

МОДЕЛЬ ЮЖНО-ТИГЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

А.И. Сивцев, О.Н. Чалая, И.Н. Зуева*
Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск, Россия

В статье рассматривается геологическое строение Южно-Тигянского нефтяного месторождения, которое до настоящего времени остается недоразведанным. Приводятся геолого-промысловые характеристики, результаты различных оценок геологических и извлекаемых запасов и ресурсов.

На основе данных сейсморазведочных работ и сопоставления толщин подгоризонтов XIa, XIб и XIв в разрезах скважин предложена взбросовая модель строения залежи в районе расположения единственной промышленно продуктивной скважины Р-102. Показано, что наложение подгоризонта XIб с улучшенными коллекторскими свойствами в разрезе скважины и повышенная трещиноватость зоны взброса не могут увеличить продуктивность скважины почти на порядок, поэтому сделано предположение о глубинной подпитке залежи по разрывному нарушению. Геохимические показатели состава нефтей и особенности распределения молекул-биомаркеров могут свидетельствовать о смешанном девонско-пермском генезисе нефти Южно-Тигянского месторождения.

Сделан вывод о высокой перспективности подсолевого среднепалеозойского комплекса отложений.

Ключевые слова: Анабаро-Хатангская седловина, верхний палеозой, месторождение, галокинез, взброс, средний палеозой, перспективы нефтегазоносности

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.20>

Для цитирования: Сивцев А.И., Чалая О.Н., Зуева И.Н. Модель Южно-Тигянского месторождения тяжелой нефти. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 2. С. 279-283. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.20>

Введение

В настоящее время в пределах континентального шельфа моря Лаптевых проводятся ширококомасштабные сейсморазведочные работы различными недропользователями (ПАО НК «Роснефть», ОАО «Газпром» и другими). Высокие перспективы нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых отмечаются многими исследователями. Но при этом следует учитывать, что арктический шельф является самым труднодоступным в плане проведения геологоразведочных работ как по климатическим, так и транспортно-инфраструктурным условиям.

Вместе с тем и береговая часть моря Лаптевых остается крайне слабоизученной территорией Сибирской платформы. Здесь геологоразведочные работы на нефть и газ проводились в два основных этапа. На первом этапе, в 40-50-х гг. прошлого столетия, организация «Главсевморпуть» проводила поисково-разведочные работы на нефть и газ в Анабаро-Хатангском междуречье для обеспечения топливом судов курсирующих по Северному морскому пути. В ходе этих работ, на территории Республики Саха (Якутия) были открыты два небольших месторождения нефти – Южно-Тигянское и Чайдахское. На втором этапе, в 80-90-х гг. прошлого столетия, была отработана сеть профилей МОГТ с общей протяженностью 6570 км и пробурено несколько глубоких скважин. Результаты этих работ не привели к открытию месторождения нефти и газа.

Вместе с тем, учитывая промышленные притоки и некоторый объем добычи нефти из Южно-Тигянского месторождения, мы считаем целесообразным уточнить модель строения, закончить доразведку и осуществить подсчет запасов.

Постановка проблемы

Южно-Тигянское месторождение находится в пределах Анабаро-Хатангской седловины, которая, по нашим представлениям, входит в состав Лено-Анабарского прогиба. Месторождение приурочено к одноименной брахиантиклинальной складке субширотного простирания. Ее размеры по нижнемеловым отложениям составляют 19×6 км, амплитуда – 700 м. Шарнир складки образует два купола – западный и восточный, разделенные седловиной, при этом восточный купол выше западного примерно на 200 м. Вскрытый глубоким бурением разрез на месторождении представлен верхнепалеозойско-нижнемезозойским комплексом терригенных отложений. В невоскрытой части предполагается развитие довольно мощного терригенно-карбонатного среднепалеозойского (до 1 км), карбонатного нижнепалеозойского (до 1,3 км) и докембрийского чехла.

