

DOI 10.25689/NP.2018.4.109-118

УДК 553.98(571.1)

НОВЫЕ ГАЗОВЫЕ ОБЪЕКТЫ В ГЛИНИСТО-КРЕМНИСТОЙ ФОРМАЦИИ ВЕРХНЕГО МЕЛА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Нассонова Н.В., Гордеев А.О., Дистанова Л.Р., Кудаманов А.И.,
Калабин А.А., Кузовков А.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

NEW GAS PROSPECTS IDENTIFIED IN WEST SUBERIAN UPPER CRETACEOUS ARGILLACEOUS-SILICEOUS FORMATION

Nassonova N.V., Gordeev A.O., Distanova L.R., Kudamanov A.I.,
Kalabin A.A., Kuzovkov A.A.

Tyumen Petroleum Research Center

E-mail: aakuzovkov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Рассмотрены региональные критерии нефтегазоносности нетрадиционных коллекторов березовской свиты коньяк-сантон- кампанского возраста. Кратко охарактеризована литологическая характеристика отложений. Определены предварительные критерии наиболее перспективных зон на локальной структуре, которые учитывают: глинистость, коэффициент газонасыщенности, эффективную толщину, удельное электрическое сопротивление, трещиноватость. Породы находятся в стадии изучения.

Ключевые слова: нетрадиционные коллектора березовской свиты, перспективная зона

Abstract. The paper considers regional criteria of hydrocarbon potential for unconventional reservoirs of the Berezovskian series, Coniacian-Santonian-Campanian stages. Lithological characteristics of the sediments are summarized. Preliminary criteria of the most promising zones on local structure are defined, particularly: clay content, gas saturation factor, net thickness, specific resistivity, and fracture network. Rock studies are currently underway.

Key words: unconventional reservoirs of Berezovskian series, potentially productive zone

Нетрадиционные ресурсы углеводородов (УВ), залегающие на небольших глубинах, всегда вызвали интерес добывающих Компаний. К таким ресурсам относятся отложения березовской свиты и её аналогов, приуроченные к коньяк-сантон-кампанским ярусам верхнего мела.

К основным критериям выделения перспективных территорий, связанных с ресурсами газа в отложениях березовской свиты, относятся: приуроченность к установленным запасам УВ в апт-альб-сеноманских отложениях; приуроченность к районам тектонических нарушений и рифтовым зонам; интенсивные динамические аномалии типа «яркого» и «плоского» пятна по сейсмическим данным, связанные с газонасыщенными верхнемеловыми резервуарами; удельные сопротивления по данным ГИС в сводовой зоне превышают сопротивления на крыльях структур; подтверждение продуктивности интервала березовской свиты/аналогов испытаниями [1,2,3].

Отложения коньяк-сантон-кампана представлены двумя подсвитами березовской свиты - ниже- и вышеберезовской. Отложения формировались в течение глобальной позднемеловой трансгрессии с кратковременными периодами регрессии на глубинах до 100 м. Источником сноса с востока служила Сибирская платформа с запада Восточно-Европейская платформа, также часть отложений формировалась автохтонным путем (биогенные и хемогенные осадки).

Нижеберезовская подсвита сложена кремнисто-глинистыми образованиями с незначительной примесью терригенного материала. По данным рентгеноструктурного анализа породы ($РСА_{общ}$) содержание глин меняется в пределах 10-85%, увеличиваясь к подошве толщи. Глины представлены в основном монтмориллонитом и смешанно-слоистыми образованиями. В нижеберезовской подсвите снизу вверх выделяется четыре пласта: НБ4, НБ3, НБ2, НБ1 [1] (Рис. 1).

