

## ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Петрушин<sup>1</sup> Евгений Олегович, Аругюнян<sup>2</sup> Ашот Страевич

<sup>1</sup> ОАО «Печоранефть»

[eopetrushin@yahoo.com](mailto:eopetrushin@yahoo.com)

<sup>2</sup> ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет»

[mereniya@mail.ru](mailto:mereniya@mail.ru)

Приведена геолого-физическая характеристика месторождения, подробно описаны сведения о геологическом разрезе скважины, дана тектоническая характеристика района, проанализированы нефтеносность, газоносность, водоносность, а также приведены сведения о продуктивных пластах.

**Ключевые слова:** геолого-физическая характеристика месторождения; литолого-стратиграфическая характеристика разреза; тектоника месторождения; коллекторские свойства и продуктивность отложений; нефтегазоносность месторождения; свойства и состав пластовых флюидов; запасы нефти и газа.

### 1. Общие сведения о месторождении

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юге Эвенкийского муниципального района (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски и входит в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию (рисунок 1). Оно состоит из трёх лицензионных участков: Юрубченского, Куюмбинского, Терско-Камовского и является частью Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ), включающей в себя также поисковые площади, на которых месторождения ещё не выявлены.

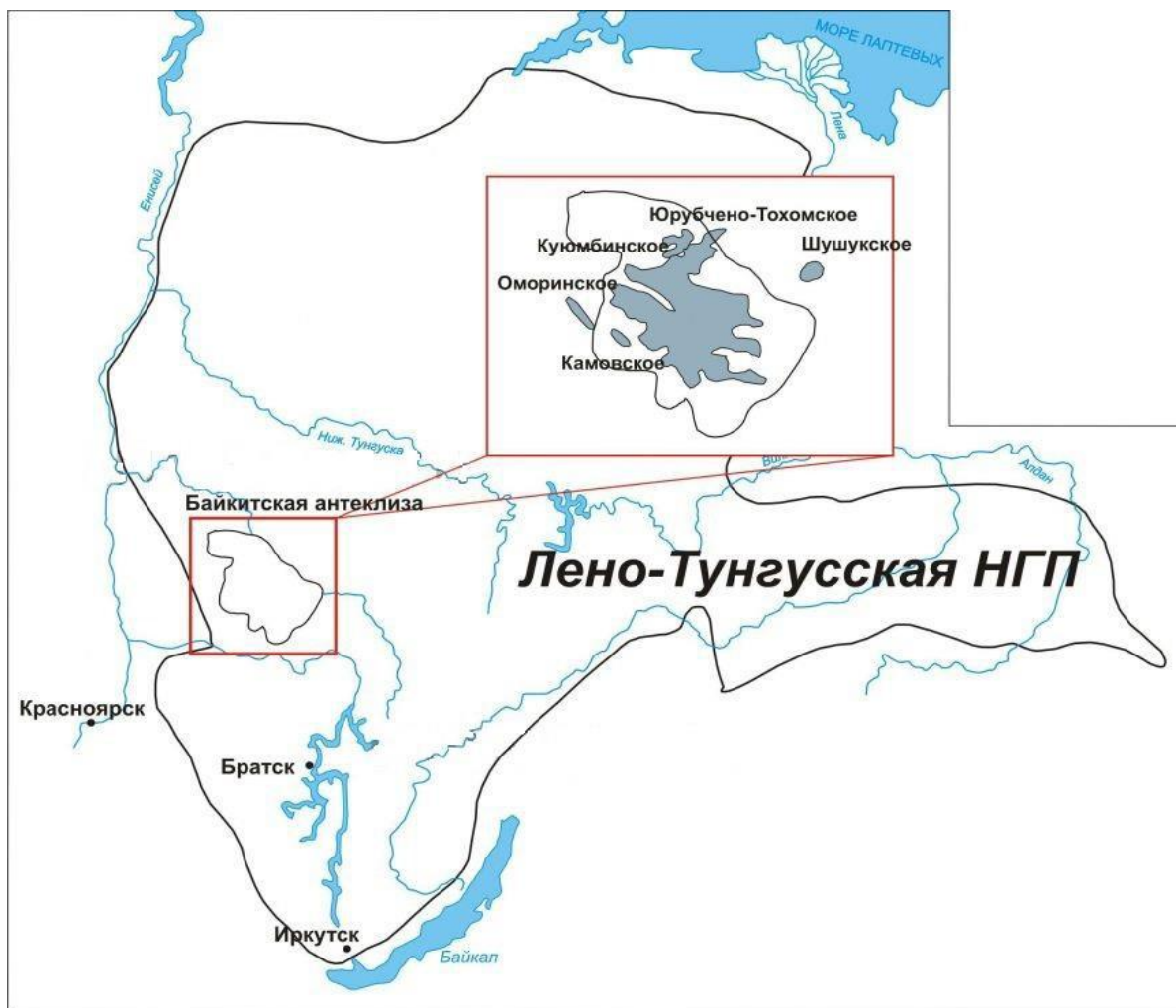


Рисунок 1 – Область скопления углеводородов Байкитской антиклизы

Месторождение было открыто в 1982 году. Введено в пробную эксплуатацию в 1987 году, а освоение началось с 2009 года. Лицензией на право пользования недрами владеет АО «Востсибнефтегаз», дочернее предприятие НК «Роснефть». В 2011 году было пробурено 3 горизонтальные скважины с горизонтальной секцией более 1000 м.

Населённые пункты непосредственно на территории участка отсутствуют. Ближайшие – посёлки Ошарово и Куюмба с населением около 250 человек. С географической точки зрения Юрубчено-Тохомское месторождение находится в пределах Заангаро-Тунгусского плато Среднесибирского плоскогорья. Ближайшая железнодорожная станция Карабула находится на левобережье р. Ангары в 350 км к югу от месторождения (рисунок 2).



ном в течение палеозоя и триаса, в результате которого сформировались широко развитые по площади осадочные и вулканические свиты кембрийского, девонского и триасового возраста. В разрезе Юрубчено-Тохомского месторождения кембрий представлен мощной (1750-2500 м) толщей известняков, доломитов и в подчинённых количествах глин. Кембрийские эвапориты считаются здесь региональной покрывкой. Нижележащие вендские отложения расчленяются следующим образом:

- собинская свита – доломиты с прослоями вулканических пород;
- катангская свита – доломиты и доломитистые мергели;
- оскобинская свита – вулканогенные породы, песчаники и доломиты;
- ванаварская свита – песчаники, глины, алевролиты (красноцветы), брекчии с доломитами и гранитными обломками.

Газовый конденсат обнаружен в песчаниках и некоторых доломитах ванаварской и оскобинской формаций. Потенциально нефтеносными могут быть ванаварские пласты на участках, где они залегают выше водонефтяного контакта (ВНК) в южной части Юрубчено-Тохомского месторождения. Однако основные залежи находятся в верхней части рифейского разреза, который может достигать общей мощности до 3000 м в наиболее полных разрезах.

Газовый конденсат обнаружен в песчаниках и некоторых доломитах ванаварской и оскобинской формаций. Потенциально нефтеносными могут быть ванаварские пласты на участках, где они залегают выше водонефтяного контакта (ВНК) в южной части Юрубчено-Тохомского месторождения. Однако основные залежи находятся в верхней части рифейского разреза, который может достигать общей мощности до 3000 м в наиболее полных разрезах.