Промышленная нефтегазоносность Южно-Тигянского месторождения связана с отложениями (горизонт) кровельной части нижнекожевниковской свиты нижней перми. Продуктивный горизонт XI с суммарной толщиной 70-90 м залегает в интервале глубин 1580-1720 м. Максимальный приток в 15,3 м³/сут нефти был получен в скважине Р-102, заложенной на западном куполе. Из этой же скважины был получен приток газа до 1445 м³/сут. В других скважинах на западном куполе дебиты варьируют от 0,1 до 2 м³/сут. На восточном куполе притоки нефти не превышают 0,3 м³/сут. Плотность нефти высокая – от 0,930 до 0,970 г/см³, в среднем 0,950 г/см³ (Калинко, 1959).

XI горизонт разделяется на три песчаных подгоризонта – XIa, XIб, XIв с толщиной от 10 до 49 м, обладающих повышенными коллекторскими свойствами относительно разделяющих их аргиллитовых прослоев с толщиной до 12 м. Песчаники мелкозернистые, в различной степени глинистые и алевритистые, слабо

*Ответственный автор: Алексей Иванович Сивцев
E-mail: maraday@yandex.ru

цементированные глинисто-слюдисто-кремнистым и карбонатным цементом. В скважине Р-102 подгоризонт XIa вскрыт в интервале 1583-1605 м, XIб – 1617-1630 м, XIв – 1639-1670 м. Лучшими коллекторскими свойствами обладает подгоризонт XIб. Открытая пористость песчаников горизонта достигает 26%, в среднем составляет 11%, проницаемость достигает 0,068 мкм², при средних значениях 0,004 мкм². Пластовое давление в середине продуктивного интервала 1617-1630 м составляет 14,27 МПа, пластовая температура – 32,4 °С.

Всего зафиксированная накопленная добыча по скважине составила порядка 2085,15 тонн сырой нефти, из них в период с 12.1948 г. по 08.1952 г. – 1789 м³ нефти (1789×0,95 = 1699,55 тонн) и в период с 06.1996 г. по 08.2002 г. – 385,6 тонн.

Впервые приблизительная оценка геологических и извлекаемых запасов и ресурсов нижепермского резервуара западного купола Южно-Тигянского месторождения по категории С₂ выполнялась Трестом «Красноярскнефтегазразведка» в 1976 году в объеме 3990/399 тыс. тонн нефти и 610/61 млн. м³ растворенного газа (коэффициент извлечения был принят равным 0,1). Объемы свободного газа, содержащегося в газовой шапке залежи, из-за отсутствия ряда параметров не подсчитывались. Следующая оценка геологических запасов нефти была проведена в 1996 году (Сафронов и др., 1996) в объеме 6946 тыс. тонн по категории С₂, извлекаемые – 2083 тыс. тонн. По категории С₁ (в радиусе дренирования скв. Р-102) – 1448 тыс. тонн и 434 тыс. тонн, соответственно (коэффициент извлечения был принят равным 0,3).

Таким образом, подсчет запасов нефти Южно-Тигянского месторождения с утверждением в Государственном балансе РФ до настоящего времени не проведен. Объективными причинами данной ситуации являются незначительные притоки из скважин (не более 2 м³/сут), кроме Р-102, и, недостаточная изученность модели нефтяной залежи. Ряд исследователей высказывает предположения о том, что активной залежи нефти как таковой нет, а нефть в скважину Р-102 поступает по разрывному нарушению из глубокозалегающих пластов (глубинный источник). Главным аргументом в пользу данного предположения они считают безводное фонтанирование нефти скважиной Р-102.

Водоносный комплекс верхнепалеозойско-мезозойских отложений геологического района изучен очень слабо. Имеющиеся немногочисленные данные свидетельствуют о незначительной пластовой энергии продуктивного горизонта XI.

На основе имеющихся геолого-геофизических и геохимических данных мы попытаемся показать наиболее приближенную к природной модель строения Южно-Тигянского месторождения нефти.

