

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.9>

УДК 550.832

Интерпретация данных электрокаротажных зондирований в геттанг-ааленских терригенных коллекторах Усть-Тымской мегавпадины (Томская область)

О.А. Локтионова^{1,2*}, Л.М. Калинина¹, И.В. Михайлов^{1, 2}

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

²Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Новосибирск, Россия

На юго-востоке Западной Сибири наиболее изученными являются верхнеюрские отложения, к ним приурочено большинство месторождений нефти и газа. Однако вероятность открытия новых месторождений углеводородов в верхнеюрских горизонтах крайне мала, поэтому важное значение имеет открытие новых залежей углеводородов в менее изученных глубокозалегающих комплексах.

Статья посвящена разработке одного из критериев определения типа насыщения терригенных коллекторов геттанг-ааленских отложений юго-востока Западно-Сибирского осадочного бассейна на примере Усть-Тымской мегавпадины – крупной депрессии, расположенной в центральной части Томской области. Разрез нижней и средней юры представлен урманской, тогурской, салатской (изохронный аналог – пешковская) и тюменской свитами, характеризуется чередованием преимущественно песчаных (потенциальные коллекторы) и глинисто-углистых (флюидоупоры) толщ. В изучаемом интервале испытания проводились в единичных скважинах, поэтому выделение залежей и перспективных объектов является затруднительным. Определение типа насыщения коллекторов позволит существенно уточнить оценку перспектив нефтегазоносности.

В результате интерпретации данных бокового каротажного зондирования восстановлены геоэлектрические параметры зоны проникновения и неизменённой части пласта для отложений нижней юры и аалена. На базе интерпретации материалов геофизических исследований в скважинах с использованием численной инверсии получен критерий типа насыщения пластов-коллекторов ($Ю_{11-17}$) в геттанг-ааленском комплексе. Граничными значениями удельного электрического сопротивления (УЭС) для нефтенасыщенных коллекторов являются значения от 8 до 20 Ом·м, для водонасыщенных – до 5 Ом·м.

Ключевые слова: Усть-Тымская мегавпадина; геттанг-ааленские отложения; флюидонасыщение; удельное электрическое сопротивление; количественная интерпретация

Для цитирования: Локтионова О.А., Калинина Л.М., Михайлов И.В. (2021). Интерпретация данных электрокаротажных зондирований в геттанг-ааленских терригенных коллекторах Усть-Тымской мегавпадины (Томская область). *Георесурсы*, 23(4), с. 73–79. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.9>

Введение

Для социально-экономического развития нефтегазодобывающих регионов юго-востока Западной Сибири необходимым является сохранение объемов добычи нефти и увеличение ресурсной базы. Большинство крупных и средних по запасам месторождений углеводородов открыты в верхнеюрских и нижнемеловых отложениях. Результаты геологоразведочных работ и современное состояние геолого-геофизической изученности юго-востока Западной Сибири указывают на то, что высокая степень исследованности традиционных верхнеюрских отложений (горизонт $Ю_1$) не позволяет рассчитывать на открытие новых крупных и средних залежей углеводородов (УВ).

Актуальным направлением является открытие новых залежей УВ в слабоизученных, в частности глубокозалегающих, отложениях. На юго-востоке Западной Сибири, и в Томской области в частности, большие перспективы открытия новых месторождений углеводородов связывают с ниже-среднеюрскими отложениями.

Интерес геологов-нефтяников в последнее время направлен на поиски залежей УВ в пределах крупных депрессий. Депрессионные зоны, в отличие от граничащих с ними положительных структур, характеризуются неравномерной сетью сейсмических временных профилей методом общей глубинной точки (МОГТ) невысокой плотности и небольшим количеством пробуренных скважин. К таким областям относится Усть-Тымская мегавпадина, геттанг-ааленские отложения которой являются объектом настоящего исследования (рис. 1).

В пределах мегавпадины пробурено 16 скважин, вскрывающих ниже-среднеюрский комплекс пород, в котором нет месторождений УВ. При испытании на Толпаровской и Южно-Пыжинской площадях получены непромышленные притоки нефти: в скв. Толпаровская №1 – в нижней подсвите урманской свиты и в нижней подсвите тюменской свиты, а в скв. Южно-Пыжинская №1 – в нижней подсвите тюменской свиты.

