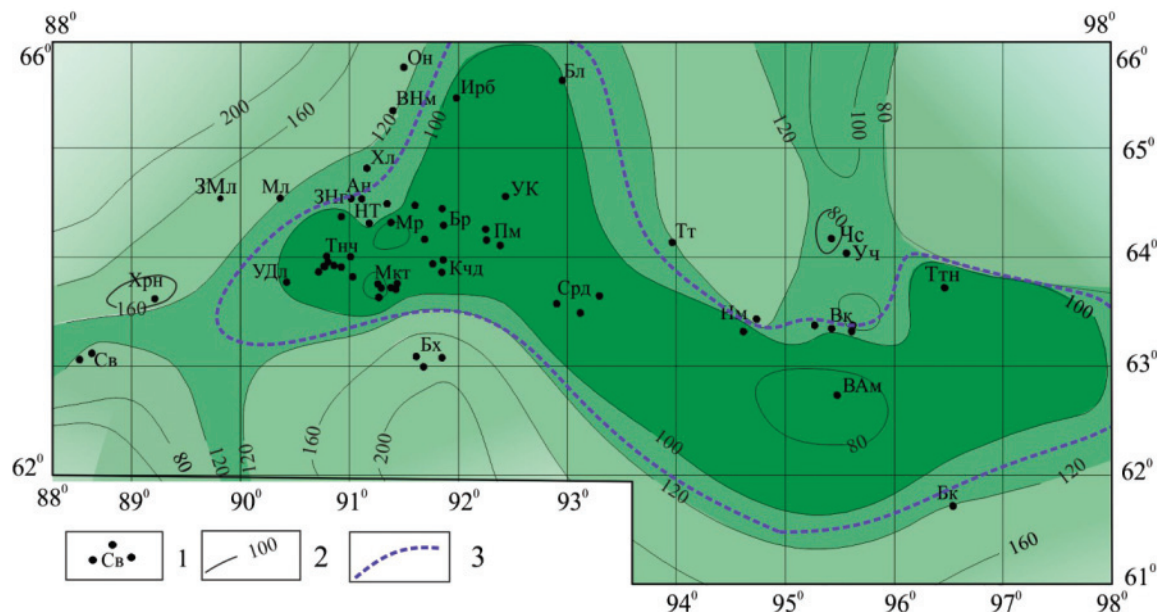


Рис. 4. Прогнозируемые контуры Таначи-Моктаконской ЗНГН горизонта А-I в отложениях таначинской свиты и её аналогов: 1 – площади параметрического и поискового бурения, 2 – изопакхиты Таначинского горизонта (А-I), 3 – контуры Таначи-Моктаконской зоны по горизонту А-I. Перечень площадей бурения: Ан – Анакитская, Бк – Байкитская, Бл – Бильчанская, Бр – Буруская, Бх – Бахтинская, ВАм – Верхнеамнунаканская, Вк – Вакунайская; Внм – Верхненимдинская, ЗМл – Западно-Малькитконская, ЗНг – Западно-Ногинская, Им – Имбинская, Ирб – Ирбуклинская, Кчд – Кочумдекская, Мл – Малькитконская, Мр – Марская, НТ – Нижнетунгуская, Он – Онёкская, Пм – Пойменная, Св – Светлая, Срл – Сурундаконская, Тм – Тутончанская, Тнч – Тэтэнчиминская, Тнч – Таначинская, УК – Усть-Кочумдекская, УДл – Усть-Дельтулинская, Уч – Учминская, Хрн – Хуриндинская, Чс – Чисковская

Fig. 4. Projected contours of Tanachi-Moktakonsky oil and gas accumulation zones of the horizon A-I in the sediments of tanachinsky suite and its analogues: 1 are the areas of parametric and exploratory drilling, 2 are the isopachytes of Tancinco horizon (A-I), 3 are the contours of Tanachi-Moktakonsky zone of the horizon A-I. List of the areas of drilling: Ан – Anakitskaya, Бк – Baikitskaya, Бл – Belchanskaya, Бр – Buruskaya, Бх – Bakhtinskaya, ВАм – Verkhneamnunakansky, Вк – Vakunayskaya; Внм – Verkhnenimdinskaya, ЗМл – Zapadno-Malkitkonkaya, ЗНг – Zapadno-Noginskaya, Им – Imbinskaya, Ирб – Irbuclinskaya, Кчд – Kochumdekskaya, Мл – Malkitkonkaya, Мр – Maruskaya, НТ – Nizhnetunguskaya, Он – Oneskaya, Пм – Poimennaya, Св – Svetlaya, Срл – Suringdakonskaya, Тм – Tutonchinskaya, Тнч – Tetenchiminskaya, Тнч – Tanachinskaya, УК – Ust-Kochumdekskaya, УДл – Ust-Deltulinskaya, Уч – Uchaminsky, Хрн – Churindinskaya, Чс – Chiskovskaya

ние интрузий на любой из компонентов углеводородной системы чаще составляет «25–30 % от мощности интрузий» [12]. Кроме этого, определённые изменения состава нефтей, конденсатов и газов могли произойти при фильтрации их через сульфатно-карбонатные породы [13].