Экспериментальная часть

Рассмотрены величины толщин подгоризонтов XIa, XIб, XIв на месторождении, приведенные в первичных данных (Пук, Копылова, 1955). В таблице 1 приведены глубины залегания и толщины подгоризонтов XIa, XIб, XIв. На рисунке 1 представлено изменение толщин подгоризонтов XIa, XIб, XIв в скважинах, пробуренных на западном куполе Южно-Тигянского месторождения.

Как видно из таблицы 1 и рисунка 1, в скважине Р-102 толщины подгоризонтов XIa, XIб и XIв существенно отличаются от остальных. Во всех скважинах, кроме Р-102, горизонт XIa имеет небольшую толщину, XIб – максимальную и XIв – среднюю; в то время как в скважине Р-102 все три подгоризонта имеют соизмеримые толщины (22 м, 25 м, 31 м). Толщина подгоризонта XIa увеличена 2 раза, подгоризонт XIб относительно других скважин заметно уменьшился в толщине, а толщина подгоризонта XIв увеличена 1,5 раза.

На наш взгляд, эти различия могут быть обусловлены наложением частей разреза за счет взбросовых дислокаций. Довольно резкое изменение толщин песчаных прослоев в ограниченном участке осадконакопления (первые сотни метров), пусть даже в прибрежно-морских условиях, представляется маловероятным. Наличие разрывных нарушений в районе скважины Р-102, в том числе взбросовых, было достоверно установлено последними сейсморазведочными работами 2012 года (Рис. 2А). Данное разрывное нарушение для западного купола имеет вид центрального или осевого сброса до середины отложений, ограниченных отражающими горизонтами VII и VIб (средний карбон – тустахская свита нижней перми). Впрочем, центральным он является только в отложениях среднего и верхнего палеозоя западного свода, а в слоях

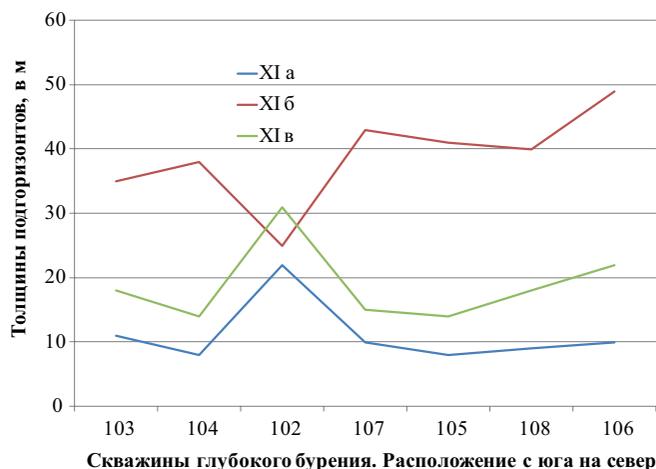


Рис. 1. График изменения толщин подгоризонтов XIa, XIб и XIв продуктивного горизонта XI. Южно-Тигянская площадь

скв	XIa			XIб			XIв		
	кровля	подошва	толщина	кровля	подошва	толщина	кровля	подошва	толщина
102	1583	1605	22	1611	1636	25	1639	1670	31
103	1599	1610	11	1613	1648	35	1660	1678	18
104	1643	1651	8	1660	1698	38	1704	1718	14
105	1607	1615	8	1616	1657	41	1666	1680	14
106	1642	1652	10	1655	1704	49	1709	1731+	22+
107	1661	1671	10	1680	1723	43	-	-	
108	1576	1585	9	1590	1630	40	1640	1658	18