Проведенные в скважинах промыслово-геофизические исследования были направлены преимущественно на изучение верхнеюрских, меловых и палеозойских отложений. Для интервала нижней и средней юры по материалам ГИС флюидонасыщение не определялось. Одним из методов определения типа насыщения является анализ

* Ответственный автор: Ольга Анатольевна Локтионова
e-mail: Loktionova_olga@ngs.ru

© 2021 Коллектив авторов

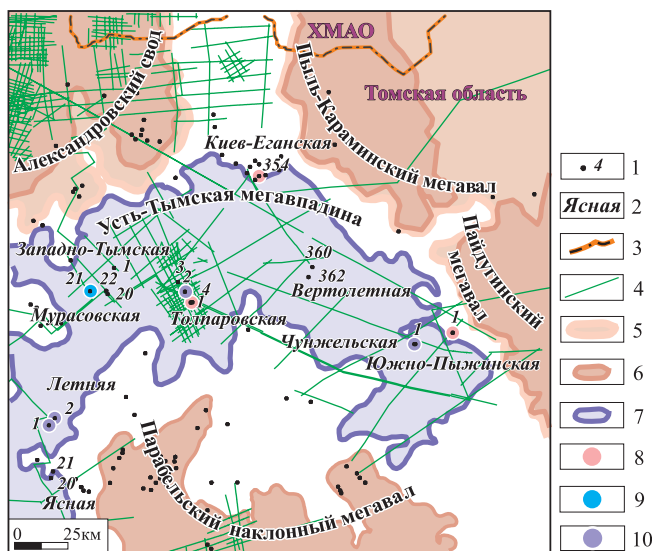


Рис. 1. Усть-Тымский юрский осадочный суббассейн. 1 – скважины; 2 – названия площадей; 3 – административные границы; 4 – сейсмические профили МОГТ; 5–7 – контуры структур по тектонической схеме кровли юрского структурного яруса (Конторович и др., 2001); 5 – положительные структуры 0 порядка, 6 – положительные структуры 1 порядка, 7 – отрицательная структура 1 порядка; 8–10 – результаты испытаний: 8 – нефть, 9 – вода, 10 – нет флюида.

данных бокового каротажного зондирования, в качестве критерия нефтенасыщенных интервалов для терригенных коллекторов ниже-среднеюрских отложений юго-востока Западной Сибири могут быть использованы значения истинного удельного электрического сопротивления (УЭС). Интерпретация данных электрокаротажных зондирований успешно применялась для терригенных верхнеюрских и меловых коллекторов (Эпов и др., 2013).

Для корректной оценки перспектив нефтегазоносности и детализации геологического строения геттанг-ааленского комплекса нет единого подхода. Необходимо применять комплексный подход и современные методы исследования с использованием материалов керна скважин, геофизических исследований в скважинах, сейсморазведки, петрофизических и геохимических данных, сейсмофациального

и структурно-тектонического анализ, а также бассейнового моделирования.

Целью исследования является разработка критерия определения типа насыщения терригенных коллекторов геттанг-ааленских отложений юго-востока Западной Сибири (на примере Усть-Тымского осадочного суббассейна) на основании количественной интерпретации данных бокового каротажного зондирования (БКЗ). Такой подход к оценке насыщения неиспытанных интервалов геттанг-ааленского разреза позволит увеличить достоверность выделения в них объектов, наиболее перспективных на залежи УВ.

Территория Усть-Тымской мегавпадины, согласно схеме структурно-фациального районирования нижней и средней (без келловей) юры Западной Сибири, относится к Обь-Тазовской и Обь-Иртышской структурно-фациальным областям (СФО). Для Обь-Тазовской СФО характерна переходная от морской до континентальной седиментационная обстановка, в Обь-Иртышской – континентальное осадконакопление (Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания..., 2004; Шурыгин и др., 2000).

В наиболее погруженной части Усть-Тымской мегавпадины выделяется полный разрез геттанг-ааленских отложений, представленный урманской, тогурской, салатской свитами и ее изохронным аналогом – пешковской, и нижней подсвитой тюменской свиты. Мощность комплекса достигает 440 м. Отложения формировались в условиях низменной аккумулятивной равнины и крупных озер, временами соединявшихся с морем. В геттанг-ааленских отложениях авторами выделяются три нефтегазоносных подкомплекса: геттанг-нижнетоарский, тоар-нижнеааленский и верхнеааленский (рис. 2).

Геттанг-нижнетоарский подкомплекс представлен урманской и тогурской свитами, датируемыми геттанг-плинсахом и ранним тоаром, соответственно.