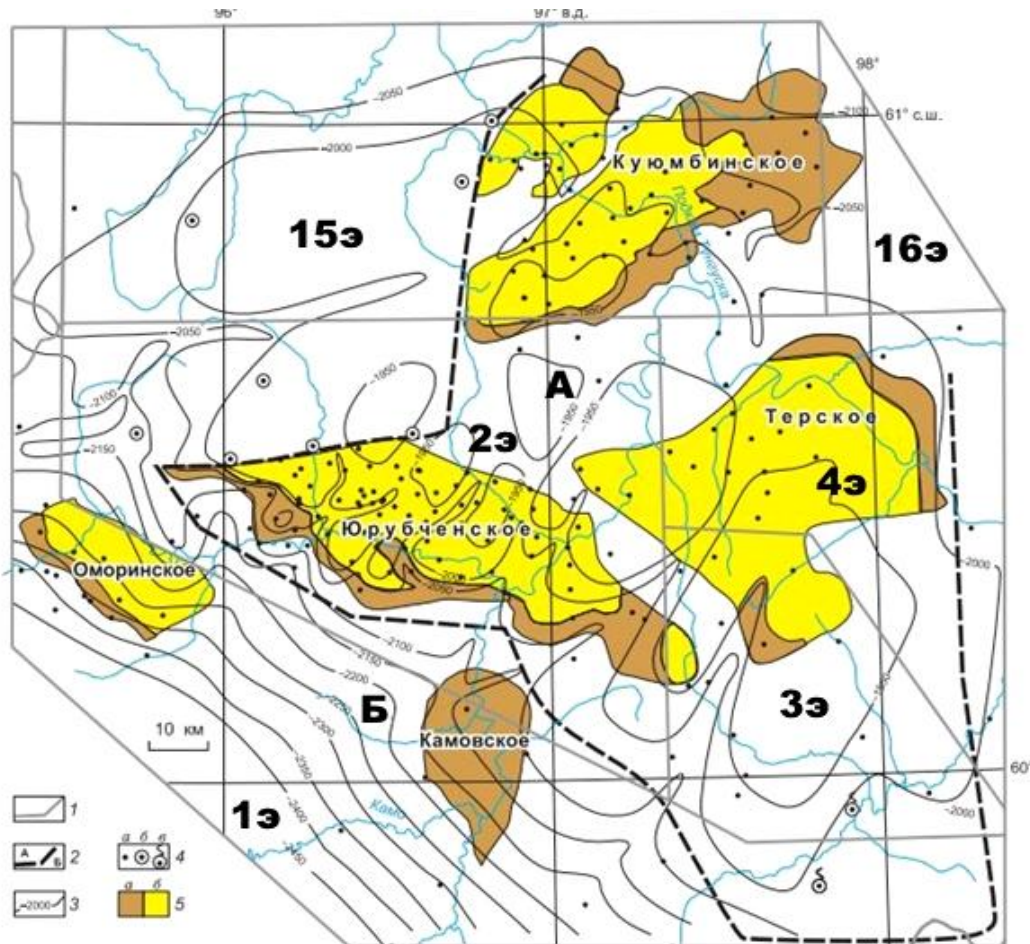
Полный стратиграфический разрез рифейских отложений выглядит следующим образом, что отображено в таблице 1.

Таблица 1 – Полный стратиграфический разрез рифейских отложений

Период	Свита	Условное геологическое обозначение рифейских отложений
R3 Верхний рифей	Иремекенская	R3irm
	Токурская	R3tok
R2 Средний рифей	Вингольская	R2vng
	Рассолкинская	R2rsl
	Юктенская	R2yuk
	Копчерская	R2kop
	Куюмбинская	R2kmb
	Долгоктинская	R2dlg
	Юрубченская	R2yur
	Мадринская	R2mdr
R1 Нижний рифей	Вэдрэшевская	R1vdr
Pt Архей-протерозой	Зелендуконская	Pt1zel



Юрубченский лицензионный участок расположен в юго-западной части Сибирской платформы (рисунок 3). В геологическом строении участка, как и Юрубчено-Тохомской зоны в целом, принимают участие кристаллический фундамент архей-протерозойского возраста и осадочный чехол. Осадочный чехол сложен породами рифея, венда, кембрия.



1 – граница лицензионных участков; 2 – граница зон нефтегазонакопления:  
 А – Юрубчено-Тохомская, Б – Оморинская; 3 – изогипсы подошвы венда (м);  
 4 – скважины (а), вскрывшие граниты фундамента (б),  
 с притоками нефти и газа (в);  
 5 – месторождения: нефтяные (а), газовые (б).

Лицензионные участки: 1э – Оморинский; 2э – Юрубченский;

3э – Терско-Камовский (южная часть); 4э – Терско-Камовский (северная часть);

15э – Куюмбинский; 16э – Кординский

Рисунок 3 – Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления

Единого представления о расчленении рифея Юрубченского блока к настоящему времени не выработано. Главной причиной этого является то, что рифейские отложения перекрываются различными свитами венда с угловым несогласием и в разных частях блока скважины вскрывают разные уровни рифея. Полный разрез рифейских отложений в едином пересечении не вскрыт.

### **3. Тектоника**

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в юго-западной части Сибирской платформы, в разрезе которой выделяется два структурных этажа:

- 1) кристаллический фундамент;
- 2) осадочный чехол.

В свою очередь, осадочный чехол платформы подразделяется на два структурных яруса:

- 1) рифейский;
- 2) венд-девонский.

Рифейский и венд-девонский ярусы разделены угловым несогласием. Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в центральной части Камовского мегасвода – положительной структуры I порядка в составе Байкитской гемиантеклизы. Камовский мегасвод ограничен изогипсой – 2000 м кровли тэтэрской свиты и изогипсы – 2400 м предвендской эрозионной поверхности.

На востоке его граница проводится по крупному региональному разлому, имеющему амплитуду смещения до 400 м. Положение данного разлома совпадает с границей Байкитской гемиантеклизы и Курейской синеклизы. Мегасвод имеет изометричную форму и вытянут в северо-западном направлении, его размеры 390×190 км.

В пределах Юрубченского блока отложения венд-девонского структурного яруса падают в юго-западном направлении, углы падения не превышают 1,5°. Дизъюнктивных нарушений, пересекающих данные отложения, в пределах участка достоверно не выявлено. Рифейский структурный ярус в юго-западной части Сибирской платформы представлен терригенно-карбонатными отложениями

мощностью до 7 км. При структурных построениях рифейского структурного яруса в качестве базового использовался отражающий горизонт R4, приуроченный к отложениям вэдрэшевской свиты. В ярусе выделяются те же четыре надпорядковых элемента, что и для более молодых отложений, хотя их границы несколько смещаются. При выделении структурных элементов более низкого ранга районирование рифейского структурного яруса существенно отличается от районирования вышележащих отложений.

Юрубчено-Тохомское месторождение приурочено к юго-восточному склону Юрубчено-Курумбинского свода, который осложняет мегасвод в ранге структурного элемента второго порядка. По подошве камовской серии свод ограничен изогипсой – 2450 м и тремя дизъюнктивными нарушениями:

- 1) нарушение северо-западного направления на юго-востоке свода, амплитуда которого изменяется от 1250 м (в районе скважины № Юр-66) до постепенного затухания в северо-западном и юго-восточном направлении;
- 2) субмеридиональное нарушение на западе свода амплитудой до 150 м;
- 3) нарушение на севере свода, имеющее северо-восточное направление и амплитуду до 400 м.

Размеры свода 105×85 км, но форма далека от изометричной. Свод несколько вытянут в субмеридиональном направлении и имеет амплитуду более 650 м. В центральной части свода отложения камовской серии размыты и на предвендскую эрозионную поверхность выходят образования фундамента (граниты и гранито-гнейсы).