Доказано, что изменение состава газов с накоплением кислых компонент является следствием влияния интрузий на вмещающие карбонатные породы и мигрирующий поток УВ. Образовавшиеся при термической деструкции кислые газы сохранились в межтрапповом горизонте А-I. Об этом свидетельствует возраст газов, определённый по гелий-аргоновому отношению. Он составляет 183–204 млн лет, что соответствует фазе интенсивного развития траппового магматизма в среднем и верхнем триасе, и как следствие этого переформирование залежей из нижележащих венд-кембрийских залежей в вышележащие кембрийские толщи. Выполненный ранее анализ интрузивных траппов по площади и разрезу показал их преобладание в разрезе от 0 до абсолютной глубины – 2000 м. Причем они не затрагивают моктакон-

скую и абакунскую свиты (горизонты А-V, А-VI) [14]. Используя эту закономерность, можно предположить распространение наименее ароматизированных нефтей и конденсатов, а также газов, содержащих минимальное количество кислых компонент в составе свободных газов залежей (рис. 5).

Историю образования углеводородных скоплений, по данным Т.К. Баженовой с соавторами [15], может характеризовать изотопный состав углерода (ИСУ) газов и конденсатов. Сравнение ИСУ газов и конденсатов в залежах разновозрастных отложений отдельных территорий запада Сибирской платформы показало (рис. 6), что в газах и конденсатах кембрия Таначи-Моктаконской ЗНГН наблюдается значительное утяжеление ИСУ и он изменяется в диапазоне от –30,8 до –36,5 ‰.

Нефтематеринскими породами для отложений кембрия принято считать терригенные и терригенно-карбонатные фации венда-риффея в рифейских прогибах [16]. В настоящее время для определения нефтематеринского потенциала пород используют пиролиз органического вещества на установках Rock Eval [17, 18] и отражательную способность

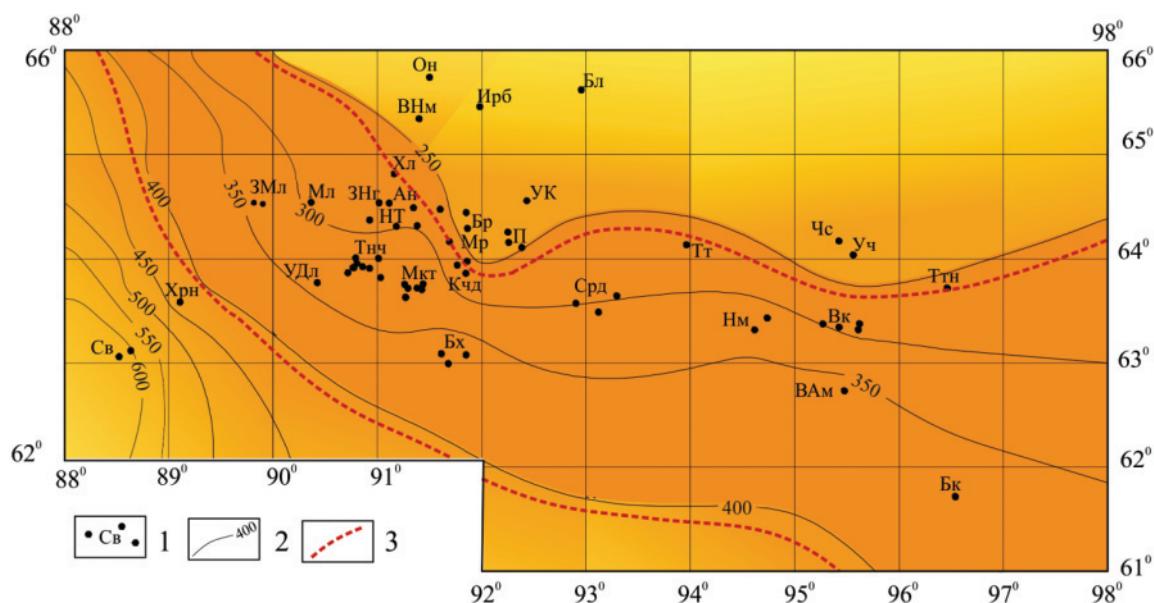


Рис. 5. Схема изопакхит бурусской и абакунской свит нижнего кембрия и их аналогов (горизонты А-IV и А-V): 1 – площади параметрического и поискового бурения, 2 – изопакхиты перспективных интервалов бурусской и абакунской свит и их аналогов, 3 – перспективная зона на поиски нефти и газа в горизонтах А-IV, А-V, А-VI. Перечень площадей глубокого бурения на рис. 4

