

Критерии продуктивности рифейских отложений Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления по комплексу геолого-геофизических данных

Н.М. Кутукова

ПАО «НК «Роснефть», г. Москва

E-mail: N_kutukova@rosneft.ru

Аннотация. В статье на примере Юрубчено-Тохомского месторождения, расположенного в Восточной Сибири, представлен подход к прогнозу зон повышенных фильтрационно-емкостных свойств карбонатного каверново-трещинного коллектора рифейского возраста на основе комплексирования результатов разномасштабных геологических исследований от изучения керна до специальной обработки полученных материалов геофизических исследований скважин и интерпретации сейсмических данных.

Интеграция разномасштабных исследований позволила создать и разработать основные принципы построения модели рифейского природного резервуара, построить прогнозные карты параметров продуктивности, на основе которых в настоящее время происходит планирование эксплуатационного бурения, заложение горизонтальных скважин, а также расчет добычи месторождения и потенциала скважин.

Ключевые слова: рифей, трещиноватость, Восточная Сибирь, продуктивность, параметры, критерии.

Для цитирования: Кутукова Н.М. Критерии продуктивности рифейских отложений Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления по комплексу геолого-геофизических данных // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 3(26). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art9>

Общие сведения о месторождении

Юрубчено-Тохомское месторождение (ЮТМ) является одним из крупнейших месторождений Восточной Сибири, и его освоение – одна из приоритетных задач ПАО «НК «Роснефть».

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в западной части Сибирской платформы на Камовском своде Байкитской антеклизы [1]. Углеводородная продуктивность связывается с отложениями верхне- и среднерифейского возраста. Строение этих отложений изучено сейсморазведкой 3D в объеме 3200 км², а также бурением как разведочных скважин, так и эксплуатационных.

Рифейский пласт Юрубчено-Тохомской зоны характеризуется сложным геологическим строением, низкой плотностью запасов по сравнению с традиционными пластами Западной Сибири (средняя пустотность коллекторов составляет ~1%, в

диапазоне 0,5–2%, это на порядок ниже значений для традиционных месторождений углеводородов). Данные значения пустотности находятся в диапазоне погрешности методов ГИС (геофизические исследования скважин), что обуславливает важность детальных лабораторных исследований керна.

Массивная газовая шапка по толщине сопоставима с нефтяной зоной (средние толщины 44 м и 41 м соответственно) и играет значительную роль в энергетике пласта. Наличие системы вертикальных и субвертикальных трещин обеспечивает хорошую гидродинамическую связность пласта и вместе с этим повышает риск ранних прорывов газа и воды по трещинам. Понимание распределения типов пустот в объеме рифейского резервуара позволяет выполнить оконтуривание зон с различными эксплуатационными характеристиками, что способствует прогнозированию уровней добычи.

Благодаря интегрированному подходу к комплексированию разномасштабных геологических данных удалось определить критерии продуктивности рифейских отложений ЮТМ. Прделанная автором работа по комплексированию разномасштабных геолого-геофизических данных помогла уточнить строение толщи и скорректировать границы области уверенного подтверждения запасов, что положительно повлияло на прогнозный профиль добычи УВ.

Геологическая концептуальная модель

Концептуальная модель рифейского коллектора ЮТМ базируется на изучении его минерального состава и определении структурно-вещественных особенностей строения, основанных на сопоставлении кернового материала и специального расширенного комплекса ГИС. Изучено около 3000 шлифов по 23 скважинам. Проведена типизация пород, в основу которой заложены различия в текстурно-структурных признаках. Набор тех или иных литотипов в разрезе скважин позволил выделить закономерности строения рифейского резервуара по вертикали и латерали. Синхронизация литологических и петрофизических методов исследований с результатами специальных методов исследований (томография, катодолюминисценция, стереомикроскопия, растрово-электронная микроскопия) с методами ГИС позволила обосновать уточненную геологическую модель резервуара.