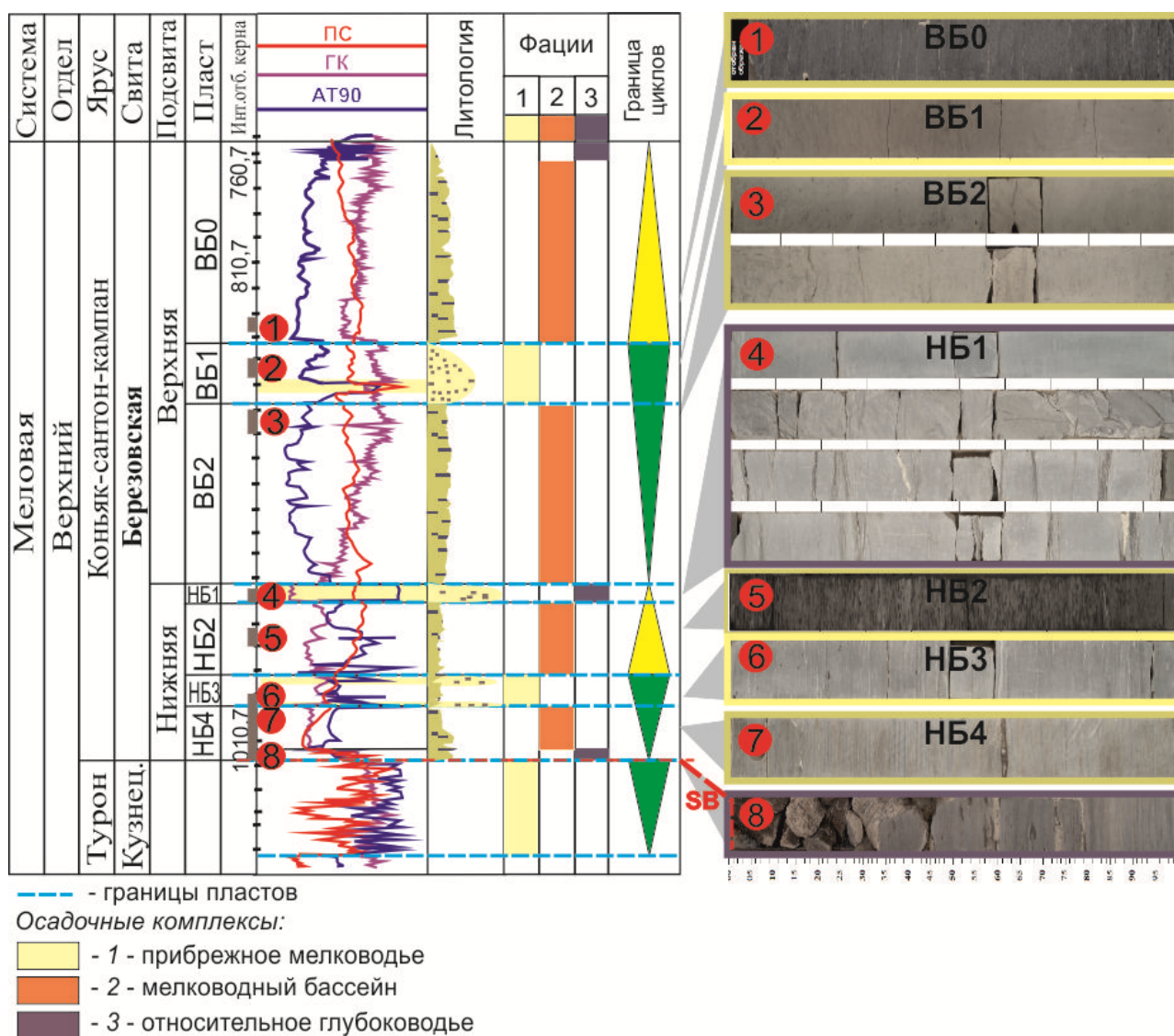


Рис. 1. Разрез месторождения N в интервале турон-коньяк-сантон-кампанских отложений. (5) - отбор керна соответствует фотографиям керна).