Fig. 5. Scheme of isopachytes of burusskaya and abakunskaya suites of the lower Cambrian and their analogues (horizons A-IV and A-V): 1 are the areas of parametric and exploratory drilling, 2 are the isopachytes of promising intervals of burusskaya and abakunskaya suites and their analogues, 3 is the promising zone for oil and gas exploration in horizons A-IV, A-V, A-VI. The list of areas of deep drilling is in Fig. 4

витринита (R⁰) [19]. Для территории Таначи-Моктаконской ЗНГН нами изучены единичные данные пиролиза рифейских отложений в скважине 216 Западно-Малькитконской и скважине 211 Малькитконской площадей.

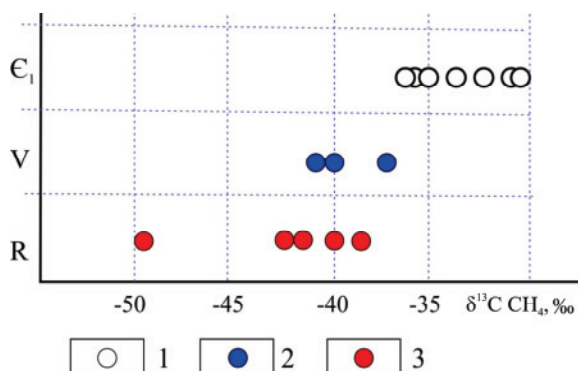


Рис. 6. Сравнение ИСУ газов и конденсатов в залежах, локализованных в разновозрастных отложениях: 1 – залежи в кембрийских отложениях Бахтинского мегавыступа, 2 – залежи вендских толщ Катангской седловины, 3 – залежи рифейских толщ Байкитской антеклизы

Fig. 6. Comparison of ICU (isotopic composition of carbon) for gases and condensates in deposits localized in different age sediments: 1 are the deposits in the Cambrian sediments of the Bakhtinsky megaledge, 2 are the deposits of the Vendian strata of the Katanga saddle, 3 are the deposits of the Riphean strata of the Baikite antecline

Судя по результатам пиролиза пород из отложений рифея и венда Таначи-Моктаконской ЗНГН, здесь они прошли стадию нефтеобразования (МК₁–МК₃) и вошли в главную зону газообра-

зования Т_{max}=462 °С – МК₄, продолжая продуцировать жидкие УВ С₅₊высш., которые накапливаясь совместно с газообразными УВ в отложениях горизонтов А-I-A-V (Т_{max}=415–457 °С) и повлияли на все аспекты углеводородной среды [20], образовав газоконденсатные системы в этих горизонтах.

В процессе миграции через сульфатно-карбонатные отложения нижнего кембрия газоконденсатные системы обогатились сернистыми и ароматическими компонентами под воздействием траппового магматизма [1]. Образовавшиеся сернистые нефти и конденсаты требуют соответствующей подготовки их к транспортировке.

Подготовка флюидов Моктаконской ЗНГН к транспортировке по трубопроводам на НПЗ

Нефть Моктаконского месторождения содержит от 1,65 [3] до 2,53 мас. % общей серы, причём на долю меркаптановой серы приходится 34,7, на долю сульфидной – 44,4, остаточной – 20,9 отн. % [1]. Дисульфиды, тиофены, сероводород, элементарная сера не были обнаружены.

Характерная особенность химического состава газовых конденсатов Таначи-Моктаконской зоны нефтегазоаккумуляции – это наличие в них anomalously высоких концентраций меркаптановой серы. Данный показатель позволяет выделить сернистые газовые конденсаты и сопутствующие им лёгкие нефти этой зоны в особый класс меркаптансодержащего нефтяного сырья, которое неприемлемо смешивать с обычными нефтями. Кроме этого, такое меркаптановое нефтяное сырьё по аналогии с нефтями Сейсморазведочной площади со-

держит 79–110 мг/л хлористых солей, поэтому требует более тщательной подготовки на установках их обессоливания для защиты оборудования от коррозии. Вследствие высокого содержания в бензинах, керосинах и дизельных фракциях как меркаптановой, так и общей серы рекомендуется подвергать их «гидроочистке или демеркаптанизации» процессами типа «Мерокс» [21], основанными на экстракции меркаптанов щелочью и последующей регенерации меркаптидсодержащих щелочных растворов [21, 22].

Для выбора метода десульфуризации нефтей Таначи-Моктаконской зоны, содержащих меркаптаны, необходимы дополнительные вспомогательные инженерные исследования.