В результате изучения специальными методами керна в недавно пробуренных пилотных стволах эксплуатационных скважин (13 скважин со 100%-ным выносом керна) уточнена модель коллектора рифейского природного резервуара. Вскрытый рифейский

разрез представлен переслаиванием разнокристаллических, строматолитовых, ступкововодорослевых и окремненных доломитов. В результате исследований определены основные литотипы пород. В выявленных литотипах пород пустотное пространство наблюдалось только в трех типах. В узорчатых доломитах присутствовали внутрикаркасные пустоты, в комковато-ступкововых разностях пустотное пространство было представлено межформенными пустотами. Как в узорчатых, так и в комковато-ступкововых доломитах поры изолированные, не связанные между собой вследствие активного развития процессов перекристаллизации вещества и вторичной доломитизации. Большого практического значения в формировании эффективной емкости они не имеют. Единственная выявленная эффективная емкость приурочена к интракластовым доломитам и представлена в виде щелевидных горизонтальных пустот.

Образование интракластовых доломитов происходило в момент выхода строматолитовых корок на поверхность. Вследствие осушения строматолиты разрушались, между обломками формировались пустоты, которые увеличивались при процессах растворения в зоне гипергенеза. Генезис таких щелевидных пустот связан с процессами выщелачивания, происходившими во время выхода строматолитовых построек на поверхность, их взломом и сохранением, связанным с интенсивным раннедиагенетическим окремнением. В момент выхода строматолитовых построек на поверхность происходило осушение строматолитового каркаса, его растрескивание, что приводило к формированию интракластовых структур. Из-за изменения кислотно-щелочного баланса и повышения концентрации SiO_2 за счет осушения происходила мобилизация кремнезема из раствора и осаждение его на поверхностях строматолитовых слоев или их обломков. Такое окремнение приводило к формированию жесткого каркаса в пустотах за счет халцедоновых и кварцевых перегородок, что препятствовало смыканию щелевидных зон, приуроченных к микроповерхностям выщелачивания. Таким образом и происходило формирование щелевидных горизонтальных пустот [2].

В общем виде **модель коллектора** представлена на рис. 1. Основную емкость резервуара формируют кавернозные интервалы (субгоризонтальные щелевидные пустоты). В единую гидродинамическую систему эти кавернозные интервалы увязаны развитой системой микро- и макротрещин. Макротрещины имеют преимущественно субвертикальное падение и делятся (приблизительно в равных долях) на две системы северо-восточного и северо-западного простирания. Микротрещины имеют преимущественно

хаотическую ориентировку. Фильтрационные свойства коллектора обеспечиваются, в основном, макротрещинами.



Рис. 1. Концептуальная емкостная модель рифейского коллектора ЮТМ

Установлено, что на долю трещинной пустотности приходится не более 0,5% эффективной емкости, в среднем по месторождению – 0,2%. Плотность вертикальных трещин, зафиксированная в керне, примерно по всему месторождению одинакова и составляет 1–1,5 трещины на метр. В общем виде рифейский резервуар представлен непроницаемыми блоками (матрицей) с неэффективной пористостью (в среднем 0,5%), системой преимущественно вертикальных трещин и субгоризонтальными кавернозными интервалами толщиной от 0,5 до 10 м. По данным рентгеновской томографии пустотность таких интервалов может достигать 30%.

Получив достаточно представительный керновый материал удалось построить петрофизическую модель с выделением кавернозных интервалов. Рассмотрено 76 скважинных разрезов. 55% скважинных разрезов (42 скважины) вскрыли интервалы интенсивного кавернообразования, в среднем в разрезе скважины встречается около 4 интервалов со средней мощностью 2,9 м и средней пустотностью 11,7%.

Наиболее достоверно интервалы интенсивной кавернозности выделяются по расширенному комплексу ГИС (микросканеры) и керну. Четырьмя скважинами вскрыта максимальная мощность кавернозных зон (больше 10 метров) с пустотностью до 30%.

Под эффективной пустотностью понимается суммарный объем открытых (сообщающихся) макро- и микротрещин и полостей выщелачивания, за исключением объема, заполненного физически связанной и капиллярно-удержанной пластовой водой.

Эффективная пустотность представлена следующими составляющими:

- **макротрещины**, раскрытостью 60–200 мкм (определяемые по данным пластовых микросканеров);
- **макрокаверны**, размером до 8 см в керне; содержат тот флюид, который соответствует общему уровню насыщения в залежи; составляют значительную часть эффективного пустотного пространства в верхней части разреза в пределах 50–80 м от эрозионной поверхности;
- **микрокаверны, микротрещины**, пустоты выщелачивания по трещинам, раскрытостью более 30–100 мкм до 200 мкм, выходящие на поверхность керна, видимые невооруженным глазом; пустоты содержат тот флюид, который соответствует общему уровню насыщения в залежи;
- **микропустоты и поры** (поры перекристаллизации, микротрещины, микрокаверны, пустоты выщелачивания) с эквивалентными гидравлическими радиусами от 1 мкм до 30 мкм, не видимые невооруженным глазом; пустоты содержат тот флюид, который соответствует общему уровню насыщения в залежи.

