

Особенности строения, изучения и разработки уникального геологического объекта Республики Коми – Нижнечутинского нефтяного месторождения

А.А. Богун¹, К.А. Иванов¹, Ю.А. Денисов², В.П. Волков^{3*}, А.С. Завьялов³,
Н.С. Виноградова³, А.В. Романенков³, А.В. Соколов⁴

¹АО «НК «Нефтиса», Москва, Россия

²ООО «Нефтегазпромтех», Республика Коми, Ухта, Россия

³ООО «Тюменский институт нефти и газа», Тюмень, Россия

⁴ООО «ПЕТРОГЕКО», Москва, Россия

Приведено современное представление о геологическом строении залежей нефти Нижнечутинского месторождения. Уникальность месторождения заключается в небольших глубинах залегания продуктивных отложений. Этаж нефтеносности составляет 100 м. Небольшие глубины продуктивных пластов обусловили низкую пластовую температуру и давление. В таких условиях нет возможности создать депрессию на пласт, поэтому дебиты скважины по жидкости ограничены первыми десятками м³/сут. Особенности формирования осадочного чехла в районе месторождения предопределили блоковое строение, при этом породы продуктивного горизонта характеризуются сложной системой вертикальных трещин, которая в значительной мере осложняет процесс нефтеизвлечения. Отличительной особенностью изучаемого разреза месторождения является наличие эффузивных пород, подстилающих основную продуктивную толщу и перекрывающих нижний продуктивных пласт.

В статье систематизированы результаты пробной эксплуатации месторождения, которая выявила ряд осложняющих факторов, что связывается в первую очередь с уникальностью геологического строения изучаемых отложений. Несмотря на солидную историю изучения Нижнечутинского месторождения, которая насчитывает почти 300 лет, учитывая ничтожную глубину залегания продуктивных отложений, добыча нефти на этом месторождении до сих пор остается непростой задачей.

Ключевые слова: осадочный чехол, фундамент, доманик, туфо-базальтовая толща, трещиноватый коллектор, тиманский горизонт, трудноизвлекаемые запасы.

Для цитирования: Богун А.А., Иванов К.А., Денисов Ю.А., Волков В.П., Завьялов А.С., Виноградова Н.С., Романенков А.В., Соколов А.В. (2023). Особенности строения, изучения и разработки уникального геологического объекта Республики Коми – Нижнечутинского нефтяного месторождения. Георесурсы, 25(2), с. 140–149. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.10>

Введение

Вопросы геологического строения и разработки месторождений, запасы которых можно отнести к трудноизвлекаемым, не теряют своей актуальности и по сей день. С этой точки зрения большой интерес представляют месторождения Тимано-Печорской провинции. Углеводородные месторождения Тимана Республики Коми уникальны своим геологическим строением, свойствами насыщающих породы флюидов и способами их добычи. Одним из таких является Нижнечутинское месторождение.

Месторождение расположено на северо-восточном склоне Южного Тимана, в среднем течении реки Ухты, близ устьевой части левого притока реки Чуть (рис. 1).

В соответствии с нефтегазогеологическим районированием Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, Нижнечутинское месторождение нефти расположено в пределах Ухта-Ижемского нефтегазоносного района (НГР),

нефтегазоносность которого связана с среднедевонско-нижнефранским нефтегазоносным комплексом Ухта-Ижемского вала. Продуктивность комплекса подтверждена и на других крупных уникальных в геологическом отношении месторождениях: Ярегском, Западно-Ухтинском и Чибьюском.

Геологический разрез Нижнечутинского нефтяного месторождения сложен породами фундамента верхнего протерозоя, который перекрыт осадочным чехлом из девонских и четвертичных отложений. При этом толщина осадочного чехла в наиболее погруженных участках месторождения редко превышает 200 м, при этом верхняя часть осадочного чехла частично размыта.

Весь этаж нефтеносности составляет всего 100 м (рис. 2). Нефтеносность выявлена в отложениях староскольского горизонта D2st пласт III, которые локализованы в южной части месторождения в погруженной части, и тиманского горизонта D3tm, пласты I, А, II+Б. Геологические запасы нефти месторождения составляют более 280 млн т. Основной по запасам является пласт I. Необходимо отметить, что продуктивные отложения месторождения частично перекрыты водоносным доманиковым горизонтом. Примечательно, что первые продуктивные отложения

* Ответственный автор: Виталий Петрович Волков
e-mail: Volkovpr@togi.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

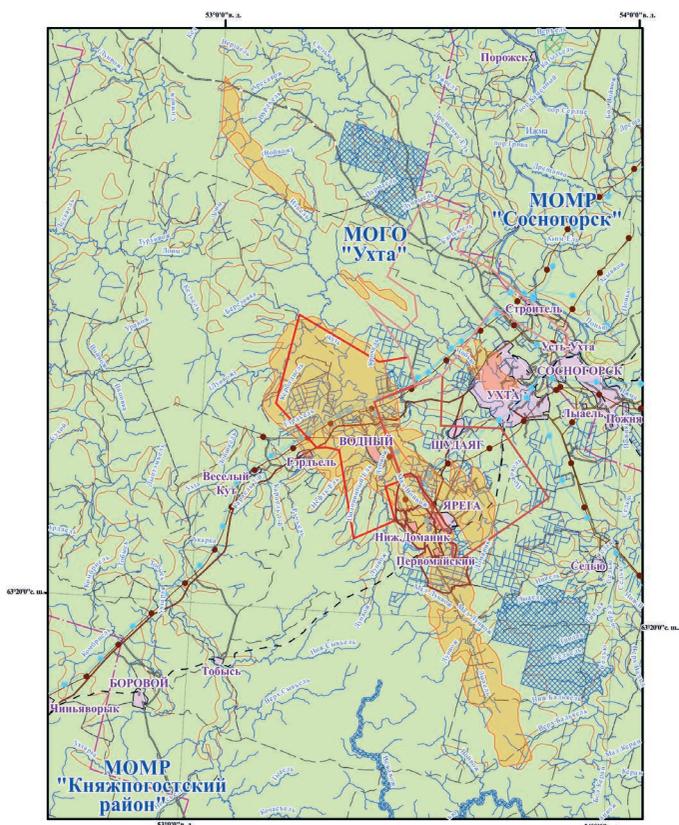


Рис. 1. Обзорная карта района Нижнечутинского месторождения

вскрыты уже на глубинах 20 м от устья скважин. А купольная часть месторождения расположена выше уровня моря.

История открытия месторождения

История изучения Нижнечутинского месторождения охватывает период примерно в 300 лет. Первый промышленный интерес к Ухтинской нефти появился в начале 18 века, во времена «Горной привилегии» Петра I. Тогда полезные ископаемые считались государственной собственностью, однако промышленникам оказывалась

техническая и финансовая помощь. Среди рудоискателей-Севера ходили слухи о «горном масле» – чудесной жидкости, бьющей прямо со дна реки Ухты (Бакланов, 2021). Нефть добывало местное население кустарным способом из многочисленных естественных источников по реке Ухте и её притокам. Применялась нефть как лечебное средство и использовалась на хозяйственные нужды.