Урманская свита залегает в основании подкомплекса, в ее составе выделено 3 подсвиты, представленные в основном песчаниками, гравелитами, алевролитами и аргиллитами, с редкими прослоями углей и обугленных остатков (Шурыгин и др., 1995; Шурыгин и др., 2000;

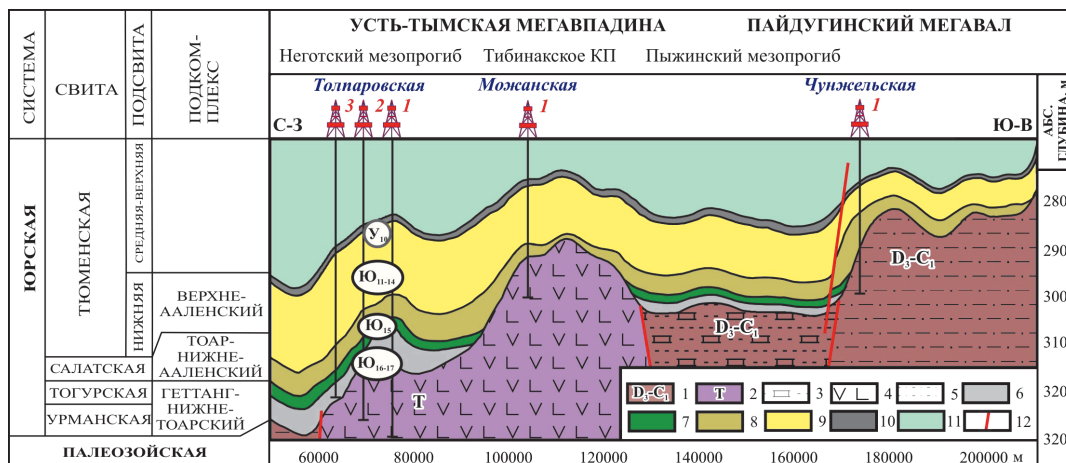


Рис. 2. Геологический разрез геттанг-ааленских отложений. 1 – девонская система (верхний отдел) – каменноугольная система (нижний отдел); 2 – триасовая система; 3 – глинистые сланцы с известняками; 4 – андезиты, андезито-базальты и их туфы, эффузивы основного состава; 5 – переслаивание пород разного состава (вулканогенно-осадочная толща); 6 – урманская свита; 7 – тогурская свита; 8 – салатская свита; 9 – нижняя подсвита тюменской свиты; 10 – угольный пласт Y_{10} ; 11 – средняя и верхняя подсвиты тюменской свиты; 12 – разрывные нарушения.

Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания... (2004). Мощность свиты изменяется от 8 до 92 м, песчаные пласты Ю₁₆ и Ю₁₇ являются потенциальными коллекторами.

Тогурская свита ограничивает подкомплекс в кровле, представлена черными тонкослоистыми аргиллитами, обогащенными органическим веществом, встречаются прослой алевролитов и мелких песчаников, мощность изменяется от 10 до 40 м. Впервые свита была выделена Ф.Г. Гурари в 1960 году в разрезе скв. Колпашевская-2 как тогурская пачка (Решение и труды Межведомственного совещания... (1961). А.Э. Конторовичем, О.Ф. Стасовой и А.С. Фомичевым было установлено, что тогурские аргиллиты обладают достаточно высоким генерационным потенциалом и служат потенциальным источником УВ для залежей в базальных горизонтах осадочного чехла (Конторович и др., 1964).

Тоар-нижнеааленский подкомплекс представлен салатской/пешковской свитами, датируемыми второй половиной раннего тоара-ранним ааленом. Свита сложена песчаниками и алевролитами, встречаются глинистые и углистые пропластки, мощность изменяется от 0 до 44 м. Коллектором является песчаный пласт Ю₁₅. В кровле подкомплекса выделяется углисто-глинистая пачка У₁₄/радомская пачка, которая служит флюидоупором.

Верхнеааленский подкомплекс представлен нижне-тюменской подсвитой тюменской свиты, датируемой верхним ааленом. Подсвита сложена песчаниками и алевролитами, содержит пропластки углей, мощность достигает 202 м. В качестве коллектора выступает группа гидродинамически связанных песчаных пластов Ю₁₁₋₁₄, которые чередуются в разрезе с углисто-глинистыми пачками У₁₁₋₁₃. В кровле подкомплекс ограничен мощной углисто-глинистой пачкой У₁₀, выполняющей роль флюидоупора.

Чередование в разрезе песчаных толщ (потенциальных коллекторов) и перекрывающих глинистых и углисто-глинистых толщ (флюидоупоров) позволяет рассматривать геттанг-ааленский комплекс как перспективный для поисков залежей нефти и газа. Песчаные пласты недостаточно испытаны, а в пласте Ю₁₅ испытаний не проводилось. Определение типа насыщения неиспытанных интервалов с использованием интерпретации данных электрического каротажа является актуальной задачей для слабоизученных глубокозалегающих нижне-среднеюрских отложений.