Верхнеберезовская подсвита представлена терригенными алевролитоглинистыми отложениями. Содержание глин (по данным $РСа_{общ}$) меняется в пределах 20-50% и также представлено монтмориллоном и смешанно-слоистыми образованиями. Содержание кварца около 30% и полевых шпатов до 20%. В верхнеберезовской подсвите снизу вверх выделяются пласты ВБ2, ВБ1, ВБ0.

По данным бурения скважин и записи новейших комплексов ГИС, полученных за последние 5-7 лет, основными резервуарами газа березовской свиты являются пласты НБ1, НБ3 и ВБ1. При этом, ключевым

продуктивным пластом на большей части территории Западной Сибири, включая лицензионные участки компании Роснефть, является пласт НБ1, залегающий в кровле нижнеберезовской подсвиты – по оценкам авторов [1,2] содержит основной объем ресурсов газа березовской свиты, получены основные промышленные притоки газа.

На одном из месторождений компании Роснефть, в терригенных отложениях верхнеберёзовской подсвиты и в опоковидных коллекторах нижнеберёзовской подсвиты, залегающих на глубине от 750 до 1050 м, открыты залежи газа. Общая толщина берёзовской свиты варьирует от 250 до 300 м, из них мощность верхней подсвиты составляет 180-200 м, нижней подсвиты 70-90 м.

Пласт НБ4 (резервуар/покрышка) представлен кремнисто-глинистыми отложениями с заметным содержанием биогенных остатков и незначительной примесью терригенного материала алевроитовой размерности, накопившимися в обстановках внутреннего шельфа на значительном удалении от источников терригенного сноса. Общие толщины составляют 16-23 м.

Пласт НБ3 формировался на мелководной дельтовой платформе в течение локальной регрессии бассейна, представлен преимущественно алевроитовым материалом смешанного характера (терригенного и хемогенного типа) осадконакопления, в условиях небольших глубин и нормальной солёности воды, о чём свидетельствуют следы биотурбации осадков. Общие толщины меняются от 14 до 28 м.

Пласт НБ2 характеризуется улучшенными флюидоупорными свойствами и рассматривается преимущественно как покрышка газсалинской пачки турона и пласта НБ3. Разрез пласта НБ2 представлен кремнисто-глинистыми породами с биогенными остатками, с незначительной примесью привнесенного обломочного материала. Мощность 25-34 м.

Отложения **пласта НБ1** общей мощностью 7-15 м накапливались на месте в условиях пологого внутреннего шельфа, ниже базиса штормовых волн. Преобладание глинистой компоненты отмечается в наиболее погруженных участках, возможно, за счёт смещения по склону органогенно-минеральных илов и отмучивания глин волновыми процессами на приподнятых участках дна. Содержание опала обратно коррелируется с глинистостью ($K_k=0,7$) (Рис. 2).