Промышленная необходимость и материальное вознаграждение мотивировало крестьянина Федор Прядунова-построить свой завод для переработки нефти. Разрешение на производство было получено с трудом только в 1745. Прядунов обязался докладывать в Санкт-Петербург о результатах добычи два раза в год и был освобожден от уплаты десятины на два года. Уже к весне 1746 года была получена первая нефть. Таким способом за два года было добыто 40 пудов сырья – около 655 килограммов (Бакланов, 2021). Но спрос на нефть был не развит, и когда через 2 года привилегии нефтедобытчика снялись, производство стало убыточным и к 1752 г. окончательно закрылось. Интерес к Ухтинской нефти возобновился только через 100 лет – в начале 60-х годов XIX века были пробурены первые разведочные скважины небольшой глубины, которые давали десятую пуда (1,2 кг или 3 фута) нефти в час из I пласта.

Следующая крупная Тиманская экспедиция состоялась в 90-х годах XIX века, тогда было пробурено несколько скважин, которые давали в начале перелив чистой нефти, а затем нефти с водой.

В 1911–1913 гг. проводились работы на средства казны (госбюджета), и была пробурена скважина 3-Казенная, которая за первые сутки дала 18 пудов (около 290 кг) нефти, вместе с водой. При дальнейшем тартании скважина давала до 20–30 пудов (320–480 кг) нефти с водой в сутки. В целом дебит падал и через 3 месяца прекратился совершенно. В 1914–1917 гг. Бакинской фирмой «Русское товарищество – Нефть» были пробурены еще шесть скважин. Из них только одна скважина оказалась удачной и из пласта I показала суточный дебит 220 кг.

В 1930–1940-х гг. проводилось бурение разведочных

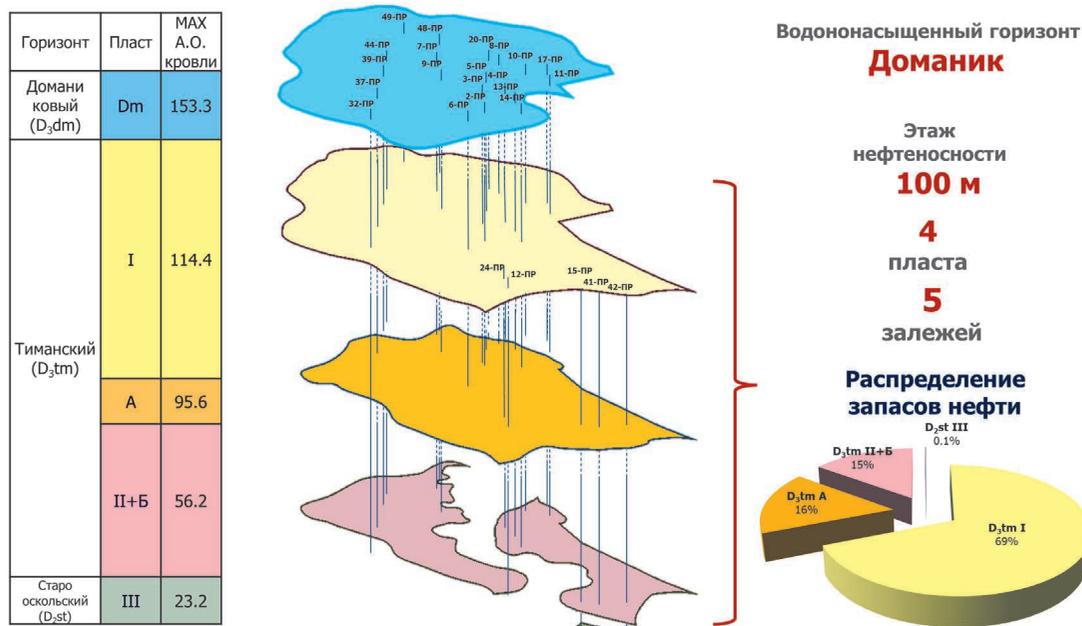


Рис. 2. Продуктивные отложения Нижнечутинского месторождения

скважин Водным промыслом с целью поиска радиоактивных вод. При опробовании пласта I получены притоки нефти 210–288 литров в сутки («Геологический отчет геологоразведочного отдела Ухтижемстроя НКВД за 1941 год»), которые знаменовали открытие Нижнечутинского месторождения.

В 40-е годы было пробурено около 120 крелиусных скважин, которыми велась эксплуатация залежи нефти в пласте I, и из которых на естественном режиме добыто 3410 т нефти. Сроки эксплуатации скважин составляли 1–2 г, в конце эксплуатации среднесуточный дебит зачастую составлял несколько килограммов нефти в сутки с водой до нескольких сотен литров.

В постсоветский период началась активная современная разведка месторождения – проведены 2D сейсморазведочные работы по всей площади месторождения, пробурены поисковые и разведочные скважины с отбором керна и проб флюидов.

Современные представления о геологическом строении месторождения

Месторождение отличается как сложным геологическим строением, что выражается в распространении отложений на небольшой глубине, так и особенными условиями накопления флюидов и их свойствами. Низкая глубина залегания пластов обуславливает низкую пластовую температуру и давления (табл. 1). Растворенный газ практически отсутствует. В термобарических условиях пласта коэффициент остаточной нефтенасыщенности практически равен начальной нефтенасыщенности, и только при существенном нагреве пласта возможно добиться увеличения коэффициента вытеснения до уровня 0,5–0,6

по данным исследований керна (ООО «ЗапСибГЦ»).

Залежи пластово-сводовые тектонически экранированные, литологически и стратиграфически ограниченные. При этом продуктивные отложения прослеживаются на значительных площадях – самая крупная залежь по площади превышает 200 км². Вместе с тем толщины пластов не выдержаны по площади. Максимальной толщиной представлен пласт I, коллектора которого характеризуются наименьшей песчаностью и максимальной расчлененностью. С погружением вниз по разрезу общая толщина продуктивных пластов уменьшается, но продуктивные толщины в них встречаются чаще и имеют более выдержанный характер распространения по площади. Исключение составляет пласт III, залегающий наиболее близко к отложениям фундамента и прослеженный на юге месторождения (рис. 3).

Породы, слагающие продуктивные отложения Нижнечутинского месторождения характеризуются разнообразием литологического состава (рис. 4).