Методы исследования и методики изучения

В настоящем исследовании определение характера насыщения коллекторов выполнено по данным электрического каротажа на основе анализа радиального профиля УЭС в каждом выбранном пласте. Так, процессы вытеснения пластовой жидкости фильтратом бурового раствора и изменения минерализации в прискважинной зоне оказывают непосредственное влияние на характер радиального распределения УЭС. Последнее определялось численной инверсией в рамках одномерной цилиндрически-слоистой интерпретационной модели (Эпов, Никитенко, 1993; Эпов и др., 2010, 2013; Глинских и др., 2017). Подход одномерной инверсии позволяет быстро и эффективно выполнять численную интерпретацию

данных электрокаротажных зондирований и может использоваться для терригенных отложений со сравнительно невысоким электрическим контрастом и толщинами пластов, превышающими длины зондов (Глинских и др., 2013; Михайлов и др., 2017).

Анализ скважинных материалов осуществлялся с использованием системы комплексной интерпретации каротажных данных EMF Pro (Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН) (Эпов и др., 2010). Из LAS-файлов в систему импортировались каротажные данные четырёх градиент-зондов БКЗ: А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N. Практические диаграммы БКЗ хорошего качества, что также отмечено в заключениях по скважинам. После загрузки данных БКЗ границы пластов расставлялись с использованием автоматического алгоритма и вручную, с уточнением по набору каротажных диаграмм (потенциал самополяризации, гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж, акустический каротаж и индукционный каротаж). На следующем этапе выполнялась попластовая численная инверсия данных БКЗ (рис. 3). Это правомерно применительно к изучаемым объектам, поскольку рассматриваемые разрезы относительно слабоконтрастны по электросопротивлению, а пласты в целом имеют достаточную толщину. Однако в случаях, когда толщина пласта была меньше зондовой системы или соизмерима с ней, сигналам более длинных зондов либо придавался меньший вес при проведении инверсии, либо они не принимались во внимание.

В результате решается задача по восстановлению УЭС и радиуса зоны проникновения, определяется УЭС неизменной части пласта на заданном интервале глубин. Нефтенасыщенные коллекторы идентифицируются по значительно более высоким значениям истинного сопротивления, чем в водонасыщенных. Отметим, что находящиеся в распоряжении авторов диаграммы индукционного каротажа не вовлекались в совместную инверсию данных скважинной электротометрии, поскольку имеются не для всех скважин и не всегда были записаны с небольшим временным промежутком относительно измерений БКЗ.

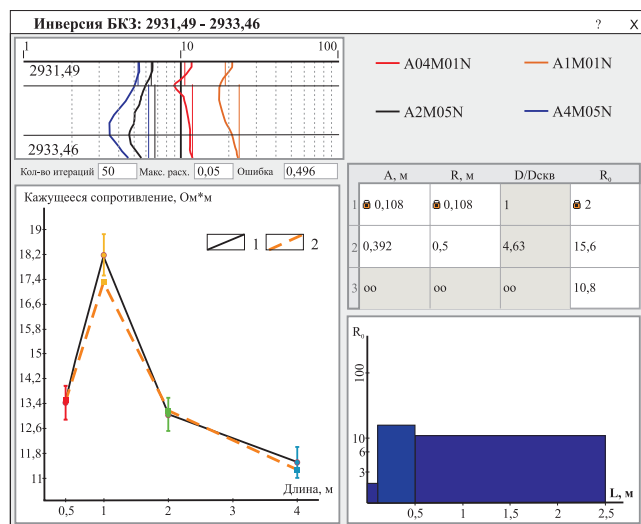


Рис. 3. Численная инверсия данных БКЗ на интервале 2931.49–2933.46 м в скв. Толпаровская №1. 1 – практическая кривая зондирования; 2 – рассчитанная кривая зондирования.

Результаты исследования

Для разработки критерия оценки типа насыщения пластов-коллекторов (Ю₁₁₋₁₇) в геттанг-ааленском комплексе была проведена интерпретация данных БКЗ методом одномерной численной инверсии в программном пакете EMF Pro для песчаных пластов скважин, в которых были проведены испытания в колонне, и расположенных в области наиболее вероятной миграции УВ из тогурской свиты (Локтионова и др., 2019) – скв. Толпаровская №1 и Мурасовская №21.

В скв. Толпаровская №1 при испытании получены притоки нефти в песчаных пластах Ю₁₆₋₁₇ и Ю₁₁₋₁₄, для испытанных интервалов построена геоэлектрическая модель терригенных нефтегазовых коллекторов. Проницаемые интервалы, по данным высокочастотных индукционных каротажных изопараметрических зондирований (ВИКИЗ), включают зону проникновения, а также окаймляющую

зону в нефтеводонасыщенных пластах с подвижной нефтью и водой (Антонов, Жмаев, 1979; Антонов и др., 2012). Выполнен анализ сигналов четырех зондов БКЗ (А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N). В связи с неоднородностью интервала по вертикали, его большая часть была разбита на пропластки мощностью около 0.5 м, инверсия которых выполнялась попластово.