Табл. 1. Глубины залегания и толщины подгоризонтов XIa, XIб, XIв

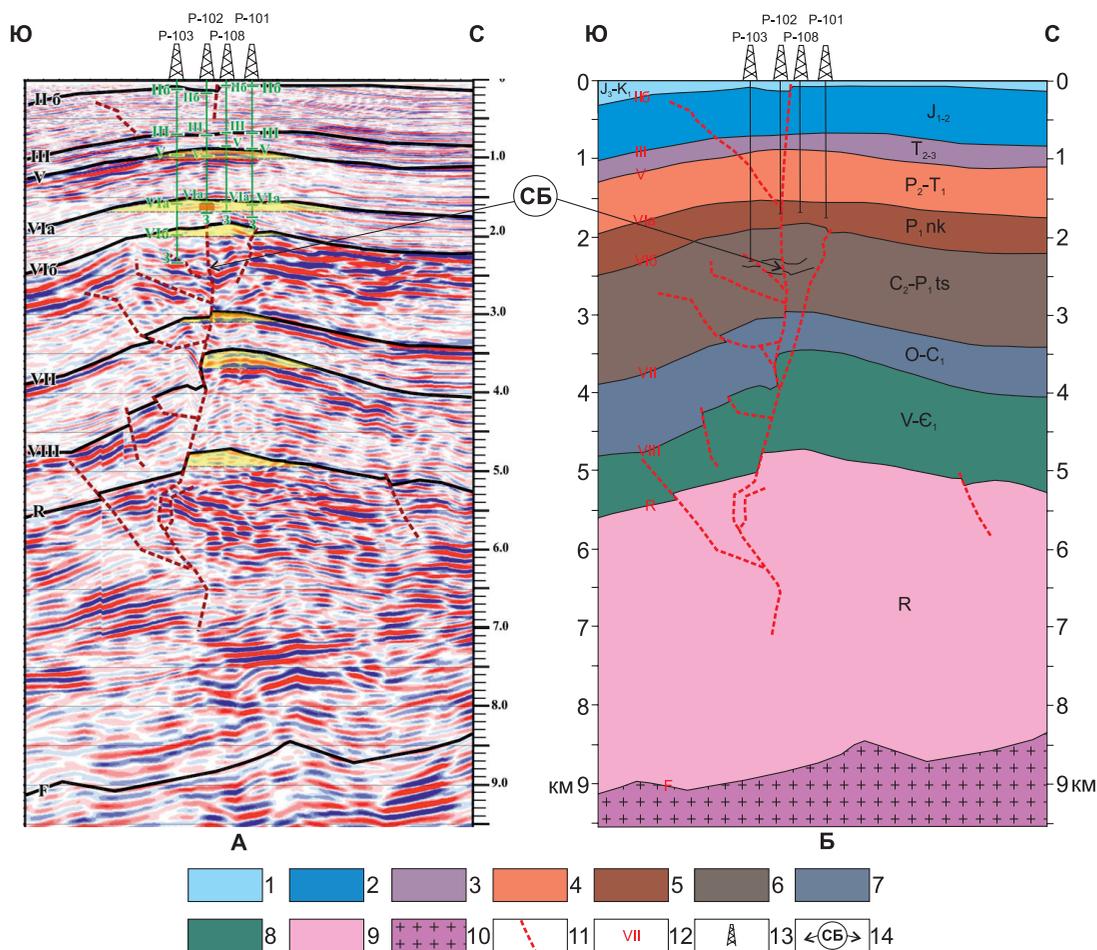


Рис. 2. Сейсмогеологический разрез поперек западного купола Южно-Тигянской структуры (участок профиля 050311 по материалам ГНЦ ФГУПП «Южморгеология»Ю, 2012) с дополнениями авторов. Отложения: 1 – верхнеюрско-нижнемеловые, 2 – нижне-среднеюрские, 3 – средне-верхнетриасовые, 4 – верхнепермско-нижнетриасовые, 5 – нижнекожевинковская свита нижней перми, 6 – верхнекаменноугольно-нижнепермские (тустакская свита), 7 – ордовикско-нижнекаменноугольные, 8 – венд-нижнекембрийские, 9 – рифейские; 10 – фундамент; 11 – разрывные нарушения; 12 – индексы отражающих горизонтов: IIб – кровля нижне-среднеюрских отложений; III – кровля средне-верхнетриасовых отложений; V – кровля верхнепермских-нижнетриасовых отложений; VIа – кровля нижнекожевинковской свиты нижней перми VIб – кровля среднего карбона – тустакской свиты нижней перми; VII – кровля ордовика-нижнего карбона; VIII – кровля венд-кембрийских отложений; IX – кровля рифейских отложений; F – поверхность кристаллического фундамента архей-среднепротерозойского возраста; 13 – скважины глубокого бурения; 14 – зона перехода взброса на сброс