Под четвертичными отложениями в верхней части разреза прослежен водоносный доманиковый горизонт, сложенный плотным вертикально трещиноватым известняком, который подстилается трещиноватыми алевролитистыми и известковистыми глинами саргаевского горизонта. Ниже залегают продуктивные пласты, покровками верхних трех пластов выступают выдержанные по площади толщи аргиллиты. Отложения нефтеносных пластов представлены частым переслаиванием песчаников, глинистых алевролитов, глин. Пропластки коллектора имеют линзовидное строение. Для песчаников характерна хорошая сортировка обломочного материала. Тип смачиваемости пород наиболее изученного верхнего пласта «преи-

Параметры	Ед. изм.	Продуктивные пласты			
		D3tm I	D3tm A	D3tm II+Б	D2st III
Тип залежи	-	П, С, ЛО, ТЭ	П, С, ЛО, ТЭ	П, ПС, ЛО, ТЭ	ПС, ЛО
Тип коллектора	-	Терригенный, порово-трещ.			
Максимальная а.о. кровли	м	114,4	95,6	56,2	23,2
Абсолютная отметка ВНК	м	-48,2	-49,4	-74,4	-22,6
Площадь нефтеносности	тыс.м ²	206 730	140 964	103 235	1 934
Общая толщина	м	47,2	4,3	8,1	10,2
Нефтенасыщенная толщина	м	9,3	2,4	2,9	1,4
Пористость	д.ед.	0,22	0,24	0,24	0,20
Нефтенасыщенность	д.ед.	0,54	0,64	0,63	0,69
Проницаемость	10 ⁻³ мкм ²	14	601	638	1 147
Песчаность	д.ед.	0,25	0,52	0,40	0,20
Расчлененность	ед.	13	2	3	4
Температура	°С	6,2	6,6	7,9	6,8
Начальное пластовое давление	МПа	1,0	1,2	1,5	1,2
Вязкость нефти в пластовых усл.	мПа*с	27	107	1256	12000
Плотность нефти в поперх. усл.	г/см ³	0,853	0,882	0,938	0,946
Объемный коэффициент нефти	д.ед.	1,001	1,007	1,007	1,002
Давление насыщения	МПа	0,03	0,35	0,35	-
Газосодержание	м ³ /т	0,45	8,7	8,7	-
Удельный коэффициент продуктивности	м ³ /сут/ МПа/м	0,06	0,08	0,09	-
Коэффициент вытеснения*	д.ед.	0,598	0,577	0,552	0,493

Табл. 1. Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов Нижнечутинского месторождения. П – пластовая, С – сводовая, ПС – присводовая, ЛО – литологически ограниченная, ТЭ – тектонически ограниченная. * При температуре 70 °С

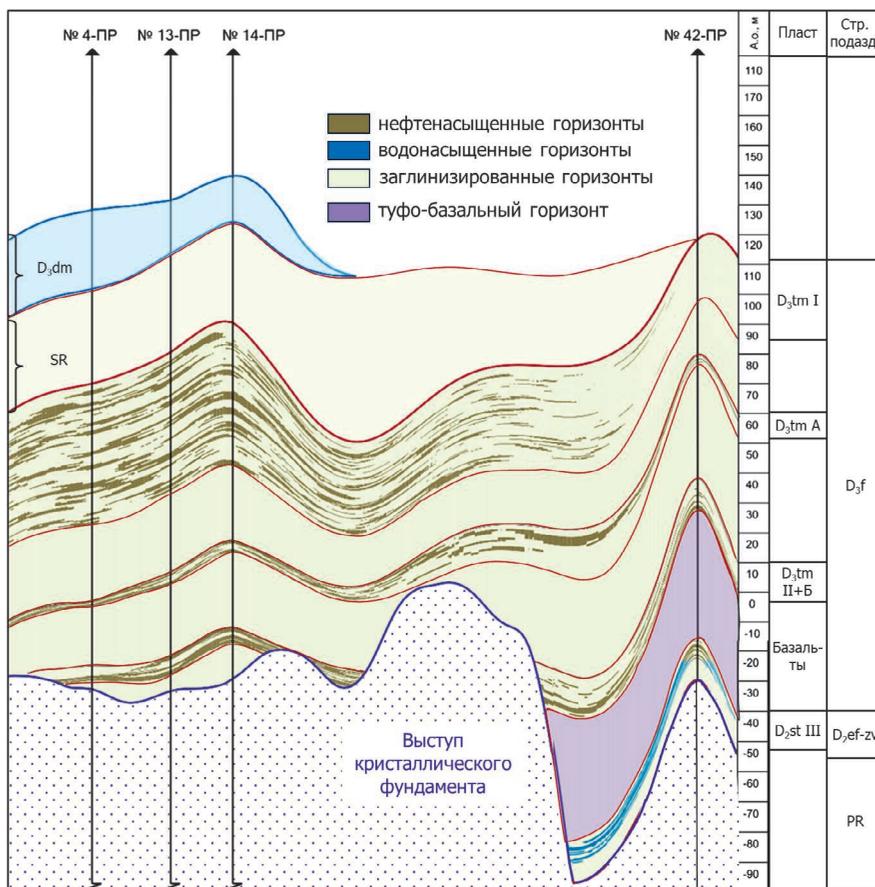


Рис. 3. Геологический разрез Нижнечутинского месторождения

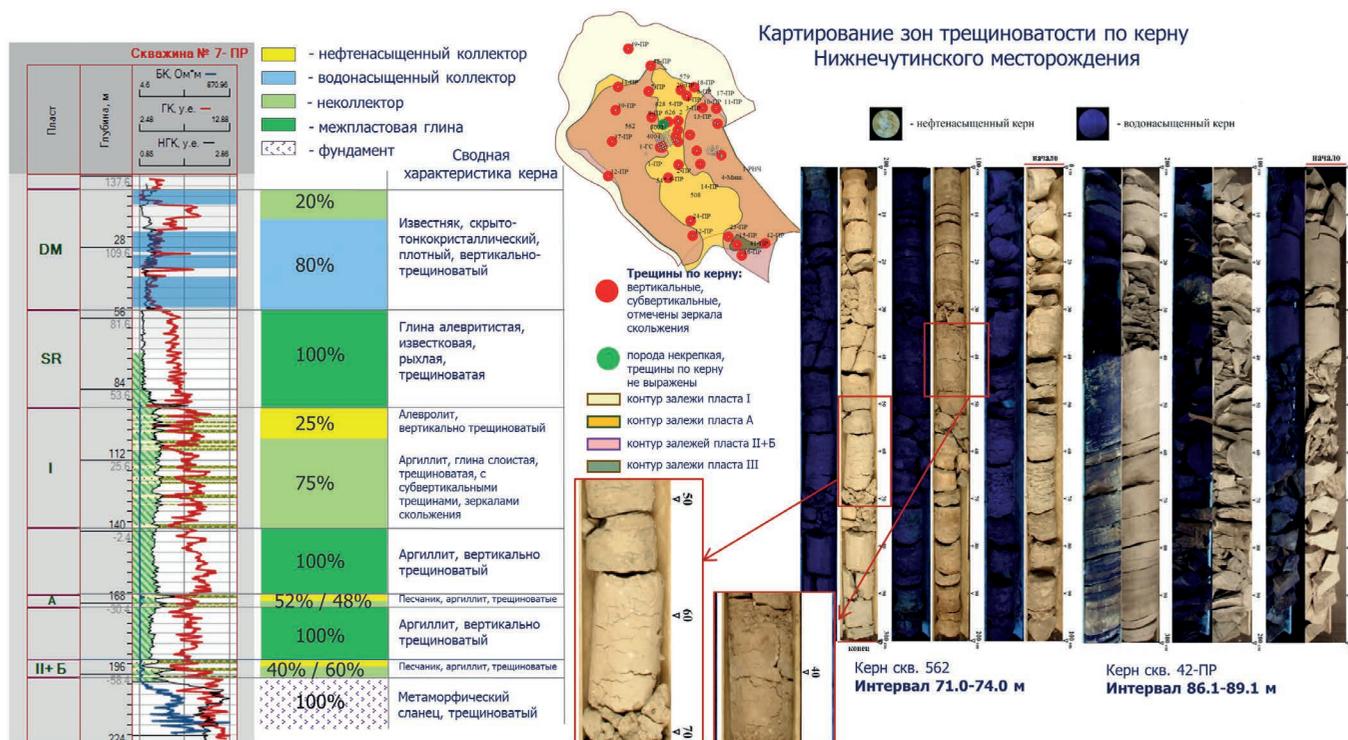


Рис. 4. Характеристика слогаемых продуктивные горизонты пород

мушественно гидрофильный» и «гидрофильный».