Северо-западная часть Юрубченского участка по подошве камовской серии относится к Мадринско-Тычанскому мегазаливу – отрицательной структуре первого порядка, вдающейся в Байкитскую антеклизу со стороны Курейской синеклизы. В пределах участка мегазалив граничит с Вельминско-Деланинским мегасводом по изогипсе – 3600 м и субширотному разлому, амплитуда смещения по которому достигает 1500 м. Рассматриваемая часть мегазалива осложнена весьма контрастной локальной положительной структурой (Мадринское поднятие), амплитуда которого превышает 1000 м.

## 4. Коллекторские свойства и продуктивность рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения

Рифейские отложения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления вызывают большой интерес, так как к ним приурочены большие запасы углеводородов. Впервые в мире из древнейших отложений рифея получены промышленные притоки нефти и газа во многих скважинах. Несмотря на большое число исследователей, занимающихся оценкой и изучением этого месторождения, до настоящего времени нет единого мнения об условиях формирования коллекторов и модели строения резервуара; также дискуссионным остаётся вопрос о типах коллекторов.

Юрубчено-Тохомское месторождение имеет сложное блоковое строение рифейского комплекса, осложнённого серией дизъюнктивных нарушений. На рисунке 4 приведено современное строение Юрубчено-Тохомского месторождения, схематично показаны выходы рифейских толщ на предвентскую эрозионную поверхность и отмечены продуктивные скважины.

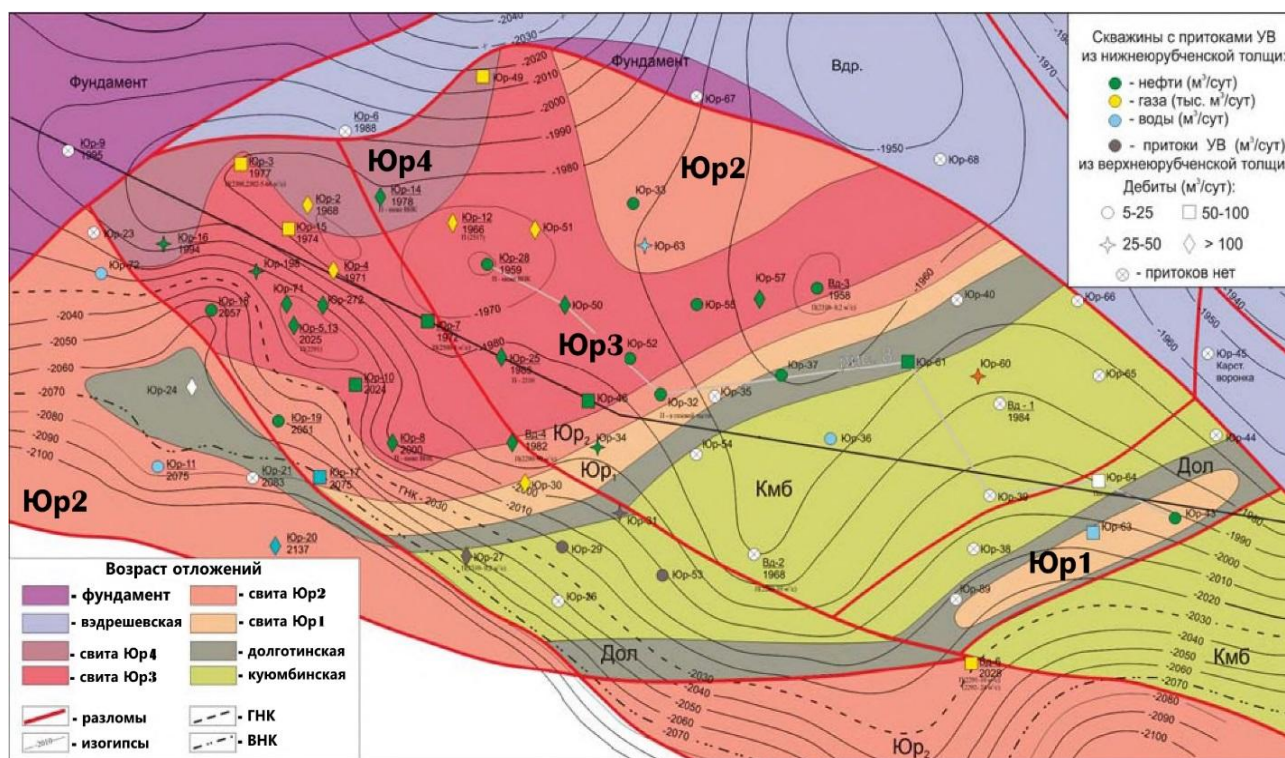


Рисунок 4 – Схематическая карта выхода рифейских отложений на предвентскую эрозионную поверхность и продуктивность скважин



Кровля рифея представляет размытую поверхность, которую несогласно перекрывают вендские отложения. Проведённый анализ продуктивности скважин позволил установить, что наиболее перспективной является свита Юр<sub>3</sub>, которая отличается высокими дебитами нефти (до 600 м<sup>3</sup>/сут.) и газа (40-302 тыс. м<sup>3</sup>/сут.), большой эффективной ёмкостью за счёт трещин и каверн и выдержанной толщиной в разрезе.

Трещиноватость рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения развита интенсивно, но весьма неодинакова по разрезу. Трещины имеют различную морфологию, ориентировку, протяжённость и раскрытость.

Роль трещин в формировании фильтрационно-емкостных свойств коллекторов рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения переоценить сложно, поскольку именно они являются проводящими каналами для миграции минерализованных растворов, способствующих выщелачиванию пород, и играют основную роль при фильтрации углеводородов.

Следует подчеркнуть, что открытые микротрещины, широко развитые в продуктивной толще рифея, своим возникновением обязаны тектоническим процессам, но морфология, раскрытость и протяжённость их обусловлены литогенетическими особенностями образования пород и дальнейшим движением по ним подземных вод.

Детальные исследования характера трещиноватости позволили сделать вывод, что породы рифея макро- и микротрещиноваты. Преобладают разноориентированные трещины, часто образующие сложную систему, которая и обеспечивает высокие фильтрационные характеристики пород-коллекторов. Вдоль трещин отмечены многочисленные пустоты выщелачивания. Протяжённые секущие трещины осложнены короткими и тонкими, за счёт чего обеспечивается их взаимосвязь.

Вертикальные трещины, как правило, прямые, горизонтальные секущие слабоизвилистые, оперённые короткими. Именно протяжённые вертикальные и горизонтальные трещины обеспечивают высокую фильтрацию флюидов (проницаемостью более 1 Дарси) и соединяют кавернозные прослои (пористость до

10-15 %) и редкие крупные каверны объёмом 10-20 см<sup>3</sup> (общая эффективная ёмкость 2-3 %).

Отличительной особенностью трещин в рифейских отложениях Юрубчено-Тохомского месторождения является значительное удаление их друг от друга, т.е. широкий «шаг» – расстояние между ними составляет 3-5 см, иногда более. Удалённость трещин друг от друга определяет сложность их выявления и определения фильтрационно-емкостных свойств стандартными методами, именно поэтому применяется метод капиллярной дефектоскопии, основанный на 5 см образцах кубической формы.