Технологии сероочистки нефти, нефтепродуктов, углеводородных газов и сточных вод

В связи с вводом в промышленную разработку малых месторождений с нерентабельными и трудноизвлекаемыми запасами значительно возросли объёмы добычи и переработки экологически рискованных нефтей, газоконденсатов и углеводородных газов, содержащих низкомолекулярные меркаптаны и сероводород.

Они вызывают интенсивную коррозию нефтяного оборудования и трубопроводов, увеличивая тем самым угрозу создания аварийных ситуаций и утечек нефти в окружающую среду.

Для решения данной задачи непосредственно на месторождении могут быть использованы методы:

- нейтрализации с применением доступных реагентов-нейтрализаторов;
- жидкофазного окисления низкомолекулярных меркаптанов до дисульфидов кислородом воздуха.

Процесс демеркаптанизации сырой нефти

Метод жидкофазного окисления был положен в основу разработанных в «Волжском научно-исследовательском институте углеводородного сырья» (ВНИИУС) технологиях демеркаптанизации сырья (ДМС и ДМД) [23], суть которых заключается в окислении содержащихся в углеводородном сырье низкомолекулярных меркаптанов кислородом воздуха в щелочной среде в присутствии разработанной и производимой во ОАО «ВНИИУС» каталитической композиции сероочистки «ИВКАЗ» [23].

Очистка широкой фракции лёгких углеводородов

Для очистки широкой фракции лёгких углеводородов (ШФЛУ) и сжиженных газов от сернистых соединений ($H_2S + RSH + COS + CS_2$) ОАО «ВНИИУС» разработан эффективный абсорбционный щелочной процесс ДМД-2М «с окислительной каталитической регенерацией щелочного раствора» [23].

Процесс основан на спиртово-щелочном гидролизе $COS + CS_2$ и абсорбции $CO_2 + H_2S + RSH$ щелочью с последующим каталитическим окислением меркаптидов и ксантогенатов в дисульфиды, токсичного сульфида натрия в нетоксичные сульфат и

тиосульфат натрия кислородом воздуха. Технология ДМД-2М успешно эксплуатируется с 2000 г. для очистки ШФЛУ. Процесс ДМД-3 позволяет очистить лёгкую и тяжёлую нефть от меркаптанов до 5 ppm. Оба процесса реализованы в промышленном масштабе в Иране для очистки пропана, бутана и нефти [23] и могут быть рекомендованы для очистки ШФЛУ газов Таначи-Моктаконской ЗНГН.

Очистка углеводородных газов

Рациональная утилизация добываемого попутного нефтяного газа (ПНГ) считается одной из наиболее актуальных задач в области энерго- и ресурсосбережения. Использование попутного газа для выработки электрической и тепловой энергии на газопоршневых или газотурбинных станциях остаётся для территорий с отсутствием инфраструктуры наиболее привлекательным вариантом утилизации. Основной проблемой использования ПНГ Таначи-Моктаконской ЗНГН в качестве топливного газа печей и энергоустановок, а также производства товарных сжиженных продуктов является присутствие в его составе сероводорода. Сероводород высокотоксичный и коррозионно-активный компонент, и его наличие в попутном газе вызывает необходимость предварительной сероочистки.

Многие технологии удаления сероводорода из газа требуют применения высокого давления и наличия высокоразвитой инфраструктуры предприятия, что влечёт за собой значительное увеличение капитальных вложений. Это практически невозможно и нерационально для подготовки ПНГ в промысловых условиях для мелких и средних месторождений, расположенных в удалённых инфраструктурно неразвитых территориях.

Кроме этого, разработанные и успешно внедряемые в мире технологии сероочистки природного газа рассчитаны на высокие производительности по сырью, поэтому для малых и средних месторождений они далеко не всегда могут быть адаптированы для подготовки ПНГ. Такой широкий набор особенностей требует применения простой технологии сероочистки. В ОАО «ВНИИУС» разработано несколько вариантов процесса «СЕРОКС-ГАЗ» [23] для удаления сероводорода из попутного нефтяного газа, которые могут быть реализованы для месторождений Таначи-Моктаконской ЗНГН в промысловых условиях. Технология «СЕРОКС-ГАЗ» удовлетворяет требованиям для исследуемых месторождений и позволяет очищать газ до нужных кондиций. При этом появляется возможность утилизировать в пласт образуемые сульфатно-карбонатные стоки, близкие по составу к пластовой воде, ибо экологически опасного продукта – элементарная сера, при этом способе очистки не образуется.

Утилизация сернисто-щелочных отходов

Одна из важных экологических проблем в нефтегазовой отрасли – это утилизация сернисто-ще-

лочных отходов. На многих предприятиях сернисто-щелочные стоки (СШС) сбрасываются в щелочную канализацию, смешиваются с другими стоками и подаются на биохимические очистные сооружения. Такие условия вряд ли могут быть обеспечены на данном перспективном промысле в связи с его расположением в инфраструктурно неразвитом регионе.