Необходимо отметить, что терригенные продуктивные отложения по всему разрезу и площади месторождения характеризуются наличием сети трещин, что повсеместно отмечается по керну. Гидродинамическая сеть трещинного коллектора чувствительна к внешним и внутренним

нагрузкам на породу и мгновенно реагирует на их изменение изменением продуктивности скважин: имелись случаи, когда при наличии нефтенасыщенного керна получали из перспективных объектов воду. Такие неоднозначные случаи могут объясняться проникновением пластовых вод в трещины при насыщении поровой матрицы

породы тяжелой высоковязкой нефтью вследствие широкого развития процессов интенсивного разрушения и переформирования залежей углеводородов (УВ) за счет вертикальной миграции. При этом происходит природная дифференциация нефти в залежах, в результате которой в первую очередь мигрируют наиболее легкие фракции, а в порах остаются потерявшие подвижность тяжелые гомологи. Этот процесс ускоряется при прекращении поступления новых порций жидких УВ из нижележащих горизонтов (Вокуев и др., 1998).

Отличительной особенностью изучаемого разреза Нижнечутинского месторождения является наличие эффузивных пород – базальтов, подстилающих основную продуктивную толщу и перекрывающих продуктивный пласт III (рис. 5).

Базальты зафиксированы на юге месторождения в четырех скважинах. На соседних Ярегском и ЗападноУхтинском месторождениях эффузивные отложения отмечаются на значительной площади. Предположительно, излияние базальтов происходило по разломам и трещинам во франско-живетское время. В некоторых местах излива возникали вулканические очаги, дававшие туффиты и туфобрекчии с вулканическими бомбами.

По результатам изучения кернового материала Нижнечутинского и соседнего Ярегского месторождений, туфо-базальтовая (туфодиабазовая) толща сложена различными туффитами с подчиненными прослоями туфобрекчии, туфопесчаников и туфоидных глин. Средняя толщина туфо-базальтовой толщи на Нижнечутинском месторождении достигает 35 м. Среди туффитов встречаются пластовые тела диабазов и базальтов, реже – диабазовые дайки. Наиболее мощные слои диабазов и базальтов залегают, главным образом, в основании толщи в виде неправильных, среднего размера пластообразных тел с апофизами. Они имеют северо-западное и субмеридиональное прости-

рание, неправильные очертания в плане и плоские каравасообразные формы в разрезе.

Эффузивные породы в интервалах продуктивных пластов Нижнечутинского месторождения уверенно идентифицируются по материалам геофизических исследований скважин и характеризуются высокими (более 1000 Ом) сопротивлениями по данным электрических методов, низкими показаниями естественной радиоактивности и повышенными значениями нейтронных методов (рис. 6).

Наличие эффузивных пород отмечается также по данным интерпретации сейсмических материалов в виде высоких показаний на разрезах и картах RMS амплитуд (рис. 6).

Учитывая ограниченное распространение туфо-базальтовой толщи в пределах Нижнечутинского месторождения, можно предположить, что излившиеся магматические породы являются продолжением толщи с Ярегского месторождения, где отложения магматических пород покрывают значительную площадь участка.

Туфо-базальтовая толща в пределах Ярегского месторождения, выступая флюидоупором, перекрыла уникальный по своим свойствам пласт III, благодаря которому Ярегское месторождение известно как крупнейшее по объему высоковязкой нефти. Наряду с этим, пласт III содержит в себе богатые отложения титана и ниобия. В недрах Яреги в совокупности с еще одним уникальным Пижемским месторождением Среднего Тимана содержится более 80% диоксида титана страны (Макеев, Брянчанинова, Красоткина, 2022).

Нефтетитановая залежь пласта III Ярегского месторождения расположена на глубине около 200 м. Пласт более мощный и дислоцирован на 3 пачки: нижнюю, представленную рудоносными лейкоксен кварцевыми песчаниками и надрудными алевrolитами, среднюю,