На рис. 4 приведены результаты численной инверсии в скв. Толпаровская №1, пробуренной на глинистом буровом растворе с УЭС 2.0 Ом*м, в интервале геттанг-ааленских отложений. В ходе инверсии практических данных БКЗ получена реалистичная геоэлектрическая модель терригенного разреза.

В песчаном пласте Ю₁₇ на глубине 3224–3240 м (относительные отметки) выделяется нефтенасыщенный коллектор, который перекрывается глинистыми отложениями среднеурманской подсвиты, среднее значение

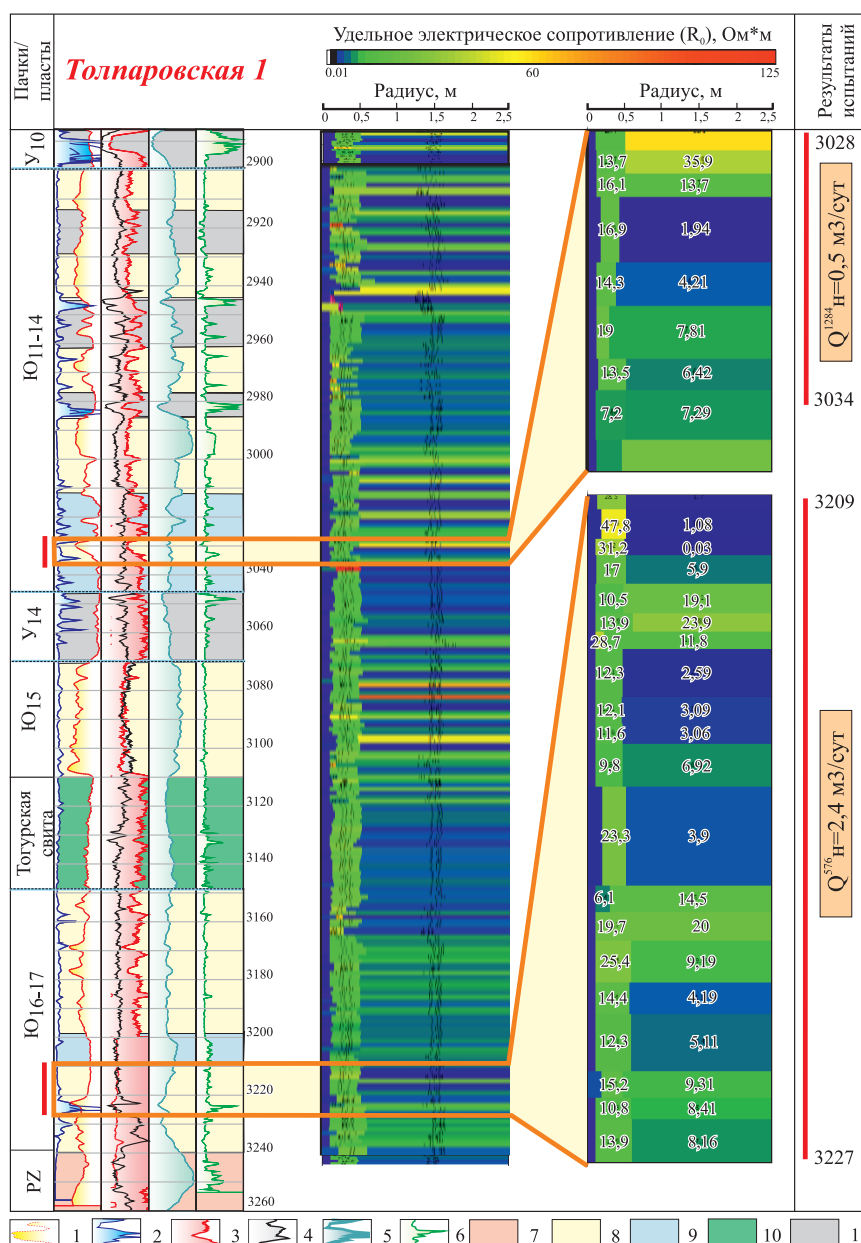


Рис. 4. Результат численной инверсии данных БКЗ в терригенном разрезе геттанг-ааленского комплекса. 1–6 – каротажные диаграммы: 1 – потенциала самополяризации (ПС: 0–100 у.е.), 2 – кажущегося УЭС (КС: 0–100*3 Ом*м), 3 – гамма-каротаж (ГК: 0–16 мкР/ч), 4 – нейтронный гамма-каротаж (НГК: 0–4 у.е.), 5 – индукционный каротаж (ИК: 0–300*2 мСм/м), 6 – акустический каротаж (АК: 150–500*2 мкс); 7 – палеозойские отложения, 8 – преимущественно песчаные пласты, 9 – глинисто-углистая толща, 10 – тогурская свита, 11 – углито-глинистая пачка.