Поэтому одним из наиболее эффективных может стать метод жидкофазного каталитического обезвреживания СШС кислородом воздуха. Процесс «СЕРОКС» обеспечивает очистку сернисто-щелочных стоков до остаточного содержания сульфидной серы 20 мг/л [24], что соответствует нормам приёма стоков на очистные сооружения.

Заключение

Расширение Таначи-Моктаконской зоны нефтегазоаккумуляции (ЗНГН) в восточном направлении существенно увеличивает перспективы данной территории. В её пределах целесообразно проведение параметрического бурения для изучения

генерационного потенциала рифей-вендских толщ.

В пределах зоны наиболее вероятно существование ловушек антиклинального типа, интенсивно осложненных разрывами, поэтому здесь необходимо применение в комплексе сейсморазведки МОГТ новых технологий – фокусирующих преобразований, дающих для таких ловушек хороший результат.

Нефть Моктаконского месторождения уникальна и представляет большую ценность: наполовину состоит из ароматических углеводородов (толуол и ксилолы содержатся в высоких концентрациях), в основном содержит низкокипящие углеводороды (выход фракции, выкипающей до 200 °С, составляет 83 %). При этом плотность нефти достаточно высока – до 834 кг/м³.

Обогащённость сернистыми соединениями не будет препятствием к транспортировке потребителям по магистральным нефтепроводам и наливным транспортом при использовании современных и действенных приемов удаления меркаптанов и сероводорода в процессе подготовки нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Битнер А.К. Особенности геологии и геохимии триады «нефть–конденсат–газ» залежей Южно-Тунгусской нефтегазоносной области и перспективы их комплексного использования. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2010. – 113 с.
2. Битнер А.К., Поздняков В.А. Новые технологии геологической разведки. Месторождения углеводородов Сибирской платформы и прилегающих территорий: монография. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2017. – 324 с.
3. Нефтегазоносность древних продуктивных толщ запада Сибирской платформы / А.К. Битнер, В.А. Кригин, Л.Л. Кузнецов, Г.Д. Назимков и др. – Красноярск: КФ «СНИИГГиМС», ПГО «Енисейнефтегазгеология», 1990. – 114 с.
4. Иванов Ю.А., Мясникова И.П. Новые аспекты перспектив нефтегазоносности северных районов Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2000. – № 03. URL: <http://geolib.narod.ru/Journals/OilGasGeo/2000/03/Stat/04/stat04.html> (дата обращения 09.06.2019).
5. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. – 148 с.
6. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018. – 177 с.
7. Гордеева А.О. Критерии прогноза нефтегазоносности Южно-Тунгусской области с высоким развитием траппового магматизма (Лено-Тунгусская провинция): автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Новосибирск, 2011. – 270 с.
8. Buckingham D.A. Availability of elemental Sulphur and pyrites concentrate – market economy countries // Informat. Circular US Bureau of Mines. – 1986. – № 9106. – P. 1–23.
9. Геохимия нефтей и конденсатов и природных газов рифей-вендских и кембрийских отложений Сибирской платформы / Сост. Д.И. Дробот, Р.Н. Преснова, А.Э. Конторович и др. – М.: Недра, 1988. – 242 с.
10. Яценко И.Г. Физико-химические свойства сернистой нефти // Вестник Российской Академии естественных наук (Западно-Сибирское отделение). – 2017. – Вып. 20. – С. 26–41.
11. Schofield N., Holford S. Impact of Volcanic and Igneous Rocks on Hydrocarbon Exploration // AAPG/SEG International Conference and Exhibition. – London, England, October 15–18, 2017. – 1 p.
12. Effects of igneous intrusions on the petroleum system: a review / K. Senger, J. Millett, S. Planke, K. Ogata et al. // First Break. – June 2017. – V. 35. – № 6. – P. 47–56.
13. Чухмачев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем. – М.: Недра, 1983. – 231 с.
14. Геолого-технологические аспекты освоения углеводородного сырья Таначи-Моктаконского перспективного нефтегазоносного района / А.К. Битнер, А.В. Беляева, О.П. Бережная, А.С. Субботин // Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири: матер. 2-й науч.-практ. конф. Т. 2. / отв. ред. С.П. Зайцев. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2015. – С. 166–168.
15. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы / под ред. д-ра геол.-минерал. наук А.И. Варламова; канд. геол.-минерал. наук А.П. Афанасенкова. – М.: ВНИГНИ, 2014. – 128 с.
16. Филиппов Ю.А. Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Новосибирск, 2015. – 40 с.
17. Behar F., Beaumont V., De B. Pentead H.L. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments // Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP. – 2001. – V. 56. – № 2. – P. 111–134. URL: http://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/articles/ogst/pdf/2001/02/behar_v56n2.pdf (дата обращения 15.06.2019).
18. Peters K. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis // AAPG Bull. – 1986. – V. 70. – № 3. – P. 318–329.
19. Magmatic activities and their impacts on oil/gas formation in the southwestern Ordos Basin, Central China / Rongxi Li, Futian Liu, Sanzhong Li, Shengli Xi, D.J. Lehrmann // Special Issue: Geology of Silk Road – Central China. – March 2018. – V. 2. – P. 178–179. URL: <https://doi.org/10.1002/gj.3022> (дата обращения 09.06.2019).
20. Seismic imaging and petroleum implications of igneous intrusions in sedimentary basins constrained by outcrop analogues and seismic data from the Neuquén Basin and the NE Atlantic / S. Planke, O. Rabbel, O. Galland, J.M. Millet et al. // 10 Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos Simposio de Geofísica: La Geofísica como vínculo entre el conocimiento de la tier-