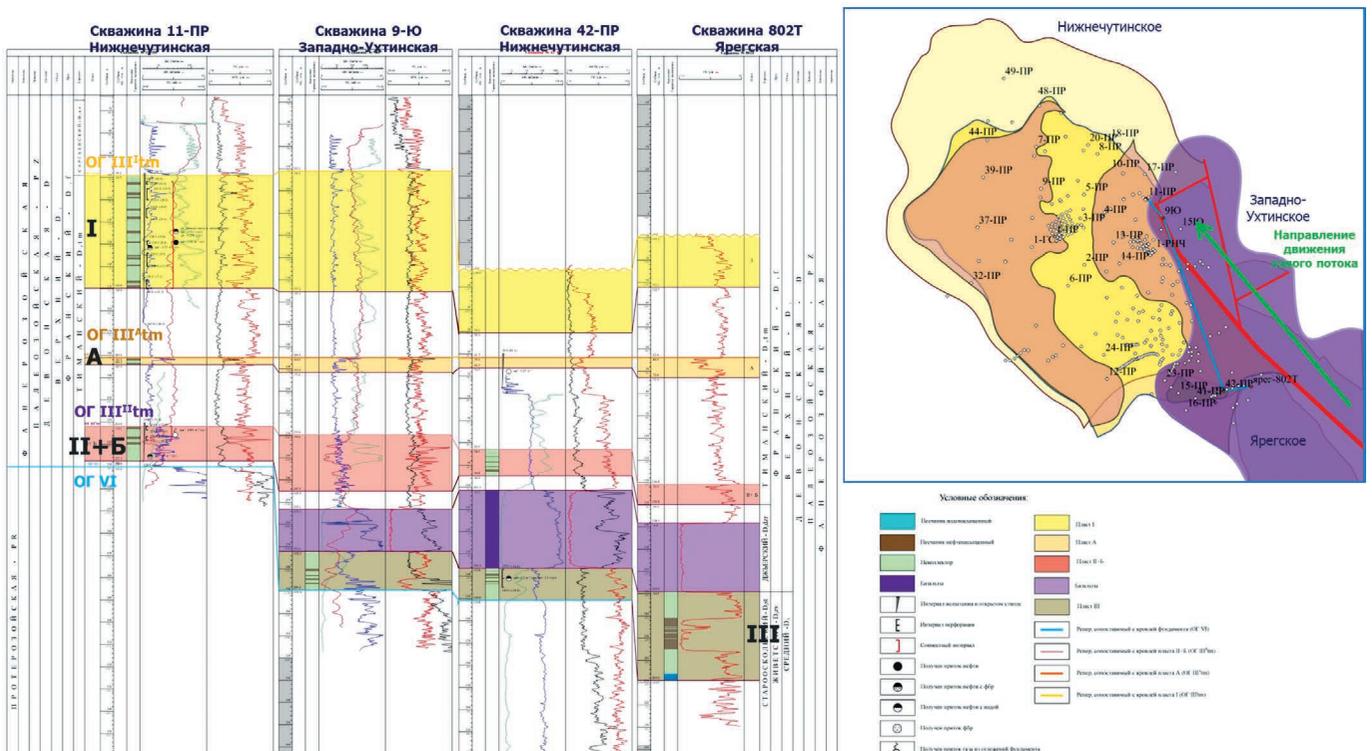


Рис. 5. Прослеживание эффузивных пород в разрезе Нижнечутинского месторождения

Скважина 42-ПР

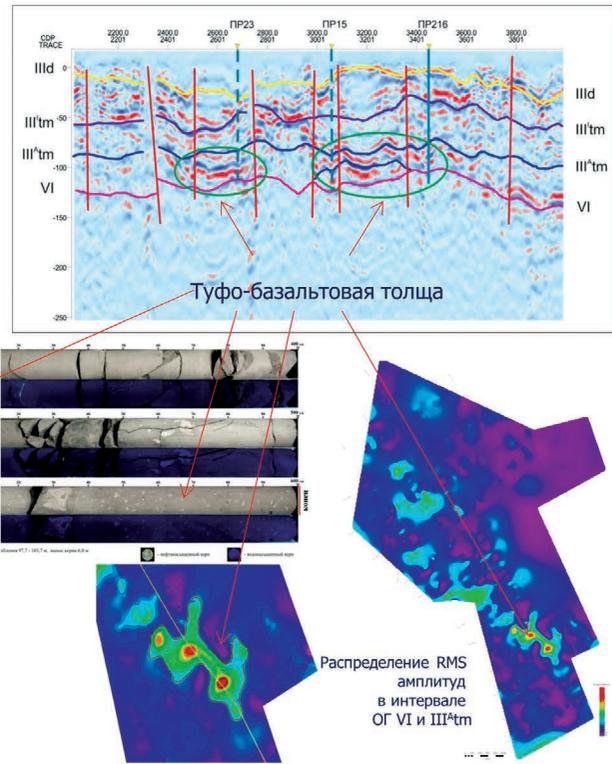
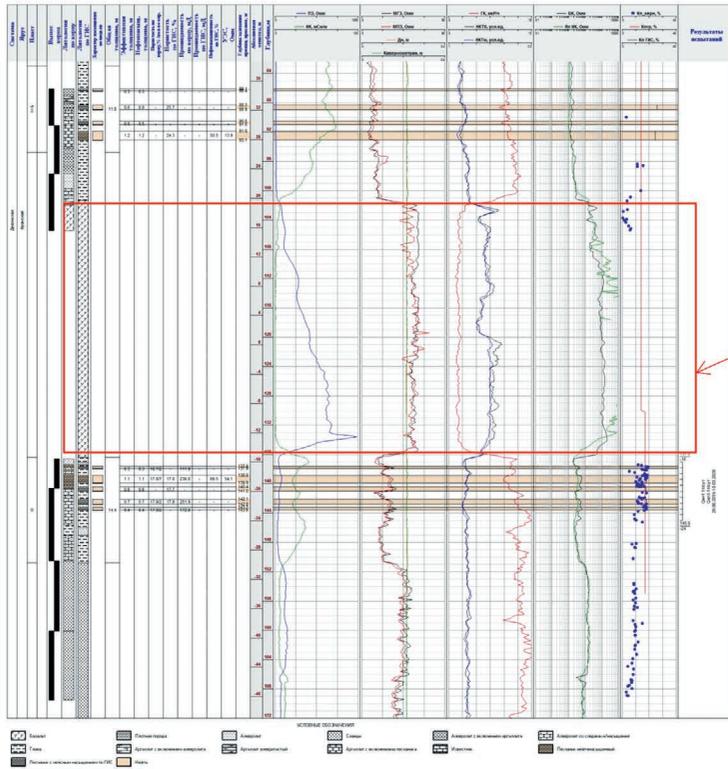


Рис. 6. Выделение туфо-базальтовой толщи в интервалах разреза Нижнечутинского месторождения

сложенную кварцевыми песчаниками с лейкоксен-кварцевыми линзами, и верхнюю, представленную полимиктовыми песчаниками с лейкоксеном.

На Нижнечутинском месторождении отложения пласта III представлены 1 пачкой, толщиной не более 14 м. Отложения представлены кварцевыми, преимущественно мелко- и тонкозернистыми, хорошо сортированными песчаниками с подчиненными прослоями аргиллитов и алевролитов. В породе содержатся очень мелкие зерна циркона, титансодержащих минералов, пирита.

Формирование отложений

Структурный план кровли метаморфического фундамента характеризуется наибольшей дислоцированностью по сравнению с перекрывающими его с угловым и стратиграфическим несогласием девонскими отложениями. Заложение большей части нарушений, осложняющих фундамент, произошло в верхнерифейское и раннепалеозойское время. Тектонические движения на территории исследования от раннепалеозойского и до нижнефранского времени характеризовались тенденцией к воздыманию земной коры, что вело к интенсивной денудации и пенеппенизации региона (Кычкин, 2017).

Формирование осадочного чехла на данной территории началось в среднедевонское время в результате трансгрессии морского бассейна. Аккумуляция осадков в нем осуществлялась за счет поступления материала с палеовыступов фундамента, где продолжались процессы денудации. Осадками в первую очередь заполнялись прогибы, расположенные на юго-востоке и юге участка (dH_VI-II), с этими зонами связываются границы распространения среднедевонских отложений на участке (рис. 7).

Дальнейшая трансгрессия, совместно с денудацией палеовыступов фундамента, в нижнетиманское время

постепенно начала заполнять осадочным материалом более обширные территории. К моменту окончания формирования пласта II+Б осадочным материалом было заполнено уже более половины площади участка. Фундамент был полностью перекрыт только к концу нижнетиманского времени (dH_II-A).

Нижнефранская трансгрессия сопровождалась активизацией тектонических движений. Об этом свидетельствуют некоторые перестройки в палеоплане. Наряду с этим происходит опускание самой южной, граничащей с Ярегским месторождением, части. Прогибание территории сопровождалось развитием ранее заложившихся и образованием новых тектонических нарушений. Большая часть тектонических нарушений прослеживается в разрезе вплоть до подошвы доманика, затухая в верхнефранской части разреза. В результате современные структурные планы от отражающего горизонта (ОГ) VI до ОГ III'd, осложнены серией сбросов северо-западного простирания. В отдельных случаях тектонические движения фундамента приводили к образованию в пределах площади разновысоких тектонических блоков типа горстов и грабенов небольших размеров.

К концу тиманского времени (dH_A-I) происходит резкое опускание западного блока, который вплоть до среднетиманского времени был одной из самых высоких точек палеорельефа и перекрылся осадочным материалом в последнюю очередь.

В саргаевское время значительных перестроек структурного плана не наблюдалось. Происходило планомерное выполаживание территории (dH_I-III'd).