Изучение структурных характеристик образцов рифейских доломитов юрубченской толщи проводилось методом ртутной порометрии с помощью ртутного порозиметра «AutoPore IV 9500», диапазон давления нагнетания ртути при исследовании породы составляет от 0,01 до 1000 атм., что соответствует измерению поровых каналов диаметром от 0,01 до 100 мкм.

Метод даёт объёмную характеристику геометрии пустот в породе. Порометрические кривые позволили оценить диапазон размеров пор, развитых в породе, процентное содержание пор каждого диаметра и определить содержание субкапиллярных пор диаметром менее 0,2 мкм. При этом важно учитывать связанность поровых каналов между собой, чтобы достоверно выделить группу пустот, определяющих фильтрацию.

Образцы для ртутной порометрии в виде цилиндров 1×3 см выбуривались непосредственно из кубиков после изучения трещиноватости методом капиллярной дефектоскопии.

Результаты исследований различных строений порового пространства рифейских доломитов приведены в виде порометрических кривых (рисунки 5-7). Из полученных данных видно, что в низкоёмких доломитах преобладают системы взаимопересекающихся микротрещин раскрытостью 40-64 мкм и небольшим количеством субкапиллярных пор диаметром менее 0,2 мкм, содержание которых редко превышает 15-20 %. В плотных разностях содержание субкапиллярных пор может достигать 75 %.



Рисунок 5 – Порометрическая кривая образца № 8705

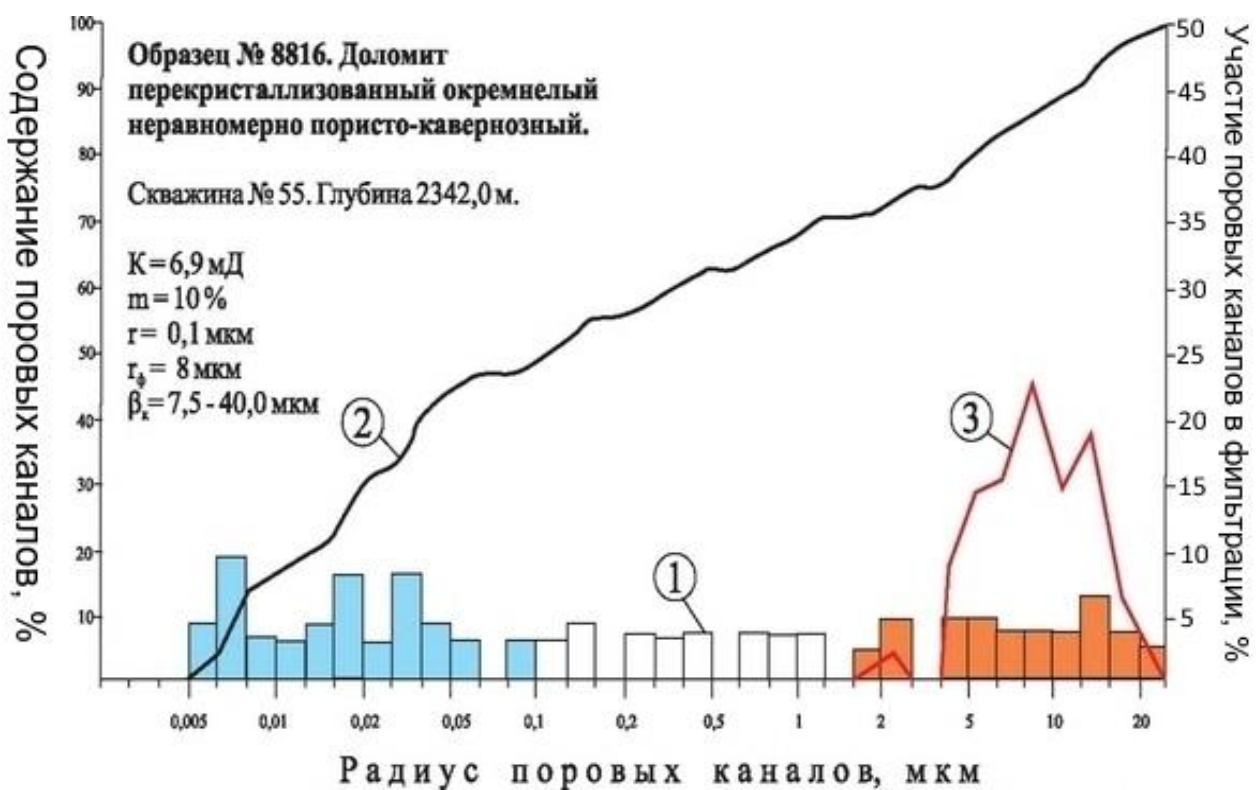
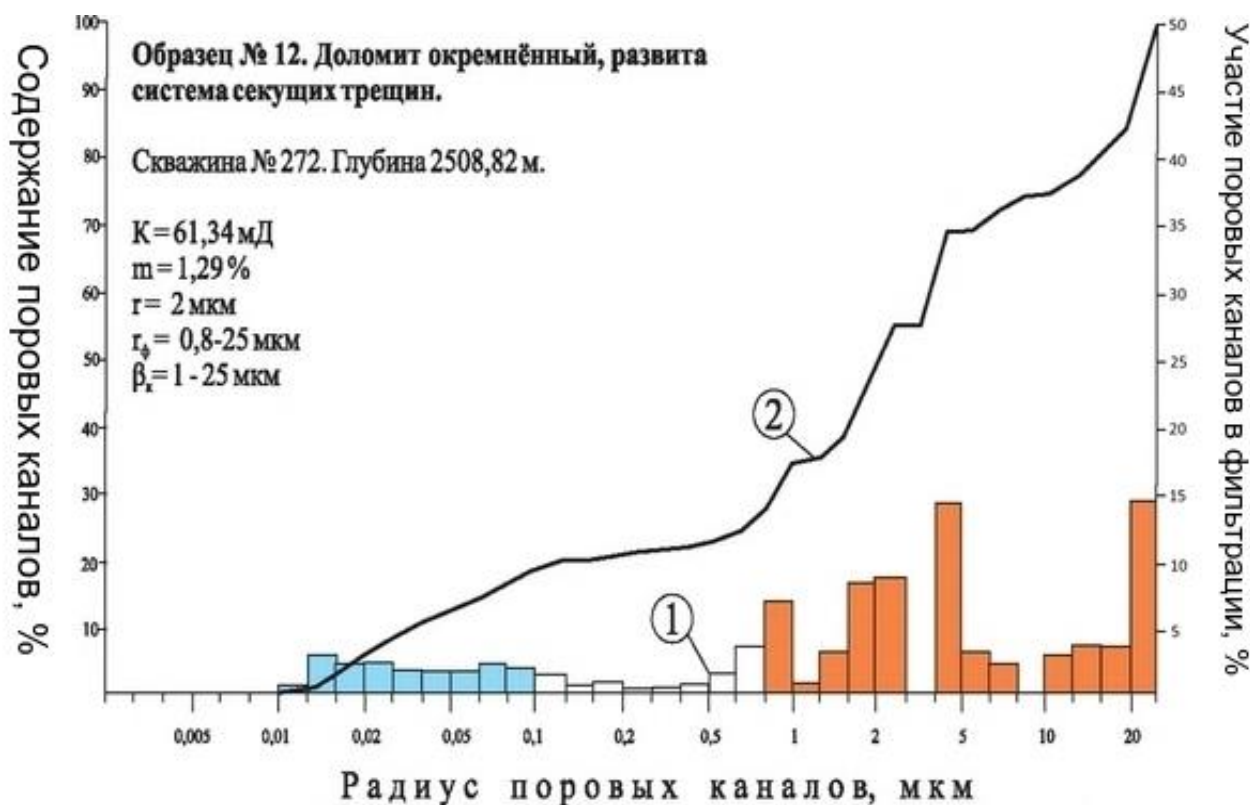