- ra y la sociedad. – Buenos Aires, IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y el Gas), 2018. – P. 343–365. URL: http://vbpr.no/wp-content/uploads/2018/11/Planke-2018-Conexplo-Mendoza_small.pdf (дата обращения 15.06.2019).
21. Javadli R., De Klerk A. Desulfurization of heavy oil // Appl. Petrochem. Res. – 2012. – V. 1. – P. 3–19. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/81546024.pdf> (дата обращения 09.06.2019).
22. Progress in the Technology for Desulfurization of Crude Oil / Liu Lin, Lü Hong, Qian Jianhua, Xing Jinjuan // China Petroleum Processing and Petrochemical Technology. – 2010. – V. 12. – № 4. – P. 1–6.
23. Технологии ВНИИУС для сероочистки нефти, нефтепродуктов, углеводородных газов и сточных вод / А.М. Мазгаров, А.Ф. Вильданов, И.Р. Аслямов и др. // Нефтегаз-Интехэко: сб. науч. тр. – М.: ООО ИНТЕХЭКО, 2008. – С. 13–15.
24. АО ВНИИУС. Очистка нефти, нефтепродуктов и сточных вод от меркаптанов и сероводорода. URL: <http://vniius.com/technologies/petroleum-refining-and-gas-condensate/protsess-dms-1/> (дата обращения: 09.06.2019).

Поступила 18.06.2019 г.

Информация об авторах

Битнер А.К., кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа Института нефти и газа Сибирского федерального университета.

Безбородов Ю.Н., доктор технических наук, профессор кафедры топливообеспечения и горюче-смазочных материалов Института нефти и газа Сибирского федерального университета.

Прокатень Е.В., кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа Института нефти и газа Сибирского федерального университета.

Орловская Н.Ф., доктор технических наук, профессор кафедры топливообеспечения и горюче-смазочных материалов Института нефти и газа Сибирского федерального университета.

UDC 553.98+622.276+665.6

TANACHI-MOKTAKONSKY OIL AND GAS ACCUMULATION ZONE – POTENTIAL OBJECT OF COMBINATION OF PRODUCTION AND PROCESSING

Alexander K. Bitner¹,
ABitner@sfu-kras.ru

Yury N. Bezborodov¹,
YBezborodov@sfu-kras.ru

Elena V. Prokaten¹,
EProkaten@sfu-kras.ru

Nina F. Orlovskaya¹,
NOrlovskaya@sfu-kras.ru

¹ Siberian Federal University,
82, bld. 6, Svobodny Avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russia.

The relevance of the research is determined by the necessity of reproduction and expansion of oilfields area resource base in the Krasnoyarsk region by involving in the development of oils and condensates of complex chemical composition containing mercaptans, hydrogen sulfide and sulfur.

The main aim of the research is to characterize composition and to define the regularities of formation of oil and condensates aromatic-naphthene-methane type in Tanachi-Moktakonsky zone of oil and gas accumulation, located on Bakhtinsky megaledge of the Siberian platform; to develop proposals for preparation of fluids of this zone of oil and gas accumulation before requirements of their transportation through pipeline systems to refinery.

Objectives of the research are the deposits of oil and condensate of aromatic-naphthenic-methane composition within the territory of the Bakhtinsky megaledge of the Western part of the Siberian platform.

Methods: geomapping of borders of Tanachi-Moktakonsky zone of oil and gas accumulation in sediments tanachinsky (A-I horizon) lower-middle-Cambrian (E_{1-2}), abakunsky and moktakonsky (A-V, A-VI) of suites of the lower Cambrian (E_1); study of geological conditions and composition and properties of oil and condensate received from these horizons in wells of Tanachinsky, Moktakonsky areas; analysis and generalization of materials on cleaning a hydrogen sulfide- and mercaptans oil and gas condensate on crafts.