Определить период формирования современного рельефа не представляется возможным, ввиду размывания отложений, перекрывавших верхнедевонский комплекс. Ухтинская складка Ухта-Ижемского вала, образованная в

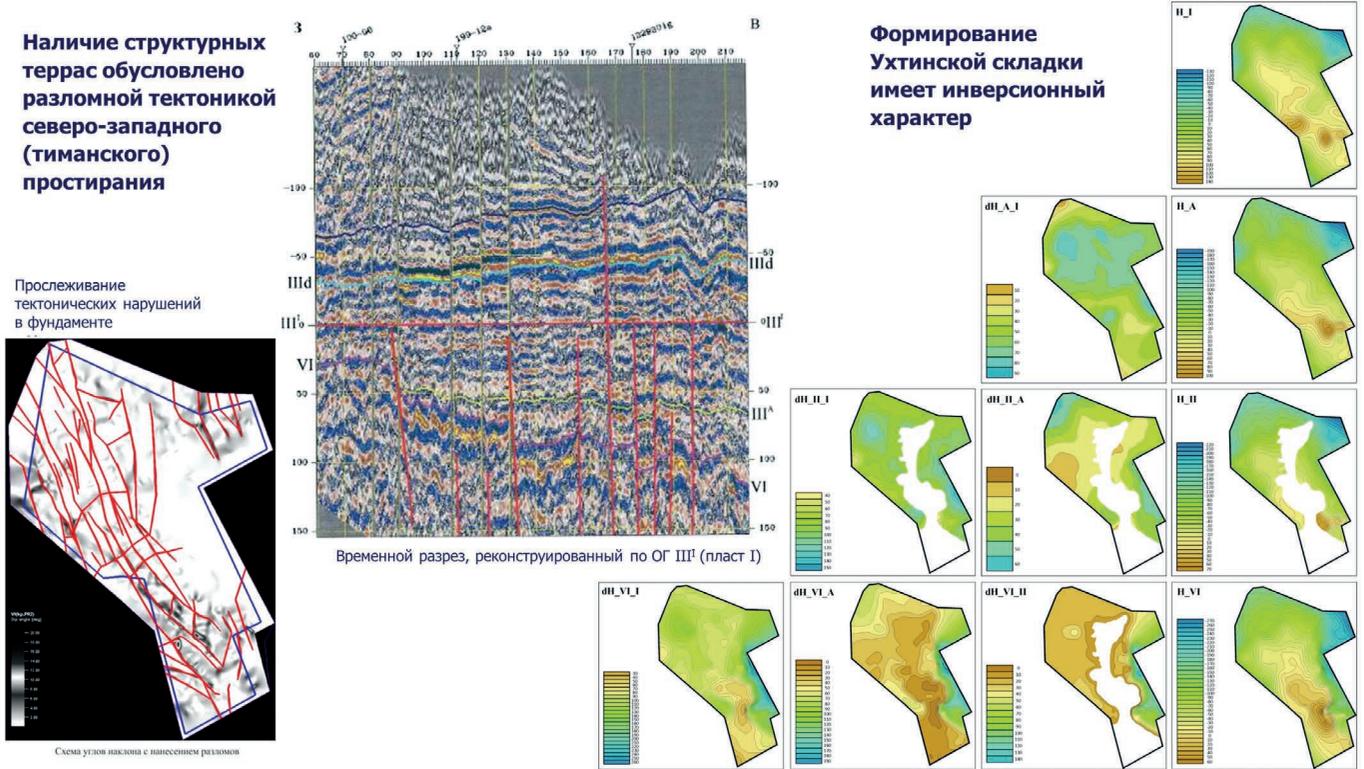


Рис. 7. Этапы формирования отложений Нижнечутинского месторождения

пределах Тиманского эпикинигена, по мнению некоторых исследователей (Разницын, 1964), является промежуточной инверсионно-эпикинетической структурой, представлявшей в додевонское время в центральной своей части грабен. Уже после заполнения этого грабена осадками и полной его нивелировки в результате длительной седиментации в конце девона, в карбоне и перми произошли инверсионные процессы, вызванные тангенциальным сжатием пород. Дно грабена при этом поднялось, осадочные слои выгнулись, и весь блок занял более высокое положение.

Принимая во внимание отсутствие нефтематеринских пород, в пределах месторождения, уже в 30–50 гг. прошлого века актуальными стали вопросы о путях миграции нефти в районе Ухтинской антиклинали. Рассматривались различные модели миграции углеводородов, которые приведены в обобщающих работах 1960-х годов Б.Я. Вассерманом (Вассерман, 1964), В.А. Завьяловым (Завьялов, 1966). Предполагалось, что основной поток миграции углеводородов осуществлялся по восстанию пластов из месторождений Ижма-Печорской впадины, расположенных на глубинах до 2000 м. Вероятность такой миграции была обоснована А.Н. Желудевым в 1953 году и В.А. Евдокимовым в 1959 г. (Евдокимов, 1959) на основании сравнительного анализа физико-химических свойств и состава нефти и газов месторождений Ухтинского района (Вассерман, 1964). При этом физико-химические отличия в составе нефти пластов III, II среднего девона и пластов II+Б, А и I верхнего девона рассматривались как результат фракционирования углеводородов за счет выделения газа при падении пластового давления. Возможность фракционирования предполагалась также в результате фильтрации нефти из третьего пласта и вертикальной миграции жидких углеводородов по трещинам к сводовой части Ухтинской складки на Яреге и в направлении восстания

пластов в сторону Чибьюского и Нижнечутинского месторождений. Геохимические исследования нефтей Ярегского и Нижнечутинского месторождений, выполненные в последние десятилетия, подтверждают ранее выявленное в них сходство элементного состава, на основании которого сделан вывод о наличии также латеральной миграции нефти по трещинам из месторождений Ижма-Печорской впадины (Горобец и др., 2022).

Состояния разработки

Пробная эксплуатация на месторождении проводилась с 2001 г., во время которой более полусотни скважин оработали на естественном режиме, разработкой был охвачен пласт I. При этом за весь период добычи скважины характеризовались малыми притоками нефти – до 1 т с высокими значениями обводненности до 80%, ввиду чего накопленная добыча на месторождении на сегодняшний день составила всего 8 тыс. т.

Пробная эксплуатация заключалась в апробации различных технологий на 2 участках опытно-промышленной разработки. Оба участка разбуривались по плотной сетке скважин с шагом 200 м. Помимо наклонно-направленного бурения, испытана технология строительства горизонтальных скважин – пробурена скважина с длиной ствола 1000 м и зенитным углом на устье 60 градусов. Выполнялся подбор технологии для повышения охвата дренированием высокорасчлененного пласта с применением малотоннажного гидроразрыва пласта (ГРП) на водной и нефтяной основе. Для изоляции заколонных перетоков из верхних водонасыщенных интервалов апробированы различные составы. Также в период пробной эксплуатации выполнен пробный запуск системы поддержания пластового давления с закачкой горячей воды.