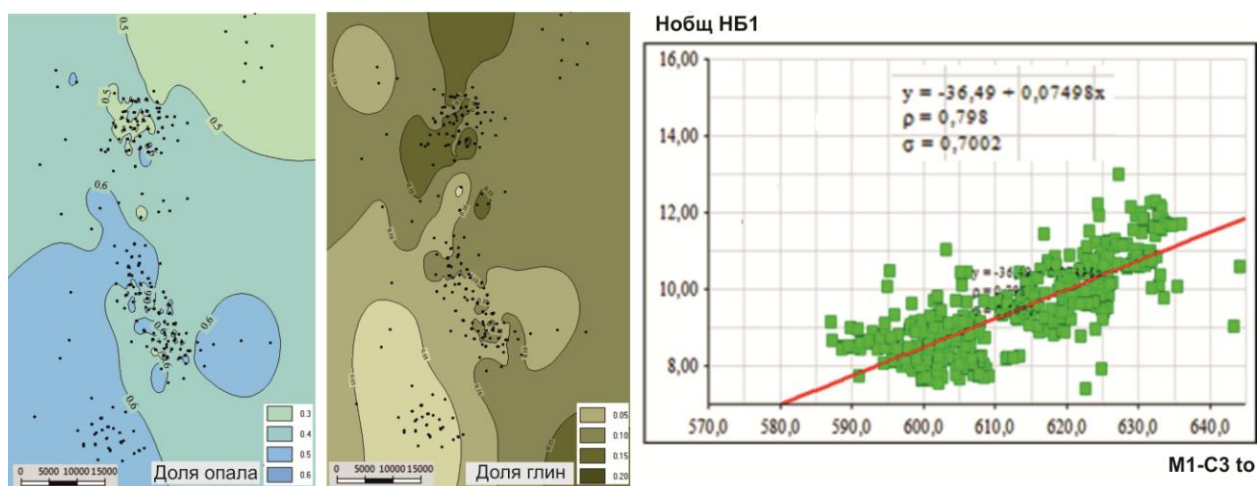


Рис. 2. Карты по пласту НБ1 – доля опала, доля глин, график зависимости общих толщин пласта НБ1 и временных толщин (М1-С3) (где М1 – кровля апта; С3 – подошва нижнеберезовской свиты (НБ1)).

Содержание опала коррелируется с временными толщинами (М1-С3), увеличиваясь в сводовых и присводовых частях структуры, и на качественном уровне согласуется с зоной промышленных притоков. Общие толщины пласта НБ1 сопоставимы с временными толщинами (М1-С3) при $K_k=0,79$, и в целом отражают палеорельеф на время накопления пласта НБ1 (Рис. 3).

Увеличение толщин происходило, вероятно, за счёт частичного перераспределения и оползания диатомовых илов с палеовозвышенности. В центральной части месторождения в районе «седловины» для пласта НБ1 отмечается блоковая форма ГК, а на севере и юге – регрессивная. Именно с пластом НБ1 связаны максимальные дебиты газа

(до 80 тыс.м³/сут), приуроченные к «седловине» – возможной зоне улучшенных коллекторов.