Рисунок 6 – Порометрическая кривая образца № 8816



Условные обозначения структуры пустотного пространства доломитов юрубченской толщи:

1 – гистограмма распределения поровых каналов, %; 2 – кумулятивная кривая;

3 – кривая долевого участия трещин и каверн в фильтрации;

$K$  – абсолютная газопроницаемость;  $m$  – ёмкость пустот;

$r$  – средний радиус всей совокупности пустот;

$r_{\phi}$  – средний радиус фильтрующих каналов;  $\beta_k$  – раскрытость каверн;

□ – пустотное пространство; ■ (голубой) – субкапиллярные поры;

■ (оранжевый) – каверны и трещины, определяющие фильтрацию

Рисунок 7 – Порометрическая кривая образца № 12

Наиболее сложным строением пустотного пространства характеризуются кавернозно-трещиноватые доломиты (образец № 8705). Каверны вторичные, округлой формы, они образовались за счёт выщелачивания и расширения полостей трещин. Наличие большого количества пор радиусом более 0,1 мкм позволило построить на гистограммах кривые долевого участия пор в фильтрации и оценить средний радиус фильтрующих пор. Видно, что фильтрация осуществляется

в основном по пустотам радиусом более 1 мкм и кавернам разнообразной формы размером 5-40 мкм и более.

Таким образом, изучение снятых порометрических кривых рифейских доломитов позволяет сделать вывод об отсутствии в породах достаточного количества первичных пор, которые могут участвовать в фильтрации и обеспечивать полезную ёмкость. Характерный вид порограмм указывает на наличие вторичных пустот расширения полостей трещин и развитие каверн (рисунок 8). Именно они определяют структуру и морфологию пустотного пространства, ёмкость и фильтрационные свойства низкоёмких рифейских доломитов.

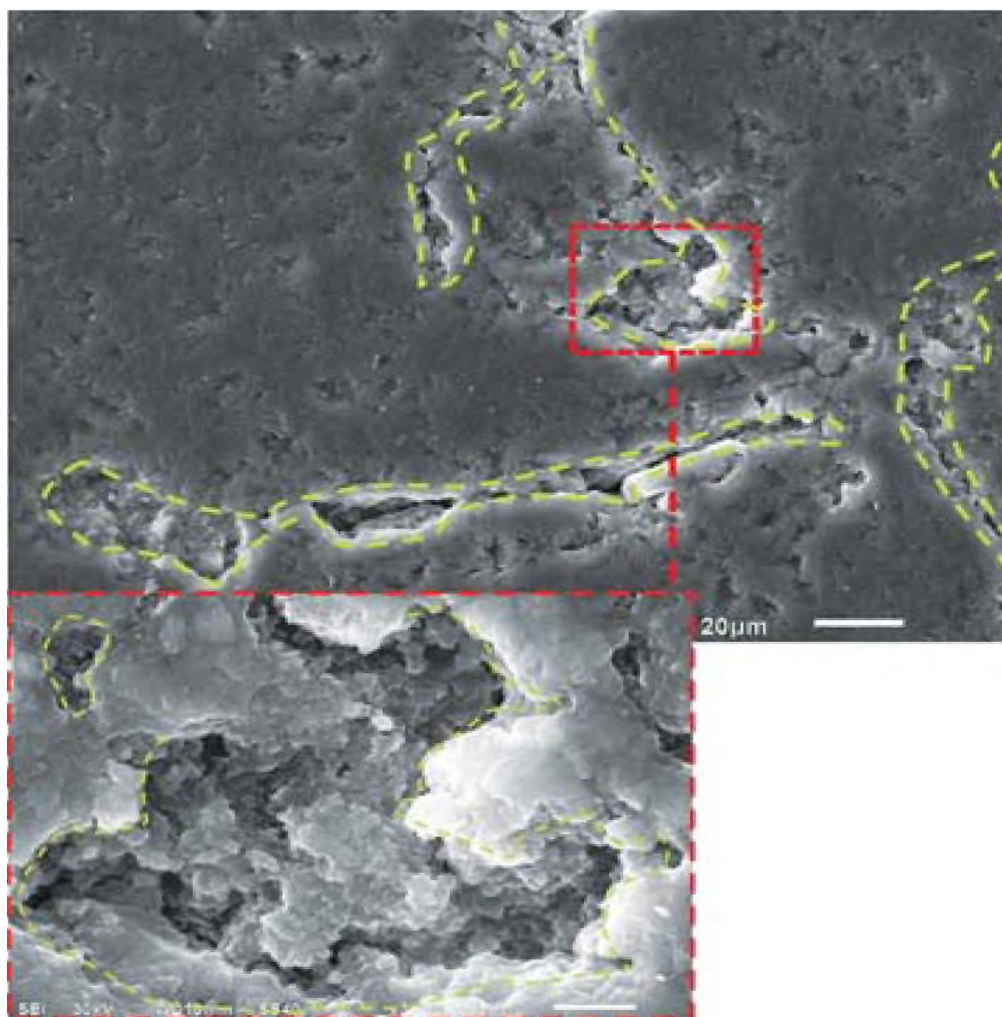


Рисунок 8 – Образовавшаяся кавернозность за счёт неравномерного выщелачивания полостей трещин на скважине № 272 (образец № 16, глубина 2558,9 м)



Проведённые исследования позволили установить, что свита ЮР<sub>3</sub> выдержана по площади месторождения, характеризуется высокой степенью трещиноватости, обладает высокими фильтрационно-емкостными свойствами и продуктивна на углеводороды во всех скважинах, т.е. наиболее перспективна на Юрубчено-Тохомском месторождении.

## 5. Нефтегазоносность

К настоящему времени для Юрубченского участка выделены четыре гидродинамически самостоятельных горизонта:

- 1) Б-VIII1;
- 2) В-I;
- 3) Б-IX;
- 4) P1-2Д.

Пласт Б-VIII1 приурочен к средней части оскобинской свиты и распространён в юго-западной части Юрубченского участка. В северо-восточном направлении он выклинивается и замещается глинистыми породами. Максимальная эффективная мощность равна 4,0 м. Средняя пористость равна 0,16 доли ед., газонасыщенность – 0,675 доли ед., нефтенасыщенность – 0,00727 доли ед. Притоки газа из этого пласта получены в семи скважинах: скважина № 6 Юрубчено-Тохомского месторождения (Юр-6), Юр-18, Юр-29, Юр-30, Юр-35, Юр-37, Юр-54. Максимальный дебит газа в скважине Юр-18 – 251,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Приток нефти получен только в одной скважине Юр-72 – 142 м<sup>3</sup>/сут. Притоков пластовой воды не получено.

Уровни ВНК и газонефтяного контакта (ГНК) из-за незначительной мощности пласта скважинами не вскрыты и их обоснование по материалам геофизических исследований скважин (ГИС) невозможно. Условно они приняты как для пласта P1-2Д: на абсолютных отметках – 2072 м и – 2023 м соответственно. Залежь пластовая, литологически экранированная, газоконденсатнонефтяная. Коллектор порово-трещинно-кавернового типа.