коэффициента пористости ($K_{п}$) пласта Ю₁₇ составляет 7 %. В верхней части коллектора (3200–3230 м) выделяются нефтенасыщенные пласты, ниже, на глубинах 3237–3240 м, определяются водонасыщенные участки коллектора. На глубине 3225 м выделяется высокоомный пласт, соответствующий угольным отложениям.

В песчаном пласте Ю₁₄ (3028–3034 м) выделяется нефтенасыщенный коллектор (3028–3032 м), который перекрывается заглинизованными отложениями, ниже находится участок коллектора, интерпретируемый как водоносный. Среднее значение $K_{п}$ пласта Ю₁₄ составляет 12 %.

По результатам интерпретации представленных данных БКЗ в интервалах, из которых получены притоки нефти, за нефтенасыщенные принимаются песчаные пласты со значением УЭС от 8 до 20 Ом·м.

Для сравнения характеристик нефтенасыщенных коллекторов геттанг-ааленского комплекса и верхнеюрских коллекторов, по результату численной инверсии данных БКЗ построена геоэлектрическая модель для терригенного коллектора в горизонте Ю₁ в скв. Киев-Еганская №354 (рис. 5). Для верхнеюрского нефтенасыщенного коллектора граничными являются значения УЭС от 11 до 25 Ом·м. Среднее значение $K_{п}$ горизонта Ю₁ составляет 13 %.

В качестве примера водонасыщенного коллектора рассматриваются интервалы песчаных пластов Ю₁₄ и Ю₁₅ в скв. Мурасовская №21, из которых при испытании получены притоки воды (рис. 6). По результатам численной инверсии водонасыщенные терригенные коллекторы

геттанг-ааленского комплекса характеризуются значениями УЭС менее 5 Ом·м.

В результате проведенной количественной интерпретации данных БКЗ в испытанных интервалах песчаных пластов ниже-среднеюрских отложений установлено, что граничное значение УЭС нефтенасыщенных коллекторов составляет от 8 до 20 Ом·м, водонасыщенных до 5 Ом·м. Полученный критерий может быть использован для определения типа насыщения в неиспытанных интервалах, а также в скважинах, в которых при испытании не было получено флюида.

Заключение

Интерпретация материалов геофизических исследований в скважинах с применением численной инверсии данных БКЗ позволила разработать критерий определения типа насыщения в терригенных коллекторах ниже-среднеюрских отложений. Коллекторы с УЭС до 5 Ом·м относятся к водонасыщенным, а от 8 до 20 Ом·м – к нефтенасыщенным.

Критерий апробирован на территории Усть-Тымской мегавпадины при установлении характера насыщения геттанг-ааленских коллекторов. Данный подход позволил увеличить достоверность выделения в них интервалов и объектов, наиболее перспективных для поиска нефтяных месторождений, которые могут быть рекомендованы как первоочередные для поисково-разведочных работ.

Использование полученного критерия позволит определить тип насыщения в неиспытанных интервалах

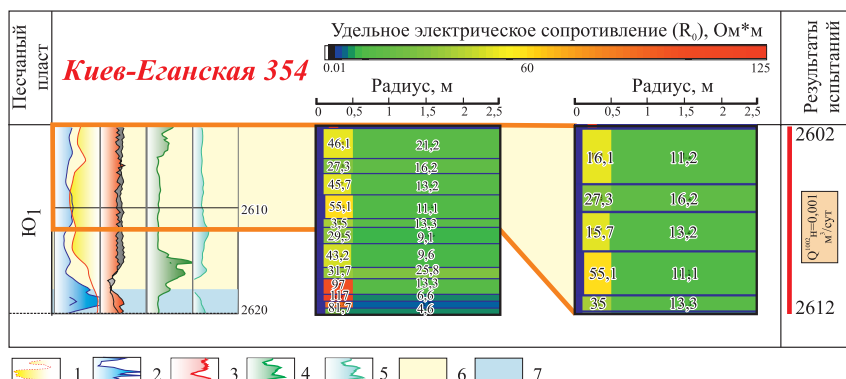


Рис. 5. Результаты интерпретации данных БКЗ в интервале верхнеюрского нефтенасыщенного терригенного коллектора. 1–5 – каротажные диаграммы: 1 – потенциала самополяризации (ПС: 0–100 у.е.), 2 – кажущегося УЭС (КС: 0–100*3 Ом·м), 3 – гамма-каротаж (ГК: 0–16 мкР/ч), 4 – акустический каротаж (АК: 150–500*2 мкс), 5 – индукционный каротаж (ИК: 0–300*2 мСм/м); 6 – преимущественно песчаные пласты, 7 – углисто-глинистая пачка.