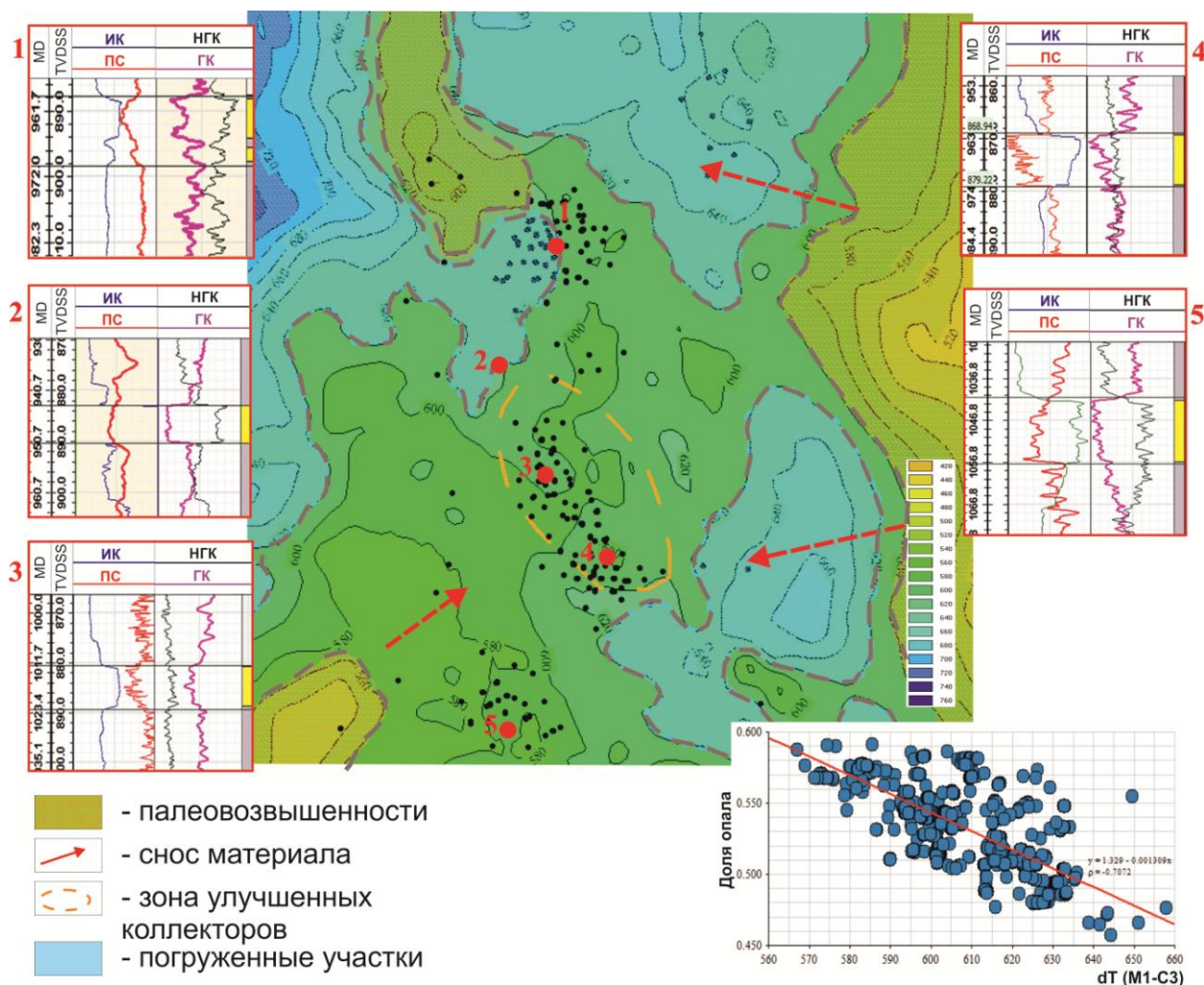


Рис. 3. Палеоструктурно-фациальная схема пласта НВ1 (подложка – карта временных толщин М1-С3, на диаграммах ГК – фиолетовая; ПС – красная; НКГ – черный; ИК – синий). График зависимости содержания опала от временных толщин М1-С3 ($K_k=0,7$).

Основным резервуаром верхнеберёзовской подсвиты является **пласт ВБ1**, сформированный в условиях локальной регрессии бассейна на подводной дельтовой равнине. Преобладание глинистой компоненты отмечается в наиболее погруженных участках рельефа на севере. Для пласта ВБ1 весьма характерна преобладающая роль терригенного материала и «угнетение» кремнистой составляющей, что можно объяснить усилением темпов седиментации за счёт поступления терригенных

осадков. Пласт ВВ1 представлен алевролитами средне-мелкозернистыми, с глинистым цементом общей мощностью 21-36 м. Породы неравномерно биотурбированные.

Таким образом, в отложениях березовской свиты основными резервуарами, содержащими газ, являются пласты НВ3, НВ1 и ВВ1, ключевым из которых является пласт НВ1.

Коллектора пласта НВ1 характеризуются высокими значениями матричной пористости определенной по данным ГИС на уровне 20-30%, матричная проницаемость данных отложений преимущественно составляет первые доли мД. Это связано с особенностями строения матрикса изучаемой кремнисто-глинистой породы – большое количество мелких изолированных пор с высокой долей связанной диагенетической воды. При анализе кернового материала отложений целевого объекта пласта НВ1 (визуальном осмотре, томографии и шлифов), выявлены: микротрещиноватость (диагенетическая) и макротрещиноватость (разрывная тектоника). Трещинная неоднородность для подобных толщ – сопутствующее условие формирования природного резервуара. Такая неоднородность зависит также от ряда факторов – седиментационного, постседиментационного (диагенез, катагенез и наложенный эпигенез) и тектонического.