Results. Although the Bakhtin megaledge has a wide development of aromatic-naphthene-methane oils and condensates containing mercaptans and sulfur, it remains a promising area, since magmatism has had a negative impact on primary deposits of oil and condensate mainly in the sediments of the lower and lower-middle Cambrian. Based on the analysis of drilling materials and composition of the reservoir fluids the Tanachi-Moktakonsky zone of oil and gas accumulation is contoured in sediments of tanachinsky, abakunsky and moktakonsky suites of lower-middle and lower Cambrian. A conceptual solution to the problem of using oil and condensate of complex composition is proposed in the framework of the creation here of innovative territorial combination of production and processing of hydrocarbons.

Key words:

Oil, gas, condensate, mercaptans, sulfur, traps, Siberian platform, Bakhtinsky megaledge, combination of production and processing complexes.

REFERENCES

1. Bitner A.K. Osobennosti geologii i geokhimii triady «neft-kondensat-gaz» zalezhey Yuzhno-Tungusskoy neftegazonosnoy oblasti i perspektivy ikh kompleksnogo ispolzovaniya [Features of geology and geochemistry of the oil-condensate-gas triad of the South-Tunguska oil and gas bearing area and the prospects for their integrated use]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2010. 113 p.
2. Bitner A.K., Pozdnyakov V.A. Novye tekhnologii geologicheskoy razvedki. Mestorozhdeniya uglevodorodov Sibirskoy platformy i privileyushchikh territoriy. Monografiya [New technologies of geological exploration. Hydrocarbon fields of the Siberian platform and adjacent territories. Monograph]. Krasnoyarsk, Siberian Federal University Press, 2017. 324 p.
3. Bitner A.K., Krinin V.A., Kuznetsov L.L., Nazimkov G.D. Neftegazonosnost drevnikh produktivnykh tolshch zapada Sibirskoy platformy [Oil and gas potential of ancient productive strata of the West of the Siberian platform]. Krasnoyarsk, KF SNIIGGiMS, PGO Yeniseineftegazgeologia Publ., 1990. 114 p.
4. Ivanov Yu.A., Myasnikova I.P. Novye aspekty perspektiv neftegazonosnosti severnykh rayonov Sibirskoy platformy [New aspects of evaluation of oil and gas prospects of northern regions of Siberian platform]. *Geologiya nefti i gaza*, 2000, no. 3. Available at: <http://geolib.narod.ru/Journals/OilGasGeo/2000/03/Stat/04/stat04.html> (accessed 9 June 2019).
5. Melnikov N.V. Vend-kembriiskiy solenosny bassein Sibirskoy platformy (Stratigrafiya, istoriya razvitiya) [Vendian-Cambrian salt pool of the Siberian platform (Stratigraphy, history of development)]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2009. 148 p.
6. Melnikov N.V. Vend-kembriiskiy solenosny bassein Sibirskoy platformy (Stratigrafiya, istoriya razvitiya) [Vendian-Cambrian salt-pool of the Siberian platform (Stratigraphy, history of development)]. 2nd ed. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2018. 177 p.
7. Gordeeva A.O. Kriterii prognoza neftegazonosnosti Yuzhno-Tungusskoy oblasti s vysokim razvitiem trappovogo magmatizma (Leno-Tungusskaya provintsia). Avtoreferat Kand. nauk [Criteria for predicting oil and gas potential of the South Tunguska region with a high development of trap magmatism (Leno-Tungusskaya province). Cand. Diss. Abstract]. Novosibirsk, 2011. 270 p.
8. Buckingham D.A. Availability of elemental Sulphur and pyrites concentrate – market economy countries. *Informat. Circular US Bureau of Mines*, 1986, no. 9106, p. p. 1–23.