рифей и нижнего палеозоя смещается на южную периферию складки. Вертикальные перемещения слоев составляют 100-200 м. Из рисунка 2 (А и Б) видно, что с глубины 2,4 км разрывное нарушение принимает вид взброса. С интервала залегания продуктивного горизонта XI в южном направлении вырисовывается дополнительное разрывное нарушение (взброс), где плоскость сместителя наклонена на юг, амплитуда взброса представляется небольшой – 30-40 м. Данное разрывное нарушение северо-западного простирания не осложняет восточный купол Южно-Тигянской площади. Кроме того, в описаниях ядерного материала установлены многочисленные зеркала скольжения и зоны дробления, которые свидетельствуют о субгоризонтальных перемещениях (Калинко, 1959).

Принципиальная схема образования вскрываемого скважиной P-102 разреза за счет взбросов смоделирована и представлена на рис. 3. Предлагаемая модель залежи может обусловить незначительное увеличение продуктивности скважины P-102 за счет наложения подгоризонта XIб с улучшенными коллекторскими свойствами и за счет зоны повышенной трещиноватости около взброса.

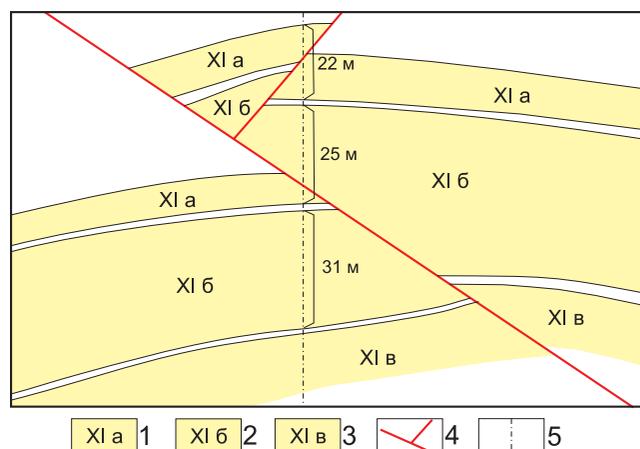


Рис. 3. Принципиальная модель залежи в районе скважины P-102. Условные обозначения: 1 – подгоризонт XIа, 2 – подгоризонт XIб, 3 – подгоризонт XIв, 4 – разрывные нарушения, 5 – ось скважины P-102

Вместе с тем, поскольку удельный дренируемый объем скважины практически не изменился, то увеличение продуктивности почти на порядок скорее всего обусловлено другим фактором. Весьма вероятно, в повышенном дебите скважины Р-102 решающую роль играет глубинная подпитка залежи по установленному разрывному нарушению из подсолевых среднепалеозойских отложений. Во всяком случае, геохимические данные не противоречат данному предположению.

По нашим данным, нефть Южно-Тигянского месторождения относится к тяжелым (922-960 кг/м³), сернистым (2,16%), высокосмолистым нефтям. Содержание бензиновой фракции составляет 11%, в ее составе метановых углеводородов – 54,2%, нафтеновых – 29,4% и ароматических – 16,5%.

Насыщенные УВ характеризуются преобладанием алканов нормального строения (61%), а среди них – относительно высокомолекулярных гомологов ($\sum n.k.-nC_{20}/\sum n.k.-nC_{21-k.k.}=0,74$), присутствием сквалана, значительным содержанием 2- и 3-метилалканов (24%) и изопреноидов (15%), в их составе фитан преобладает над пристаном (пристан/фитан=0,63).