Пробная эксплуатация выявила ряд осложняющих

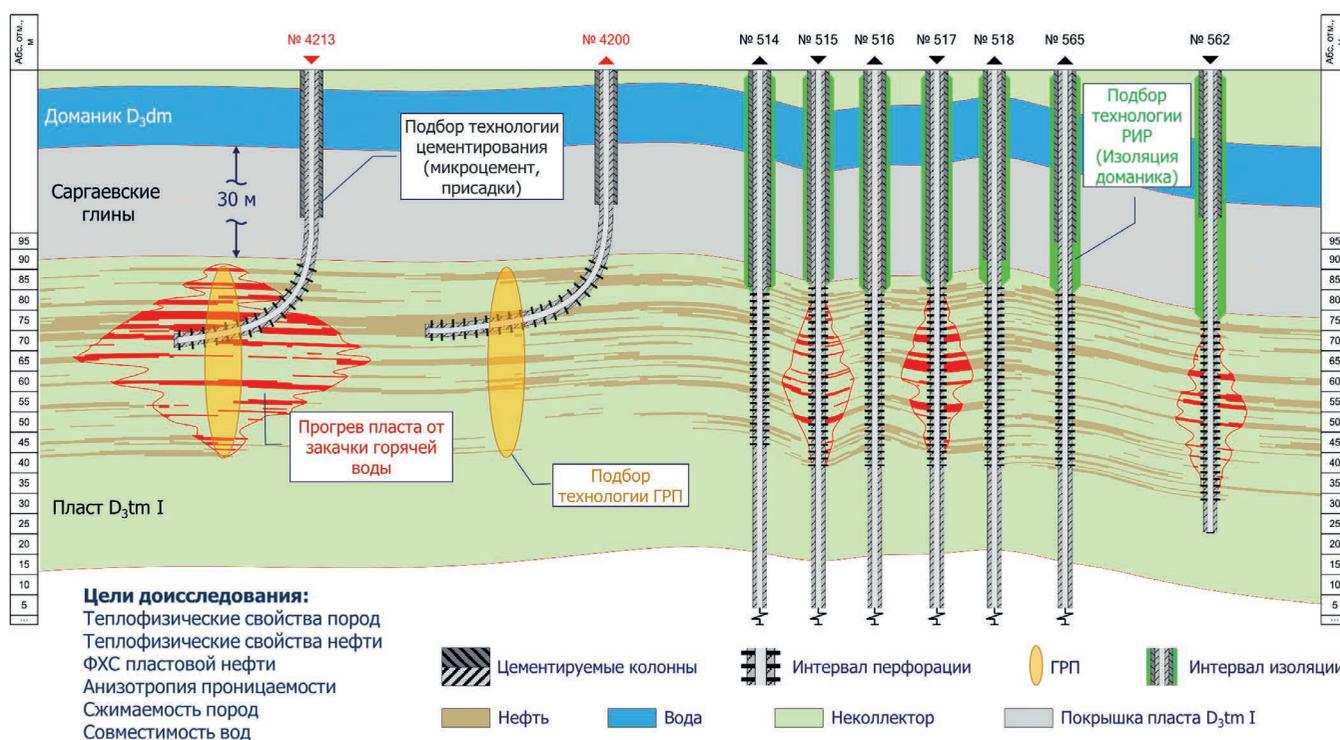


Рис. 8. Апробация технологических решений для эффективной разработки продуктивных отложений Нижнечутинского месторождения

факторов, причиной которых в первую очередь является уникальное геологическое строение изучаемых отложений:

1. Обводнение продукции за счет заколонной циркуляции воды из доманикового горизонта, что связано с неспособностью цемента к затвердеванию в условиях низких температур.

2. Низкие дебиты, вследствие ограничения депрессии на пласт из-за невысокого пластового давления.

3. Осложнение в процессе освоения и запуска скважин. Максимальный прирост добычи от ГРП составил менее 50 т. Только 5 мероприятий из 11 обеспечили прирост дебитов. Положительный эффект от ремонтно-изоляционных работ (РИР) – только в одном случае из трех.

Полученные результаты свидетельствуют о необходимости доизучения добычных возможностей месторождения с нетипичным разрезом и условиями залегания. В то же самое время, первоочередными на месторождении будут являться традиционные решения, позволяющие эффективно технически и экономически выгодно получать стабильные дебиты (рис. 8).

При бурении горизонтальных скважин важно тщательно подобрать конструкции и состав цемента: более мелкого помола и с присадками для работы в условиях низких температур. Для более эффективного извлечения полезного флюида стоит тщательно подобрать ГРП, РИР с изоляцией доманика. Экспериментально можно применить радиальную систему горизонтальных скважин, которая позволит увеличить коэффициент охвата в условиях повышенной анизотропии и низкой проницаемости коллекторов.

Параллельно процесс подбора режима эксплуатации месторождения стоит сопроводить доизучением керна на предмет теплофизических свойств пород, анизотропии

проницаемости и сжимаемости пород, изучением нефти и ее теплофизических свойств, совместимости закачиваемых и пластовых вод.

Выводы

Наравне с месторождениями, УВ которых сосредоточены в отложениях баженовской свиты, доманикового горизонта, ачимовской толщи и др. и запасы которых принято считать трудноизвлекаемыми, в России существуют не менее уникальные, с точки зрения геологического строения и особенностей разработки, месторождения.

Несмотря на солидную историю изучения Нижнечутинского месторождения, которая насчитывает почти 300 лет, учитывая ничтожную глубину залегания продуктивных отложений, добыча нефти на этом месторождении до сих остается непростой задачей.

В то же время, в рамках формирования и развития нефтегазовых минерально-сырьевых центров на базе Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, разработка нетрадиционных запасов Нижнечутинского месторождения имеет большой потенциал к реализации (ГК «РУСТИТАН» стала владельцем технологии..., 2023).

Литература

Бакланов Я. (2021). Русский деревянный баррель. https://lenta.ru/articles/2021/01/29/f_pryaduno/
 Вассерман Б.Я. (1964). О формировании залежей нефти и газа в девонских отложениях Юго-Восточного Притиманья. *Геология нефти и газа Северо-Востока Европейской части СССР*, с. 33–53.
 Вокуев Л.А., Куклин И.А., Сафронова Н.И. (1998). Минерально-сырьевая база углеводородного сырья Ухтинского района и программы ее освоения. Отчет по договору № 05/98 – В.
 ГК «РУСТИТАН» стала владельцем технологии для освоения Пижемского и Ярегского месторождений титана (2023). Информационное агентство БНК. <https://www.bnkomi.ru/data/news/154219/>

Городец С.А., Лаптев, Н.Н., Макарова И.Р., Голдобин А.Я., Валиф Ф.Ф., Яфясов А.М., Макаров Д.К. (2022). Критерии поиска месторождений углеводородов и руд полиметаллов с применением модели геофлюидальной системы. *Георесурсы*, 24(3), с. 49–68. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.4>

Евдокимов, В. А. (1959). Характеристика газов и нефтей. Геология и нефтеносность Тимано-Печорской области. *Труды ВНИГРИ*, вып. 133.

Завьялов В.А. (1966). Геохимия и микроэлементы доманиковых отложений Южного Притиманья. Москва: Наука.

Кычкин Д.А. (2017). Проведение обработки и комплексной интерпретации материалов сейсморазведки 2D и скважинных данных в пределах Нижнечутинской площади. Тюмень.

Макеев А.Б., Брянчанинова Н.И., Красоткина А.О. (2022). Уникальные титановые месторождения Тимана: проблемы генезиса и возраста. *Записки горного института*, 255, с. 275–289. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.32>

Разницын В.А. (1964). Тектоника Южного Тимана. Москва-Ленинград: Наука.