Неэффективная пустотность представлена пористостью блоков (матрицы) породы, в которой могут быть выделены следующие составляющие:

- **пустоты и поры** (тупиковые поры, изолированные микротрещины, микрокаверны) с эквивалентными гидравлическими радиусами от 0,02 до

1 мкм; предполагается, что пустоты заполнены неподвижной (остаточной) пластовой водой, т.е. участия в фильтрации не принимают; вместе с первичной пористостью определяют величину матричной (неэффективной) емкости пород;

- **первичная пористость** пород к настоящему времени практически полностью утеряна; она представлена микропустотами с гидравлическими радиусами менее 0,02 мкм, заполненными прочносвязанной пленочной водой; в современных фильтрационных процессах этот вид пустотности участия не принимает.

В различных структурно-фациальных зонах Юрубченской залежи ЮТМ могут преобладать те или иные выделенные по керну и ГИС типы пустот, что находит отражение в добычных характеристиках зон. В результате качественного сопоставления толщин интервалов кавернозности, наличия вертикальных трещин и результатов эксплуатации вертикальных и горизонтальных скважин ЮТМ выделено две зоны (рис. 2): продуктивная и непродуктивная.

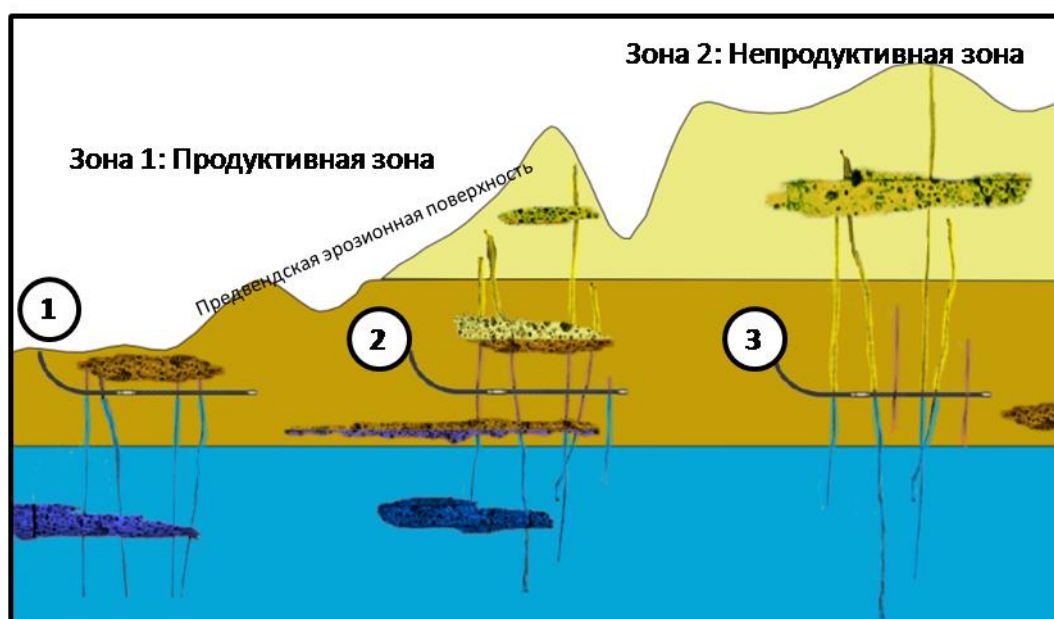


Рис. 2. Анализ связи параметров добычи нефти с характеристиками интервалов кавернозности

При создании депрессии в зонах с наличием протяженных кавернозных интервалов (как выше, так и ниже горизонтального участка ствола скважины) и отсутствием газовой шапки получаем безводный приток нефти (1). Если кавернозные зоны сосредоточены

только ниже или выше горизонтального участка ствола скважины, при этом есть газовая шапка мощностью до 30 м, где также развиты кавернозные интервалы, то скважина работает нефтью с высоким газовым фактором (2) или нефтью с водой. При создании депрессии в зонах с отсутствием кавернозных интервалов происходит подтягивание газа и/или воды (3). Для такой зоны за счет наличия только трещинной составляющей характерны более высокие темпы падения дебитов нефти. В зоне (2) прорывы воды по системе трещин наступают позднее, нежели в зоне (3). Представленная геологическая концепция указывает на то, что в случае отсутствия газовой шапки горизонтальный ствол следует размещать в верхах рифейского разреза.