В отбензиновой фракции нефти углеводороды составляют 51,5%, среди них метаново-нафтеновых УВ несколько больше, чем нафтеново-ароматических (МН/НА=1,16). На смолы приходится 29,2% при практически одинаковом содержании бензольных и спирто-бензольных компонентов (15,6% и 13,6%, соответственно). Асфальтены составляют 8,4%.

Среди особенностей состава полициклических УВ этой нефти следует отметить значительное содержание трициклоалканов (26,6%) и низкое – моретанов, что характерно для нефтей древних отложений Непско-Ботуобинской НГО, генерированных аквагенным ОВ. Преобладание адиантана над гопаном в составе пентациклических УВ может указывать на накопление нефтематеринского ОВ в условиях карбонатных или карбонатно-эвапоритовых фаций (Connan et al., 1986; Peters et al., 2005). Присутствие гаммацераана в составе пентациклов характерно для условий повышенной солености формирования исходного ОВ.

Следует отметить, что в составе стеранов Южно-Тигянской нефти существенную роль играют перегруппированные стераны (диастераны), их отношение к регулярным стеранам составляет 0,28-0,52. Такой характер распределения стерановых УВ обычно рассматривается как признак терригенности материнских отложений (Peters, Moldowan, 1993; Rubinstein, 1975).

Таким образом, ряд геохимических параметров, таких как низкие значения отношения пристан/фитан, высокие концентрации гаммацераана и сквалана, преобладание адиантана над гопаном свидетельствуют о формировании материнских пород в условиях резко засоленного лагунного бассейна. Здесь, нефтематеринскими отложениями среднего палеозоя могли быть «доманикоидные» по типу толщи нижнефранского возраста D₃, представленные массивными черными морскими глинистыми известняками с прослоями известняков и известковистых аргиллитов.

В то же время, соотношение диастеранов и регулярных стеранов указывает на преимущественно терригенный состав исходного ОВ, характерный для

лагунно-континентального режима осадконакопления с широким развитием озерно-болотных фаций.

В целом, особенности состава и распределения молекул-биомаркеров с учетом всех геохимических данных позволяют предполагать, что источником генерации нефти Южно-Тигянского месторождения могло послужить ОВ смешанного состава девонско-пермского очага нефтегазобразования (Каширцев, 2003; Каширцев и др., 2013). Также как и другие изученные нафтиды Анабаро-Хатангской седловины – Нордвикская нефть (Т₂), нефтепроявления п-ва Юринг-Тумус (J₂) и Северо-Суодемской скв.2 (Р₂), южно-тигянские нефти «обязаны своим происхождением главным образом ОВ девонского соленосного комплекса. Менее существенным представляется вклад верхнепалеозойских нефтематеринских пород» (Каширцев и др., 2013).

Обсуждение результатов

Формирование нефтяных залежей на уровне нижнекожениковской свиты на территории рассматриваемого геологического района, по всей видимости, начиналось с образования антиклинальных ловушек за счет тектонической активизации в нижнетриасовое время с наложением процессов галокинеза девонских соленосных отложений. После завершения позднепермско-раннетриасовой тектонической активизации происходило опускание описываемой площади и продолжение формирования залежей вплоть до позднего мела преимущественно за счет латеральной миграции. Последующее возобновление дифференцированных тектонических движений, продолжавшихся и в кайнозой, привело к частичному разрушению ловушек как на уровне нижнекожениковской свиты, так и на уровне подсолевых отложений среднего палеозоя, о чем свидетельствуют многочисленные примазки эпигенетических нафтидов по трещинам, которые отмечаются в мезозойских отложениях с глубины 70 м (Калинко, 1959).

На наш взгляд, в настоящее время разрушенная залежь на нижнекожениковском уровне, подпитываемая углеводородами из нижних частей разреза, может быть продуктивна только в определенных околоразломных зонах. В региональном плане, значительные скопления нефти и газа на среднепалеозойском потенциально нефтегазоносном комплексе могут быть приурочены к криптодиapiroвым структурам образованных за счет галокинеза соляных отложений без образования существенных разрывных нарушений.