Сведения об авторах

Андрей Андреевич Богун – заместитель генерального директора по геологии и разработке, АО «НК «Нефтиса»
Россия, 125375, Москва, ул. Тверская, д. 22/2, корп.1

Кирилл Александрович Иванов – начальник управления по ГРП и развитию ресурсной базы, АО «НК «Нефтиса»
Россия, 125375, Москва, ул. Тверская, д. 22/2, корп.1

Юрий Алексеевич Денисов – генеральный директор,
ООО «Нефтегазпромтех»

Россия, 169313, Ухта, ул. Тиманская, д. 8, пом. Н-8

Виталий Петрович Волков – заместитель генерального директора по геологии, ООО «ТИНГ»
Россия, 625000, Тюмень, ул.Герцена, д. 64, оф. 1001

Антон Сергеевич Завьялов – исполнительный директор, ООО «ТИНГ»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, д. 64, оф. 1001

Надежда Сергеевна Виноградова – заведующая лабораторией подсчета запасов, ООО «ТИНГ»
Россия, 625000, Тюмень, ул.Герцена, 64, оф. 1001

Александр Викторович Романенков – директор департамента интеллектуальных систем управления, ООО «ТИНГ»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, д. 64, оф. 1001

Александр Владимирович Соколов – канд. геол.-мин. наук, директор по геологоразведке, ООО «ПЕТРОГЕКО», Главный редактор журнала «Георесурсы»
Россия, 628606, Нижневартовск, ул. Самотлорная, д. 20

Статья поступила в редакцию 01.06.2023; Принята к публикации 14.06.2023; Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Features of the structure, study and development of a unique geological object of the Republic of Komi – the Nizhnechutinskoye oil field

A.A. Bogun¹, K.A. Ivanov¹, Yu.A. Denisov², V.P. Volkov^{3}, A.S. Zavyalov³, N.S. Vinogradova³, A.V. Romanenkov, A.V. Sokolov⁴*

¹JSC NK Neftisa, Moscow, Russian Federation

²Neftegazpromteh LLC, Ukhta, Russian Federation

³Tyumen Oil and Gas Institute LLC, Tyumen, Russian Federation

⁴PETROGЕКО LLC, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Vitaly P. Volkov, e-mail: Volkovvp@togi.ru

Abstract. The modern idea of the geological structure of oil deposits of the Nizhnechutinskoye field is presented. The uniqueness of the field lies in the shallow depths of productive deposits. The oil-saturated layer is 100 m. The shallow depths of productive formations led to low formation temperature and pressure. Under such conditions, oil is inactive, characterized by high viscosity, and dissolved gas is practically absent. The features of the formation of the sedimentary cover in the area of the field predetermined the block structure, while the rocks of the productive horizon are characterized by a complex system of vertical fractures, which greatly complicates the process of oil recovery. A distinctive feature of the studied section of the field is the presence of effusive rocks underlying the main productive stratum and overlapping the lower productive layer.

The article systematizes the results of field trial operation, which revealed a number of complicating factors, which is associated primarily with the uniqueness of the geological structure of the studied deposits. Despite the solid history of studying the Nizhnechutinskoye field, which has almost 300 years, given the negligible depth of productive deposits, oil production at this field still remains a difficult task.

Keywords: Sedimentary cover, basement, domanik, tuffbasalt sequence, fractured reservoir, Timan horizon, hard-torecover reserves

Recommended citation: Bogun A.A., Ivanov K.A., Denisov Yu.A., Volkov V.P., Zavyalov A.S., Vinogradova N.S., Romanenkov A.V., Sokolov A.V. (2023). Features of the structure, study and development of a unique geological object of the Republic of Komi – the Nizhnechutinskoye oil field. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 140–149. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.10>

References

Baklanov Ya. (2021). Russian wooden barrel. (In Russ.) https://lenta.ru/articles/2021/01/29/f_pryaduno/

Gorobets S.A., Laptev N.N., Makarova I.R., Goldobin A.Ya., Valiev F.F., Yafyasov A.M., Makarov D.K. (2022). Criteria for the searching for hydrocarbon deposits and polymetal ores using the geofluidic system model. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 49–68. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.4>

Evdokimov V.A. (1959). Characteristics of gases and oils. *Geology and oil content of the Timan-Pechora region*. Proc. VNIGRI, (133). (In Russ.)

GC “RUSTITAN” became the owner of technology for the development of Pizhemsky and Yaregsky titanium deposits (2023). Information agency BNK. (In Ru ss.) <https://www.bnkomi.ru/data/news/154219/>

Kychkin D.A. (2017). Processing and integrated interpretation of 2D seismic data and well data within the Nizhnechutinskaya area. Tyumen. (In Russ.)

Makeev A.B., Bryanchaninova N.I., & Krasotkina A.O. (2022). Unique titanium Deposits of Timan: genesis and age issues. *Journal of Mining Institute*, 255, pp. 275–289. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.32>

Raznitsyn V. A. (1964). Tectonics of the Southern Timan. MoscowLeningrad: Nauka. (In Russ.)

Vokuev L.A., Kuklin I.A., & Safronova N.I. (1998). Mineral resource base of hydrocarbon raw materials of the Ukhta region and programs for its development. Report. (In Russ.)

Wasserman B.J. (1964). On the formation of oil and gas deposits in the Devonian sediments of the Southeastern Pritiman. *Geology of oil and gas in the North-East of the European part of the USSR*, pp. 33–53. (In Russ.)

Zavyalov V.A. (1966). Geochemistry and trace elements of domanic deposits of the Southern Pritiman. Moscow: Nauka. (In Russ.)

About the Authors

Andrey A. Bogun – Deputy General Director for Geology and Development, JSC NK Neftisa

Buil. 1, 22/2, Tverskaya st., Moscow, 125375, Russian Federation

Kirill A. Ivanov – Head of the Department for Geological Exploration and Development of the Resource Base, JSC NK Neftisa

Buil. 1, 22/2, Tverskaya st., Moscow, 125375, Russian Federation

Yury A. Denisov – General Director, Neftegazpromtekh LLC

H-8, 8, Timanskaya st., Ukhta, 169313, Russian Federation

Vitaly V. Volkov – Deputy General Director for Geology, Tyumen Oil and Gas Institute LLC

Of. 1001, 64, Gertsen st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Anton S. Zavyalov – Executive Director, Tyumen Oil and Gas Institute LLC

Of. 1001, 64, Gertsen st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Nadezhda S. Vinogradova – Head of the Reserves Calculation Laboratory, Tyumen Oil and Gas Institute LLC

Of. 1001, 64, Gertsen st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Alexander V. Romanenkov – Director of the Department of Intelligent Control Systems, Tyumen Oil and Gas Institute LLC

Of. 1001, 64, Gertsen st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Alexander V. Sokolov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Director for Geological Exploration, PETROGEKO LLC, Editor-in-Chief of the Journal Georesursy

20, Samotlornaya st., Nizhnevartovsk, 628606, Russian Federation

Manuscript received 1 June 2023;

Accepted 14 June 2023; Published 30 June 2023