Пласт Б-IX распространён в юго-восточной части Юрубченского участка. Притоки нефти получены в скважинах Юр-18 (3,2 м<sup>3</sup>/сут.) и Юр-72 (39,3 м<sup>3</sup>/сут. и 78 м<sup>3</sup>/сут. на 6 и 10 мм диаметра штуцера). Положение ВНК и ГНК приняты на абсолютных отметках – 2023 м и – 2072 м. Залежь пластовая, литологически экранированная, газоконденсатнонефтяная. Максимальная эффективная толщина пласта равна 6 м. Коллектор порово-трещинно-кавернового типа.

Пласт В-I приурочен к отложениям ванаварской свиты, распространён в южной и юго-восточной частях Юрубченского участка, выклинивается в северном направлении. Приток газа получен пока по единственной скважине № 13 Вдр-6 (118 тыс. м<sup>3</sup>/сут.). Газонефтяной контакт условно принят на абсолютной отметке – 2022 м, ВНК принят на абсолютной отметке – 2072 м. Эффективные мощности пласта достигают 16,7 м. Залежь газоконденсатнонефтяная, пластовая, литологически экранированная. Коллектор порового, возможно трещинно-порового типов.

Горизонт Р1-2Д рассматривается наиболее подробно, так как с входящей в него Юрубченской толщей связана наибольшая нефтегазоносность района. Границы горизонта отделяются от вышележащих пластов преимущественно глинистыми толщами рифея – копчерской и токурской.

Пласт Р1-2Д имеет наибольшую площадь распространения: площадь газовой шапки составляет 528,1 км<sup>2</sup> (69 % от общей), водонефтяная зона равна 228,3 км<sup>2</sup> (29,8% от общей), водонефтегазовая зона – 465,4 км<sup>2</sup> (60,8 %), нефтяная зона – 8,5 км<sup>2</sup> (1,1 %), нефтегазовая зона – 23,5 км<sup>2</sup> (3,1 %). Залежь приурочена к доломитам Юрубченской толщи, тип залежи – массивный, тип коллектора – каверново-трещинный. Максимально высокие (более 100 м<sup>3</sup>/сут.) дебиты нефти из пласта Р1-2Д получены в скважинах №№ Юр-5, 5б, 5вг, 8, 14, 22, 24, 25, 50, 57, 71, 1046, 1061 и Вдр-4. Максимально высокие (более 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут.) дебиты газа из пласта Р1-2Д получены в скважинах №№ Юр-4, 12, 16, 25, 28, 33, 48, 49, 50, 51 и Вдр-4. По результатам испытания и данным ГИС уровень ГНК принят на абсолютной отметке – 2023 м, ВНК – 2072 м.

В таблице 2 представлена краткая характеристика продуктивного горизонта Р1-2Д.

Таблица 2 – Краткая характеристика продуктивного горизонта Р1-2Д

Наименование	Характеристики
Тип залежи	массивный
Породы коллекторов	доломиты юрубченской свиты
Тип коллектора	каверново-трещинный
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	725 680
Кровля	глинистый пласт в подошве долгоктинской толщи, в зоне размыва последнего – базальные уровни венда
Средняя глубина залегания, м	2047
Подошва	глинисто-карбонатные породы верхней части мадринской толщи
Абсолютная отметка ГНК, м	2023
Абсолютная отметка ВНК, м	2072
Свидетельства нефтегазонасности в пределах Юрубченского участка	притоки нефти и газа в большой группе скважин

С юга залежь ограничена пересечением ВНК с эрозионной поверхностью рифея, являющейся кровлей для толщи коллекторов. Северо-западная граница связана с выходами на эрозионную поверхность древних глинистых отложений рифея, в центральной части северная граница залежи связана с тектоническим нарушением, по которому в северном (поднятом) блоке на эрозионную поверхность также выходят древние глинистые отложения рифея и фундамент. На востоке граница проходит по линии выхода на эрозионную поверхность отложений глинистой пачки в долгоктинской толще.

## 6. Свойства и состав пластовых флюидов

### 6.1. Нефть

Плотность нефти в пластовых условиях варьировалась между 648,6-745,4 кг/м<sup>3</sup>; в среднем согласно опыту по дифференциальному разгазированию – 699 кг/м<sup>3</sup>, вязкость нефти в пластовых условиях составила 0,48-2,56 мПа·с (в среднем 1,67 мПа·с согласно дифференциальному разгазированию), газосодержание варьировалось между значениями 80,3-232,8 м<sup>3</sup>/т (согласно опыту по дифферен-

циальному разгазированию пробы пластовой нефти в среднем – 167,84 м<sup>3</sup>/т (при принятом по результатам моделирования – 194 м<sup>3</sup>/т)), объёмный коэффициент составил 1,141-1,5073, согласно опыту по дифференциальному разгазированию в среднем – 1,36 (при принятом по результатам моделирования – 1,38).

По своим свойствам товарная нефть относится к типу особо лёгких (плотность нефти в стандартных условиях после дифференциального разгазирования глубинных пробы составила 821 кг/м<sup>3</sup>), по содержанию серы нефть относится к классу малосернистых (в среднем 0,22 %), по содержанию парафинов – к парафинистым (в среднем 1,95 %), по значению вязкости (в среднем 8,36 мПа·с) товарная нефть Юрубченской залежи относится к маловязким нефтям. По суммарному содержанию асфальто-смолистых веществ – к малосмолистым (в среднем 4,84 %: асфальтенов – 0,18 %, силикагелевых смол – 4,66 %). Шифр согласно классификации товарной нефти – 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858-2002.

## **6.2. Газ**

Газ газовой шапки по своему составу относится к жирным (содержание C<sub>2+</sub> в среднем равно 16,02 %) с содержанием метана в среднем 74,63 %. Плотность свободного газа в среднем равна 0,886 кг/м<sup>3</sup> (относительная плотность – 0,736). Коэффициент сухости газа в среднем составил 0,57.

## **6.3. Конденсат**

Плотность конденсата в стандартных условиях по поверхностным пробам в среднем по Юрубченской залежи составила 0,734 г/см<sup>3</sup>. Вязкость в среднем составила 1,34 мПа·с. Содержание серы в среднем составило 0,09 %, содержание парафина – 0,85 %, содержание силикагелевых смол – 1,81 %, асфальтенов – 0,08 %. Конденсатно-газовый фактор (КГФ) в скважине № Юр-25 составил 457,76 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> по сырому и 251,17 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> по стабильному конденсату. Давление начала конденсации составляет 20,0-21,0 МПа, давление максимальной конденсации 3,1 МПа. Потенциальное содержание конденсата 133,93 г/м<sup>3</sup>, коэффициент извлечения 0,58, плотность конденсата в стандартных условиях 0,721 г/см<sup>3</sup>.

## 6.4. Вода

Свойства пластовой воды охарактеризованы 79 поверхностными и 3 глубинами пробами, согласно которым по степени минерализации она относится к крепким рассолам (минерализация в среднем  $238 \text{ г/дм}^3$ ). Плотность пластовой воды в поверхностных условиях в среднем составила  $1139 \text{ кг/м}^3$  (в пластовых –  $1171 \text{ кг/м}^3$ ). Генетическая классификация пластовых вод позволяет отнести их к водам хлоридно-кальциевого типа. Газосодержание составило в среднем  $0,22 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

## 7. Запасы нефти и газа

Нефтегазоносность связана с карбонатными и терригенными отложениями вендского и рифейского возрастов. Подсчёт запасов растворённого газа и нефти производился по месторождению три раза:

- 2008 год – оперативный подсчёт запасов углеводородов по Усть-Чавичинской и Юрубченской залежам пласта Р1-2д;
- 2010 год – оперативный подсчёт запасов нефти, газа и конденсата в рифейских отложениях в пределах Юрубченского и Терско-Камовского (южного) лицензионного участка;
- 2011 год – оперативный подсчёт запасов нефти, газа и конденсата в рифейских отложениях в пределах Юрубченского и Терско-Камовского (южного) лицензионного участка.