Таким образом, контролирующими продуктивность нефти факторами и одновременно критериями образования зон повышенной кавернозности являются:

- наличие окремнения пород (зоны выделяются по данным ГИС),
- структурный фактор (кровля рифея),
- выделение интенсивной кавернозности по материалам ГИС с привлечением данных 3D сейсморазведки (технология поля энергии рассеянных волн (ПЭРВ) [3]).

Результаты

На основе описанной концептуальной емкостной модели рифейского пласта ЮТМ построена прогнозная карта (рис. 3) распространения зон улучшенных фильтрационно-емкостных свойств. Карта является основой для планирования эксплуатационного бурения.

На итоговой карте выделены две зоны, различающиеся по продуктивности – условно их можно назвать продуктивная зона и слабо-продуктивная зона. В таблице представлены геологические параметры и методы их определения, по которым характеризуются выделенные зоны. Такой подход может быть использован при оценке добычного потенциала других, слабоизученных, залежей Юрубчено-Тохомского месторождения: Усть-Чавичинской, Нижнетохомской, залежей Терской группы.

Выводы

При решении подобных задач необходимо использовать интегрированный подход к изучению геолого-геофизических материалов, используя выявленные критерии и установленные взаимосвязи различных геологических параметров.

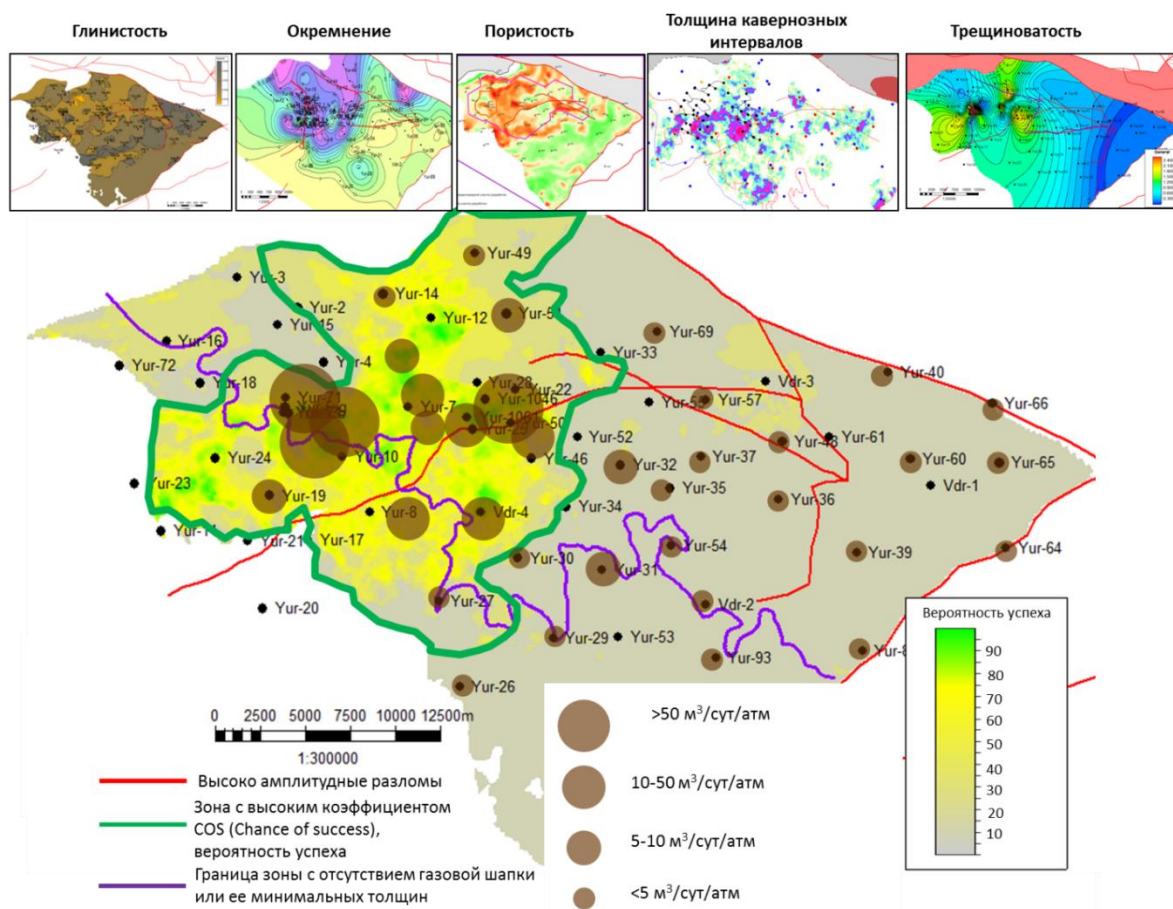


Рис. 3. Прогнозная карта улучшенных фильтрационно-емкостных свойств рифейского пласта Юрубченской залежи ЮТМ

Таблица

Критерии продуктивности выделенных зон в пределах Юрубченской залежи ЮТМ

Параметры	Методы выделения	Продуктивная зона	Непродуктивная зона
Литология (наличие интракластовых доломитов)	Керн	есть	единичные
Количество прослоев интракластовых доломитов в нефтенасыщенной части	ГИС, керн	до 20	0–5
Суммарная толщина кавернозных прослоев, м	ГИС, керн	2–15 м	0–5 м
Окремнение пород, %	ГИС, керн	13	0–5
Глинистость, %	ГИС	<3	>3
Пористость (среднее значение), %	ГИС, керн	1.7	1
Трещиноватость, количество трещин на метр	Имиджеры	>1	<1
Расположение зоны		Западная часть	Восточная часть

Литература

1. *Конторович А.А., Конторович А.Э., Кринин В.В.* и др. Юрубчено-Тохомская зона нефтегазоаккумуляции – важный объект концентрации региональных и поисково-разведочных работ в верхнем протерозое Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. 1988. № 11. С. 45–56.