Заключение

Для уточнения перспектив нефтегазоносности нижней части разреза рассматриваемого геологического района (от рифея до среднего палеозоя), а также для установления модели залежи Южно-Тигянского месторождения предлагается провести бурение скважины глубиной до 5 км. Перед бурением скважины целесообразно уточнить структурные планы подсолевых отложений.

Бурение скважины также может позволить подсчитать запасы нефти и газа по месторождению и поставить на Государственный баланс РФ.

По рассматриваемому геологическому району основные перспективы нефтегазоносности, вероятнее всего, могут быть связаны с подсолевым среднепалеозойским комплексом отложений.

Литература

- Калинко М.К. История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Хатангской впадины. Л: Гостоптехиздат. 1959. 353 с.
- Каширцев В.А. Органическая геохимия нефтяных восточной Сибирской платформы. Якутск: ЯФ изд-ва СО РАН. 2003. 160 с.
- Каширцев В.А., Ким Н.С., Фурсенко Е.А., Дзюба О.С., Фомин А.Н., Чалая О.Н. Генезис нефтей и нефтепроявлений Анабаро-Хатангской седловины (Арктический сектор Сибирской платформы). *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*. 2013. №1(13). С. 54-63.
- Пук П.С., Копылова Т.Н. Основные данные о геологическом строении и нефтеносности Анабаро-Хатангского междуречья. Отчет НИР, Книга 5, НИИГА. Ленинград. 1955
- Сафронов А.Ф., Кунгуров В.М., Степанов Р.Т. Южно-Тигянское нефтяное месторождение. *Сб. трудов I Межд. конф.: «Знание – на службу нуждам Севера»*. Якутск: Северовед. 1996. С. 167-169
- Connan J., Bourouillec J., Dessort D., Albrecht P. The microbial input in carbonate-anhydrite facies of a sabkha paleoenvironment from Guatemala: A molecular approach. *Organic Geochemistry*. 1986. V.10. P. 29-50.
- Peters K.E., Moldowan J.M. The biomarker guide. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey. 1993. 363 p.
- Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. 2nd ed. N.Y. Cambridge Univ. Press. 2005. 1155 p.
- Rubinstein I., Sieskind O. and Albrecht P. Rearranged steranes in a shale: Occurrence and simulated formation. *Journal of the Chemical Society. Perkin Transaction 1*. 1975. Pp. 1833-1836.

Сведения об авторах

Алексей Иванович Сивцев – старший научный сотрудник, канд. геол.-мин. наук, Лаборатория геохимии каустобиолитов, Институт проблем нефти и газа СО РАН Россия, 677980, Якутск, ул. Петровского, 2
Тел: +7(4112) 390 637, e-mail: maraday@yandex.ru

Ольга Николаевна Чалая – Зав. лабораторией, канд. геол.-мин. наук, Лаборатория геохимии каустобиолитов, Институт проблем нефти и газа СО РАН.

Россия, 677980, Якутск, ул. Октябрьская, 1
Тел: +7(4112) 335 858, e-mail: o.n.chalaya@ipng.ysn.ru

Ираида Николаевна Зуева – ведущий научный сотрудник, канд. геол.-мин. наук, Лаборатория геохимии каустобиолитов, Институт проблем нефти и газа СО РАН

Россия, 677980, Якутск, ул. Октябрьская, 1
Тел: +7(4112) 335 858, e-mail: i.n.zueva@ipng.ysn.ru

Статья поступила в редакцию 09.03.2017;

Принята к публикации 25.07.2017;