В результате комплекса геологоразведочных работ получен прирост запасов нефти по Юрубчено-Тохомскому месторождению по категории  $C_1$  в объёме 6,6 млн. тонн.

На данный момент извлекаемые запасы Юрубчено-Тохомского месторождения составляют:

нефти:

- по категории  $C_1$  – 64,5 млн. тонн;
- по категории  $C_2$  – 172,9 млн. тонн;

газа:



- по категории  $C_1 + C_2$  – 387,3 млрд. м<sup>3</sup>.

На сегодняшний день текущие извлекаемые запасы нефти категории  $ABC_1 + C_2$  в пределах Юрубченской залежи составляют 174 млн. тонн.

К 2020 году предполагаемая добыча нефти должна возрасти до отметки 5 млн. тонн/год.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кисловец Р.М., Митрофанов В.П., Терентьев В.В. Изучение рифейских отложений Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения. – Пермь: ПермНИПИнефть, 1996.
2. Конторович А.А. Подсчёт запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения (в пределах Юрубченского лицензионного участка) ОАО «Востсибнефтегаз. – Красноярск: ЗАО «Красноярскгеофизика», 2003.
3. Рядченко В.Н., Зоценко Н.А. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. – Красноярск: ООО «Славнефть - Красноярскнефтегаз», 2011. – 31 с.
4. Уточнённый проект эксплуатации опытного участка Юрубченского месторождения. Отчёт ОАО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ» по договору 9043. – Самара, 1995.
5. Багринцева К.И., Дмитриевский А., Бочко Р. Атлас коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской платформы. – М.: Галант, 2003. – 264 с.
6. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – Т. 1-4.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013-2014. – Т. 1-4.
9. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
10. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нефтяных и газовых скважин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
11. Киркинская В.Н., Смехов В.М. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. – Л.: Недра, 1981. – 255 с.
12. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
13. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013. – 336 с.
14. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами: диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук. – Москва, 2013. – 432 с.
15. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
16. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
17. Алхашман В.Х. Геология нефти // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра

- техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 28-29.
18. Антоненко А.А., Красильникова Н.Б., Кинсфатор А.Р., Попова Е.А. Методика распределения петрофизических свойств в межскважинном пространстве для сложнопостроенных карбонатных коллекторов Юрубчено-Тохомского месторождения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 2013. – № 3 (32). – С. 14-17.
19. Багринцева К.И., Красильникова Н.Б., Сауткин Р.С. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов рифея Юрубчено-Тохомского месторождения // Геология нефти и газа, 2015. – № 1. – С. 24-40.
20. Волкова П.В. Оценка неопределенностей петрофизических параметров методом Монте-Карло // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 42-46.
21. Гаделева Д.Д., Вахитова Г.Р. Обоснование коэффициента нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 47-50.
22. Данилова Е.М., Несмелова М.Г. Влияние вторичных преобразований на изменение фильтрационно-емкостных свойств карбонатного трещинно-кавернозного коллектора на Юрубчено-Тохомском месторождении по комплексу геофизических данных и керна // Известия Сибирского отделения РАН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений, 2016. – № 2 (55). – С. 66-73.
23. Калашникова Ю.Ю. Тектонические и литологические критерии нефтегазоносности Юрубчено-Тохомского месторождения // Сборник научных статей по материалам Международной научно-практической конференции «Геоэкология, инженерная геодинамика, геологическая безопасность» / главный редактор И.С. Копылов. – Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, Естественнонаучный институт (ЕНИ ПГНИУ), 2016. – С. 221-228.
24. Киселёв В.М., Козяев А.А., Коротышева А.В. Анализ систем естественной трещиноватости Юрубчено-Тохомского месторождения // Технологии нефти и газа, 2018. – № 6 (119). – С. 22-25.
25. Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Конторович А.А., Хабаров Е.М., Тимошина И.Д. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы // Геология и геофизика, 1996. – Т. 37. – № 8. – С. 166-195.
26. Кочурова М.Д., Сауткин Р.С. Принципиальная модель строения Юрубчено-Тохомского месторождения // Сборник научных трудов «Геология в развивающемся мире» (по материалам IX Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных): в 2 томах / ответственный редактор Р.Р. Гильмутдинов. – Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2016. – С. 158-162.
27. Рохманько Е.Н., Елашева О.М., Плешакова Н.А., Кузнецов В.Г., Тыщенко В.А., Пимерзин А.А. Нефть Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт, 2010. – № 4. – С. 3-7.
28. Сауткин Р.С. Коллекторские свойства и продуктивность рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения // Георесурсы, 2015. № 4-2 (63). – С. 25-34.
29. Танинская Н.В., Шиманский В.В., Колпенская Н.Н., Мясникова М.А., Яшина В.Н., Васильев Н.Я. Моделирование условий осадконакопления рифейских отложений Юрубчено-

Тохомского месторождения с целью прогноза зон коллекторов // Тезисы докладов XXI Губкинские чтения «Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России». – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016. – С. 116-119.

## REFERENCES

1. Kislovec R.M., Mitrofanov V.P., Terent'ev V.V. Izuchenie rifejskih otlozhenij YUrubcheno-Tohomskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya. – Perm': PermNIPIneft', 1996.
2. Kontorovich A.A. Podschyot zapasov nefti, gaza i kondensata YUrubcheno-Tohomskogo mestorozhdeniya (v predelakh YUrubchenskogo licenzionnogo uchastka) OAO «Vostsibneftegaz. – Krasnoyarsk: ZAO «Krasnoyarskgeofizika», 2003.
3. Ryadchenko V.N., Zoshchenko N.A. Neftegazonosnost' dokembrijskih tolshch Kuyumbinsko-YUrubcheno-Tohomskogo areala neftegazonakopleniya. – Krasnoyarsk: OOO «Slavneft' - Krasnoyarskneftegaz», 2011. – 31 s.
4. Utochnyonnyj proekt ekspluatatsii opytnogo uchastka YUrubchenskogo mestorozhdeniya. Otschyot OAO «GIPROVOSTOKNEFT'» po dogovoru 9043. – Samara, 1995.
5. Bagrinceva K.I., Dmitrievskij A., Bochko R. Atlas kollektorov mestorozhdenij nefti i gaza Vostochno-Evropejskoj platformy. – M.: Galant, 2003. – 264 s.
6. Bulatov A.I., Voloshchenko E.YU., Kusov G.V., Savenok O.V. Ekologiya pri stroitel'stve neftyanyh i gazovyh skvazhin: uchebnoe posobie dlya studentov vuzov. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUg», 2011. – 603 s.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Kapital'nyj podzemnyj remont neftyanyh i gazovyh skvazhin: v 4 tomah. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2012-2015. – T. 1-4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum po discipline «Zakanchivanie neftyanyh i gazovyh skvazhin»: v 4 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2013-2014. – T. 1-4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V., YAremijchuk R.S. Nauchnye osnovy i praktika osvoeniya neftyanyh i gazovyh skvazhin. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2016. – 576 s.
10. Bulatov A.I., Kachmar YU.D., Savenok O.V., YAremijchuk R.S. Osvoennaya naftovih i gazovih sverdlovin. Nauka i praktika: monografiya. – L'viv: Spolom, 2018. – 476 s.
11. Kirkinskaya V.N., Smekhov V.M. Karbonatnye porody – kollektory nefti i gaza. – L.: Nedra, 1981. – 255 s.
12. Savenok O.V. Teoreticheskie osnovy razrabotki neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUg», 2011. – 203 s.
13. Savenok O.V. Optimizatsiya funkcionirovaniya ekspluatatsionnoj tekhniki dlya povyshe-niya effektivnosti neftepromyslovyh sistem s oslozhnyonnymi usloviyami dobychi. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2013. – 336 s.
14. Savenok O.V. Povyshe-nie effektivnosti bazovyh i informacionno-upravlyayushchih tekhnologij pri razrabotke mestorozhdenij uglevodorodov s trudnoizvlekaemymi zapasami: dissertatsiya na soiskanie uchyonoj stepeni doktora tekhnicheskikh nauk. – Moskva, 2013. – 432 s.
15. Savenok O.V., Kachmar YU.D., YAremijchuk R.S. Neftegazovaya inzheneriya pri osvoenii skvazhin. – M.: Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 s.
16. Savenok O.V., Ladenko A.A. Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – Krasnodar: Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 267 s.
17. Alhashman V.H. Geologiya nefti // Bulatovskie chteniya: materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – T. 1: Prognoz, poisk i razvedka mestorozhdenij nefti i gaza. Neftegazopromyslovaya geologiya. Razvedochnaya i promyslovaya geofizika. – S. 28-29.
18. Antonenko A.A., Krasil'nikova N.B., Kinsfaktor A.R., Popova E.A. Metodika raspredeleniya petrofizicheskikh svoystv v mezhskvazhinnom prostranstve dlya slozhnopostroennyh karbonatnyh