В целом на месторождении в интервале развития пласта НВ1 была выделена наиболее перспективная зона, благоприятная для получения притоков промышленного значения, которая учитывает и региональные критерии (Рис. 4). Граничные контуры наиболее перспективной зоны охватывают – зоны распространения минимальной глинистости ($K_{гл} < 0,15$), значения коэффициента газонасыщенности более 35% и сопротивления УЭС более 9 Ом (нижний предел сопротивлений, при котором получены промышленные притоки газа), наличие эффективных толщин более 7м (нижний предел по эффективной толщине в скважинах,

где получен приток газа) и зон предполагаемой трещиноватости, выделенной на основе данных микроимиджеров и результатов сейсмо-геологической интерпретации. Тектонически нарушенные зоны оконтурены на гипсометрическом уровне ОГ Б (контрастно выраженные на седиментологических слайсах сейсмических кубов атрибутов: Variance, Chaos, и данные зоны локализованы в виде полигонов тектонической трещиноватости в отложениях березовской свиты. Зоны деструкции подтверждаются данными FMI.

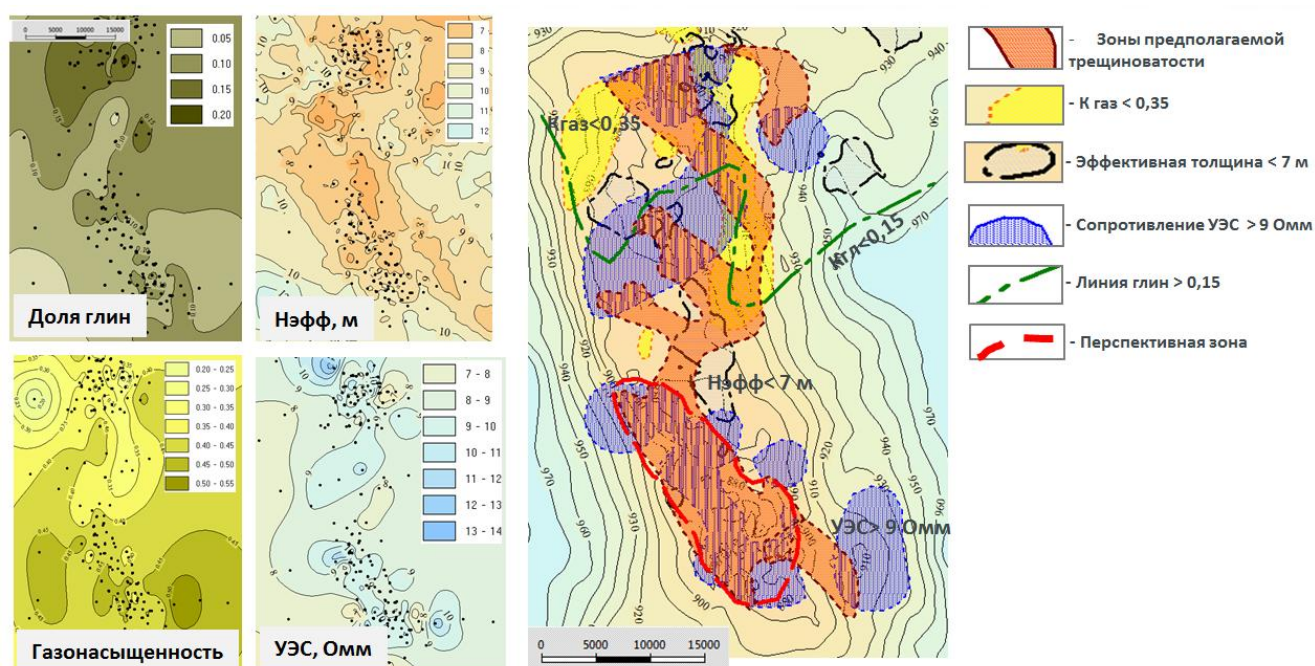


Рис. 4. Структурная карта по кровле пласта НБ1 с выделением наиболее перспективной зоны.