2. *Постникова И.Е., Постникова О.В., Тихомирова Г.И., Фомичева Л.Н.* Карстовая модель рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения // Геология нефти и газа. 2001. № 3. С. 36–41.

3. *Лисица В.В.* и др. Рассеянные волны: численное моделирование и построение изображений // Технологии сейсморазведки. 2013. № 1. С. 46–58.

Productivity criteria of the Riphean deposits of the Yurubchen-Tokhomo zone of oil and gas accumulation according to a complex of geological and geophysical data

N.M. Kutukova

PJSC Rosneft, Moscow

E-mail: N_kutukova@rosneft.ru

Abstract. The paper presents the case of the Yurubchen-Tokhomo field located in Eastern Siberia. It proposes an approach to predicting zones of increased poro-perm properties of a carbonate cavernous-fracture reservoir of the Riphean age based on the integration of multiscale geological and geophysical studies from core to special processing and interpretation of seismic data.

The integration of multi-scale studies has allowed to create and develop the basic principles for constructing a model of the Riphean natural reservoir, to build forecast maps, on the basis of which there is currently planning for production drilling, geosteering of horizontal wells, as well as calculation of field production and well potential.

Keywords: Riphean, fracturing, Eastern Siberia, productivity, options, criteria.

Citation: *Kutukova N.M.* Productivity criteria of the Riphean deposits of the Yurubchen-Tokhomo zone of oil and gas accumulation to a complex of geological and geophysical data // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 3(26). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art9> (In Russ.).

References

1. *Kontorovich A.A., Kontorovich A.E., Krinin V.V.* et al. The Yurubchen-Tokhomo zone of gas and oil accumulation – an important object of concentration of regional and prospective work in the Upper Proterozoic of the Lena-Tunguska oil and gas province // Soviet Geology and Geophysics. 1988. Vol. 29, No. 11. P. 42–50.

2. *Postnikova I.E., Postnikova O.V., Tikhomirova G.I., Fomicheva L.N.* Karst model of the Riphean natural reservoir of the Yurubchen-Tokhomo field // Geologiya Nefti i Gaza. 2001. No. 3. P. 36–41. (In Russ.).

3. *Lisitsa V.V.* Scattered seismic responses: simulation and imaging // Tekhnologii Seismorazvedki. 2013. No. 1. P. 46–58. (In Russ.).