- kollektorov YUrubcheno-Tohomskogo mestorozhdeniya // Nauchno-tehnicheskij vestnik OAO «NK «Rosneft'», 2013. – № 3 (32). – S. 14-17.
19. Bagrinceva K.I., Krasil'nikova N.B., Sautkin R.S. Usloviya formirovaniya i svojstva karbonatnyh kollektorov rifeja YUrubcheno-Tohomskogo mestorozhdeniya // Geologiya nefiti i gaza, 2015. – № 1. – S. 24-40.
20. Volkova P.V. Ocenka neopredelennostej petrofizicheskikh parametrov metodom Monte-Karlo // Bulatovskie chteniya: materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Sa-venok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – T. 1: Prognoz, poisk i razvedka mestorozhdenij nefiti i gaza. Neftegazopromyslovaya geologiya. Razvedochnaya i promyslovaya geofizika. – S. 42-46.
21. Gadeleva D.D., Vahitova G.R. Obosnovanie koefficienta neftegazonasyshchennosti plastykovykh kollektorov // Bulatovskie chteniya: materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – T. 1: Prognoz, poisk i razvedka mestorozhdenij nefiti i gaza. Neftegazopromyslovaya geologiya. Razvedochnaya i promyslovaya geofizika. – S. 47-50.
22. Danilova E.M., Nesmelova M.G. Vliyanie vtorichnyh preobrazovanij na izmenenie fil'tracionno-emkostnyh svojstv karbonatnogo treshchinno-kavernoznogo kollektora na YUrubcheno-Tohomskom mestorozhdenii po kompleksu geofizicheskikh dannyh i kerna // Izvestiya Sibirskogo otdeleniya RAEN. Geologiya, poiski i razvedka rudnyh mestorozhdenij, 2016. – № 2 (55). – S. 66-73.
23. Kalashnikova YU.YU. Tektonicheskie i litologicheskie kriterii neftegazonosnosti YUrubcheno-Tohomskogo mestorozhdeniya // Sbornik nauchnyh statej po materialam Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii «Geoekologiya, inzhenernaya geodinamika, geologicheskaya bezopasnost'» / glavnyj redaktor I.S. Kopylov. – Perm': Permskij gosudarstvennyj nacional'nyj issledovatel'skij universitet, Estestvennonauchnyj institut (ENI PGNIU), 2016. – S. 221-228.
24. Kiselyov V.M., Kozyaev A.A., Korotysheva A.V. Analiz sistem estestvennoj treshchinovato-sti YUrubcheno-Tohomskogo mestorozhdeniya // Tekhnologii nefiti i gaza, 2018. – № 6 (119). – S. 22-25.
25. Kontorovich A.E., Izosimova A.N., Kontorovich A.A., Habarov E.M., Timoshina I.D. Geologicheskoe stroenie i usloviya formirovaniya gigantskoj YUrubcheno-Tohomskoj zony neftegazonakopleniya v verhnem proterozoe Sibirskoj platformy // Geologiya i geofizika, 1996. – T. 37. – № 8. – S. 166-195.
26. Kochurova M.D., Sautkin R.S. Principial'naya model' stroeniya YUrubcheno-Tohomskogo mestorozhdeniya // Sbornik nauchnyh trudov «Geologiya v razvivayushchemsya mire» (po materialam IX Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii studentov, aspirantov i molodyh uchyonnyh): v 2 tomah / otvetstvennyj redaktor R.R. Gil'mutdinov. – Perm': Permskij gosudarstvennyj nacional'nyj issledovatel'skij universitet, 2016. – S. 158-162.
27. Rohman'ko E.N., Elashva O.M., Pleshakova N.A., Kuznecov V.G., Tyshchenko V.A., Pimerzin A.A. Neft' YUrubcheno-Tohomskogo mestorozhdeniya // Neftepererabotka i neftekhimiya. Nauchno-tehnicheskie dostizheniya i peredovoj opyt, 2010. – № 4. – S. 3-7.
28. Sautkin R.S. Kollektorskie svojstva i produktivnost' rifejskikh otlozhenij YUrubcheno-Tohomskogo mestorozhdeniya // Georesursy, 2015. № 4-2 (63). – S. 25-34.
29. Taninskaya N.V., SHimanskij V.V., Kolpenskaya N.N., Myasnikova M.A., YAshina V.N., Vasil'ev N.YA. Modelirovanie uslovij osadkonakopleniya rifejskikh otlozhenij YUrubcheno-Tohomskogo mestorozhdeniya s cel'yu prognoza zon kollektorov // Tezisy dokladov XXI Gubkinskie chteniya «Fundamental'nyj bazis innovacionnyh tekhnologij poiskov, razvedki i razrabotki mestorozhdenij nefiti i gaza i prioritetye napravleniya razvitiya resursnoj bazy TEK Rossii». – M.: RGU nefiti i gaza imeni I.M. Gubkina, 2016. – S. 116-119.

# GEOLOGICAL FOUNDATIONS FOR THE DESIGN OF THE YURUBCHENO-TOKHOMSKOYE FIELD

Petrushin<sup>1</sup> Evgeniy Olegovich, Arutyunyan<sup>2</sup> Ashot Straevich

<sup>1</sup> *JSC «Pechoraneft»*

[eopetrushin@yahoo.com](mailto:eopetrushin@yahoo.com)

<sup>2</sup> *Kuban state technological university*

[mereniya@mail.ru](mailto:mereniya@mail.ru)

The geological and physical characteristics of the field are given, the information on the geological section of the well is described in detail, the tectonic characteristics of the area are given, the oil content, gas content, water content are analyzed, as well as information about productive formations.

**Keywords:** geological and physical characteristics of the field; lithological and stratigraphic characteristics of the section; field tectonics; reservoir properties and sediment productivity; oil and gas field; properties and composition of formation fluids; oil and gas reserves.