Опубликована 15.10.2017

IN ENGLISH

Model of the South-Tegyansky Field of Heavy Oil

A.I. Sivtzev, O.N. Chalaya, I.N. Zueva*

Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Yakutsk, Russia

*Corresponding author: *Alexei I. Sivtzev, e-mail: maraday@yandex.ru*

Abstract. The article considers the geological structure of the South-Tegyansky oil field, which until now remains underexplored. Geological and field characteristics, results of various estimates of geological and recoverable reserves and resources are given. Based on the seismic survey data and comparison of subhorizons XIa, XIb and XIc thicknesses in well sections, an upthrust model of the reservoir structure was proposed in the location of the only industrial well P-102. It is shown that the imposition of sub-horizon XIb with improved reservoir properties in the well section and increased fracturing of the upthrust area cannot increase the well productivity by almost an order of magnitude, so the assumption is made about deep feeding of the reservoir through disjunctive dislocations. Geochemical indicators of oil composition and distribution of molecules-biomarkers may indicate a mixed Devonian-Permian genesis of the oil in the South-Tegyansky field. A conclusion is drawn on the high potential of the subsalt Mid-Paleozoic deposit complex.

Keywords. Anabaro-Hatagskaya anticline, Upper Paleozoic, Mid-Paleozoic, oil field, halokinesis, uplift, oil-gas perspective

For citation: Sivtzev A.I., Chalaya O.N., Zueva I.N. Model of the South-Tegyansky Field of Heavy Oil. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 3. Part 2. Pp. 279-283. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.20>

References

- Connan J., Bourouillec J., Dessort D., Albrecht P. The microbial input in carbonate-anhydrite facies of a sabkha paleoenvironment from Guatemala: A molecular approach. *Organic Geochemistry*. 1986. V. 10. Pp. 29-50.
- Kalinko M.K. History of geological development and prospects of oil and gas potential of Khatanga depression. Leningrad: Gostoptekhizdat. 1959. 353 p.
- Kashirtsev V.A. Organic geochemistry of naphthenes of the East Siberian platform. Yakutsk: YaF SO RAN Publ. 2003. 160 p. (In Russ.)
- Kashirtsev V.A., Kim N.S., Fursenko E.A., Dzyuba O.S., Fomin A.N., Chalaya O.N. Genesis of oils and oil shows of the Anabar-Khatanga saddle (Arctic sector of the Siberian platform). *Geology and mineral resources of Siberia*. 2013. No. 1(13). Pp. 54-63. (In Russ.)

Peters K.E., Moldowan J.M. The biomarker guide. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey. 1993. 363 p.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. 2nd ed. N.Y. Cambridge Univ. Press. 2005. 1155 p.

Puk P.S., Kopylova T.N. Basic data on the geological structure and oil content of the Anabar-Khatanga interfluvium. Report, Book 5. Leningrad. 1955. (In Russ.)

Rubinstein I., Sieskind O. and Albrecht P. Rearranged steranes in a shale: Occurrence and simulated formation. *Journal of the Chemical Society. Perkin Transaction 1*. 1975. Pp. 1833-1836.

Safronov A.F., Kungurov V.M., Stepanov R.T. Yuzhno-Tigyansky oil field. *Sb. трудов I Mezhd. konf.: «Znanie – na sluzhbu nuzhdam Severa»* [I Int. Conf. "Knowledge – to the needs of the North": Collected papers]. Yakutsk: Severoved. 1996. Pp. 167-169. (In Russ.)

About the Authors

Alexei I. Sivtzev – Phd (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Kaustobiolite Geochemistry Laboratory, Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

Russia, 677980, Yakutsk, Petrovsky St., 2
Phone: +7(4112) 390 637, e-mail: maraday@yandex.ru

Olga N. Chalaya – Phd (Geology and Mineralogy), Head of the Laboratory, Kaustobiolite Geochemistry Laboratory, Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

Russia, 677980, Yakutsk, Oktyabrskaya St., 1
Phone: +7(4112) 335 858, e-mail: o.n.chalaya@ipng.ysn.ru

Iraida N. Zueva – Phd (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Kaustobiolite Geochemistry Laboratory, Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

Russia, 677980, Yakutsk, Oktyabrskaya St., 1
Phone: +7(4112) 335 858, e-mail: i.n.zueva@ipng.ysn.ru

Manuscript received 9 March 2017;

Accepted 25 July 2017; Published 15 October 2017