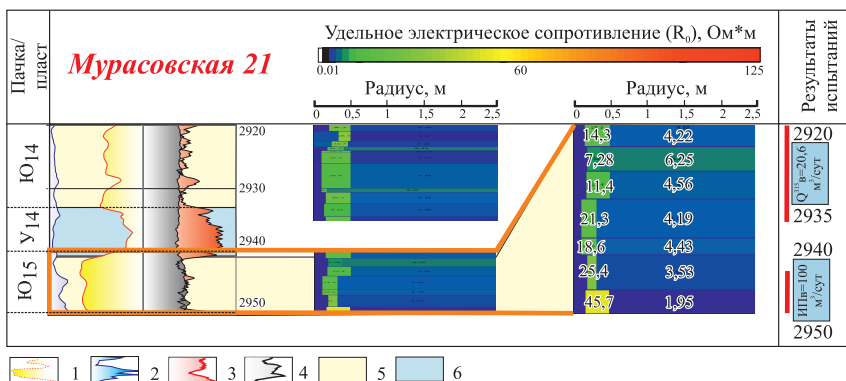


Рис. 6. Результаты интерпретации данных БКЗ в водонасыщенном терригенном коллекторе. 1–4 – каротажные диаграммы: 1 – потенциала самополяризации (ПС: 0–100 у.е.), 2 – кажущегося УЭС (КС: 0–100*3 Ом·м), 3 – гамма-каротаж (ГК: 0–16 мкР/ч), 4 – нейтронный гамма-каротаж (НГК: 0–4 у.е.); 5 – преимущественно песчаные пласты, 6 – глинисто-углистая толща.

и уточнить оценку перспектив нефтегазоносности ниже-среднеюрских отложений на юго-востоке Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Финансирование

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, грант №19-45-700009.

Литература

Антонов Ю.Н., Жмаев С.С. (1979). ВИКИЗ. Новосибирск: Наука, 104 с.

Антонов Ю.Н., Сметанина Л.В., Михайлов И.В. (2012). Окаймляющая зона как признак подвижной нефти в терригенных коллекторах. *Каротажник*, 6, с. 16–40.

Глинских В.Н., Никитенко М.Н., Эпов М.И. (2013). Моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа в пластах конечной мощности, вскрытых на биополимерных и нефтяных буровых растворах. *Геология и геофизика*, 54(11), с. 1803–1813. <https://doi.org/10.1016/j.ggg.2013.10.006>

Глинских В.Н., Каюров Н.К., Михайлов И.В., Нечаев О.В. (2017). Интерпретация данных электрических зондирований в карбонатных коллекторах доюрского фундамента юго-востока Западно-Сибирской плиты на основе двумерной численной инверсии (Арчинское месторождение). *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 5, с. 24–30.

Конторович А.Э., Стасова О.Ф., Фомичев А.С. (1964). Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. *Геология нефтегазоносных районов Сибири: Сб. тр.* Ред. Микущий С.П., Острый Г.Б. Новосибирск, 32, с. 27–39.

Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. (2001). Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое. *Геология и геофизика*, 42(11–12), с. 1832–1845.

Локтионова О.А., Бурштейн Л.М., Калинина Л.М., Конторович В.А., Сафронов П.И. (2019). Историко-геологическое моделирование процессов генерации углеводородов в геттанг-ааленских отложениях Усть-Тымской мегавпадины. *Геология и геофизика*, 60(7), с. 1014–1027. DOI: 10.15372/GiG2019080

Михайлов И.В., Глинских В.Н., Никитенко М.Н., Суродина И.В. (2017). Совместная численная инверсия данных индукционных и гальванических каротажных зондирований в моделях геологических сред с осевой симметрией. *Геология и геофизика*, 58(6), с. 935–947. DOI: 10.15372/GiG20170609

Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Под. ред. Гурари Ф.Г. (2004). Новосибирск: СНИИГиМС, 114 с.

Решение и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических

схем Западно-Сибирской низменности. (1961). Л., 465 с.

Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П., Ильина В.И., Меледина С.В., Гайдебурова Е.А., Дзюба О.С., Казаков А.М., Могучева Н.К. (2000). Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал ГЕО, 476 с.

Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Ильина В.И., Москвин В.И. (1995). Проблемы стратиграфии нижней и средней юры юго-востока Западной Сибири. *Геология и геофизика*, 11, с. 34–51.

Эпов М.И., Глинских В.Н., Сухорукова К.В., Павлова М.А. (2013). Интерпретация данных электрокаротажных зондирований в неокосских пластах-коллекторах Широкого Приобья. *Геология нефти и газа*, 3, с. 21–28.