9. Drobot D.I., Presnova R.N., Kontorovich A.E. *Geokhimiya neftey i kondensatov i prirodnykh gazov rifey-vendskikh i kembriiskikh otlozhenii Sibirskoy platformy* [Geochemistry of oil and condensates and natural gases of the Riphean-Vendian and Cambrian sediments of the Siberian platform]. Moscow, Nedra Publ., 1988. 242 p.
10. Yaschenko I.G. Physico-chemical properties of sour crude oil. *Bulletin of the Russian Academy of Natural Sciences (West-Siberian Branch)*, 2017, vol. 20, pp. 26–41. In Rus.
11. Schofield N., Holford S. Impact of Volcanic and Igneous Rocks on Hydrocarbon Exploration. *AAPG/SEG International Conference and Exhibition*. London, England, October 15–18, 2017. 1 p.
12. Senger K., Millett J., Planke S., Ogata K. Effects of igneous intrusions on the petroleum system: a review. *First Break*, June 2017, vol. 35, no. 6, pp. 47–56.
13. Chakhmachev V.A. *Geokhimiya protsessy migratsii uglevodorodnykh sistem* [Geochemistry of migration of hydrocarbon systems]. Moscow, Nedra Publ., 1983. 231 p.
14. Bitner A.K., Belyaeva A.V., Berezhnaya O.P., Subbotin A.S. Geologo-tehnologicheskie aspekty osvoeniya uglevodorodnogo syr'ya Tanachi-Moktakonskogo perspektivnogo neftegazonosnogo rayona [Geological and technological aspects of exploration of hydrocarbons from the Tanachi-Moktakonsky promising oil and gas region]. *Geologiya, geofizika i mineralnoe syr'ye Sibiri. Materialy 2-y naauchno-prakticheskoy konferentsii* [Geology, geophysics and mineral resources of Siberia. Proc. 2nd scientific-practical conference]. Novosibirsk, SNIIGGIMS Publ., 2015. Vol. 2, pp. 166–168.
15. Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zhiglova T.P. *Neftematerinskie formatsii, nefi i gazy dokembriya i nizhnego-srednego kembriya Sibirskoy platformy* Avtoreferat Diss. Kand. nauk [Oil source formations, oil and gases of the Precambrian and the Lower-Middle Cambrian of the Siberian platform. Cand. Diss. Abstract]. Moscow, 2014. 128 p.
16. Filiptsov Yu.A. *Neftegazonosnost verkhnego proterozoya zapadnoy chasti Sibirskoy platformy*. Avtoreferat Diss. Dokt. nauk [Oil and gas potential of the Upper Proterozoic of the western part of the Siberian Platform. Dr. Diss. Abstract]. Novosibirsk, 2015. 40 p.
17. Behar F., Beaumont V., De B. Pentead H.L. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments. *Oil & Gas Science and Technology*, Rev. IFP, 2001, vol. 56, no. 2, pp. 111–134. Available at: https://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/articles/ogst/pdf/2001/02/behar_v56n2.pdf (accessed 15 June 2019).
18. Peters K. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bull.*, 1986, vol. 70, no. 3, pp. 318–329. Available at: <https://doi.org/10.1007/s13203-012-0006-6> (accessed 15 June 2019).
19. Rongxi Li, Futian Liu, Sanzhong Li, Shengli Xi, Lehrmann D.J. Magmatic activities and their impacts on oil/gas formation in the southwestern Ordos Basin, Central China. *Special Issue: Geology of Silk Road – Central China*, March 2018, vol. 2, pp. 178–179. Available at: <https://doi.org/10.1002/gj.3022> (accessed 9 June 2019).
20. Planke S., Rabbel O., Galland O., Millet J.M. Seismic imaging and petroleum implications of igneous intrusions in sedimentary basins constrained by outcrop analogues and seismic data from the Neuquén Basin and the NE Atlantic. *10 Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos Simposio de Geofísica: La Geofísica como vínculo entre el conocimiento de la tierra y la sociedad*. Buenos Aires, IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y el Gas), 2018. pp. 343–365. Available at: http://vbpr.no/wp-content/uploads/2018/11/Planke-2018-Conexpro-Mendoza_small.pdf (accessed 15 June 2019).
21. Javadli R., De Klerk A. Desulfurization of heavy oil. *Appl. Petrochem. Res.*, 2012, vol. 1, pp. 3–19. Available at: <https://core.ac.uk/download/pdf/81546024.pdf> (accessed 9 June 2019).
22. Liu Lin, Lü Hong, Qian Jianhua, Xing Jinjuan. Progress in the Technology for Desulfurization of Crude Oil. *China Petroleum Processing and Petrochemical Technology*, 2010, vol. 12, no. 4, pp. 1–6.
23. Mazgarov A.M., Vildanov A.F., Aslyamov I.R. *Tekhnologii VNI-IUS dlya serooschistki nefi, nefteproduktov, uglevodorodnykh gazov i stochnykh vod* [VNIUS technologies for desulphurization of petroleum, petroleum products, hydrocarbon gases and wastewater]. Moscow, OOO INTECHECO Publ., 2008. pp. 13–15.
24. *Ochistka nefi, nefteproduktov i stochnykh vod ot merkaptanov i serovodoroda* [Purification of oil, petroleum products and wastewater from mercaptans and hydrogen sulfide]. Available at: <http://vniius.com/technologies/petroleum-refining-and-gas-condensate/protsess-dms-1/> (accessed 9 June 2019).

Received: 18 June 2019.

Information about the authors

Alexander K. Bitner, Cand. Sc., associate professor, Siberian Federal University.

Yuri N. Bezborodov, Dr. Sc., professor, Siberian Federal University.

Elena V. Prokaten, Cand. Sc., associate professor, Siberian Federal University.

Nina F. Orlovskaya, Dr. Sc., professor, Siberian Federal University.