ВЫВОДЫ

1. В общем балансе коллекторов месторождения в отложениях березовской свиты наиболее значимыми являются опоки (иногда глинистые опоки) пласта НБ1, зоны улучшенных коллекторов которых приурочены к приподнятым участкам изучаемой территории, а также алевроитовые мелко-среднезернистые отложения с биогенными остатками пластов ВБ1 и НБ3 прибрежного мелководья,

гидродинамическая активность среды осадконакопления которых предопределила низкое содержание глинистого материала и его вынос в относительно погруженные участки площади.

2. Кремнисто-глинистые отложения пластов ВБ2, НБ2 и НБ4 накапливались на удалённых от побережья участках, имеют локальные небольшие по площади линзы пород-коллекторов и в целом обладают скорее свойствами флюидоупора.
3. Перспективная зона наиболее благоприятная для получения притоков промышленного значения охватывает – зону распространения минимальной глинистости ($K_{гл} < 0,15$), значения коэффициента газонасыщенности более 35% и сопротивления УЭС более 9 Омм, эффективные толщины более 7 м, а также зону возможной трещиноватости.

Список литературы

1. Агалаков С.Е., Бакуев О.В. Новые объекты поисков углеводородов в надсеноманских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1992. – № 11.
2. Агалаков С.Е., Кудаманов А.И., Маринов В.А. Фациальная модель верхнего мела Западной Сибири // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр.: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология»: сб. материалов в 4 т., Новосибирск, 17-21 апр. 2017 г. – Новосибирск: СГУГиТ, 2017. – Т. 1. – С. 101-105.
3. Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Оглодков Д.Ю., Бондарев В.Л., Гудзенко В.Т., Миротворский М.Ю., Клокова В.П. Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений ниже-березовской подсвиты севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. - №2. С. 11.

Сведения об авторах

Нассонова Наталья Валентиновна, кандидат геолого-минералогических наук, старший эксперт экспертного отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: nvnassonova@tnnc.rosneft.ru

Кудаманов Александр Иванович, кандидат геолого-минералогических наук, эксперт экспертного отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: aikudamanov@tnnc.rosneft.ru

Гордеев Александр Олегович, главный менеджер экспертного отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: aogordeev@tnnc.rosneft.ru

Дистанова Лилия Робертовна, кандидат геолого-минералогических наук, главный специалист Управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: lrdistanova@tnnc.rosneft.ru

Кузовков Антон Алексеевич, старший менеджер Управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: aakuzovkov@tnnc.rosneft.ru

Калабин Артемий Александрович, старший менеджер Управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: aakalabin@tnnc.rosneft.ru

Authors

Nassonova N.V., PhD, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russian Federation
E-mail: nvnassonova@tnnc.rosneft.ru

Kudamanov A.I., PhD, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russian Federation
E-mail: aikudamanov@tnnc.rosneft.ru

Gordeev A.O., Chief Manager of Expert Department, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russian Federation
E-mail: aogordeev@tnnc.rosneft.ru

Distanova L.R., PhD, Senior Specialist, Science and Technology Development Administration, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russian Federation
E-mail: lrdistanova@tnnc.rosneft.ru

Kuzovkov A.A., Chief Manager, Science and Technology Development Administration, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russian Federation
E-mail: aakuzovkov@tnnc.rosneft.ru

Kalabin A.A., Chief Manager, Science and Technology Development Administration, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russian Federation
E-mail: aakalabin@tnnc.rosneft.ru

Кузовков Антон Алексеевич
625002, Российская Федерация
г. Тюмень, ул.50-лет Октября 3, кв.108
Тел.: 89634551938
E-mail: aakuzovkov@tnnc.rosneft.ru