Эпов М.И., Каюров К.Н., Ельцов И.Н., Сухорукова К.В., Петров А.Н., Власов А.А., Соболев А.Ю. (2010). Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF Pro. *Бурение и нефть*, 2, с. 16–19.

Эпов М.И., Никитенко М.Н. (1993). Система одномерной интерпретации данных высокочастотных индукционных каротажных зондирований. *Геология и геофизика*, 34(2), с. 124–130.

Сведения об авторах

Ольга Анатольевна Локтионова – научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; ассистент, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Людмила Михайловна Калинина – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Игорь Владиславович Михайлов – кандидат тех. наук, старший научный сотрудник лаборатории многомасштабной геофизики, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; старший преподаватель, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Статья поступила в редакцию 27.10.2020;

Принята к публикации 21.04.2021; Опубликована 30.11.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Interpretation of electrical logging data from the Hettangian-Aalenian terrigenous reservoirs in the Southeast of Western Siberia

O.A. Loktionova^{1,2*}, L.M. Kalinina¹, I.V. Mikhaylov^{1,2}

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

²Novosibirsk National Research State University, Novosibirsk, Russian Federation

*Corresponding author: Olga A. Loktionova, e-mail: Loktionova_olga@ngs.ru

Abstract. In the southeast of Western Siberia, the most studied are the Upper Jurassic deposits, most of the oil and gas fields being confined to them. However, the probability of discovering new hydrocarbon deposits in the Upper Jurassic horizons is extremely small. Therefore, of great importance is finding new hydrocarbon deposits in less studied deep-lying complexes.

The article considers the development of a criterion for determining the saturation type of the terrigenous reservoirs in the Hettangian-Aalenian deposits in the southeast of the West Siberian sedimentary basin. We use the example of the Ust-Tym megadepression, a large depression located in the central part of the Tomsk region. The Lower and Middle Jurassic sections are represented by the Urman and Togur formations,

Salat formation (Peshkov formation is its isochronous analogue) and Tyumen formation, and characterized by the alternation of predominantly sandy (potential reservoirs) and argillaceous-carbonaceous (seals) sequences. In the studied interval, tests were carried out in just a few wells, for which reason the identification of deposits and promising objects is complicated. Determining the type of reservoir saturation will significantly improve the assessment of oil and gas potential.

As a result of interpreting lateral logging sounding data, the geoelectric parameters of the invasion zone and undisturbed formation were reconstructed for the Lower Jurassic and Aalenian deposits. Based on the well logging data interpretation by means of numerical inversion, we obtained the criterion for the saturation type of the reservoirs (J_{11-17}) in the Hettangian-Aalenian complex. The boundary resistivity values for the oil-saturated reservoirs vary from 8 to 20 ohm·m, while for the water-saturated ones they do not exceed 5 ohm·m.

Keywords: Ust-Tym megadepression, Hettang-Aalenian deposits, fluid saturation, electrical resistivity, quantitative interpretation

Acknowledgements

The work was supported by RFBR grant 19-45-700009.

Recommended citation: Loktionova O.A., Kalinina L.M., Mikhaylov I.V. (2021). Interpretation of electrical logging data from the Hettangian-Aalenian terrigenous reservoirs in the Southeast of Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 73–79. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.9>

References

- Antonov Yu.N., Zhmaev S.S. (1979). VIKIZ. Novosibirsk: Nauka, pp. 104. (In Russ.)
- Antonov Yu.N., Smetanina L.V., Mikhaylov I.V. (2012). Low-resistivity annulus zone as an indication of mobile oil in clastic reservoirs. *Karotazhnik*, 6, pp. 16–40. (In Russ.)
- Decision and proceedings of the Interdepartmental meeting on the refinement and clarification of the unified and correlation stratigraphic schemes of the West Siberian Lowland (1961). Leningrad, 465 p. (In Russ.)
- Decision of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the consideration and adoption of refined stratigraphic schemes of Mesozoic deposits of Western Siberia (2004). Ed. Gurari F.G. Novosibirsk: SSRIGGaMR, 114 p. (In Russ.)
- Epov M.I., Glinskikh V.N., Sukhorukova K.V., Pavlova M.A. (2013). Interpretation of electric logging data in the Neocomian reservoirs of the Shirotny Priob'e. *Geologiya nefri i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 3, pp. 21–28. (In Russ.)
- Epov M.I., Kayurov K.N., Eltsov I.N., Sukhorukova K.V., Petrov A.N., Sobolev A.Yu., Vlasov A.A. (2010). New hardware complex for SKL geophysical logging and EMF Pro interpretation software. *Burenie i neft*, 2, pp. 16–19. (In Russ.)
- Epov M.I., Nikitenko M.N. (1993). System of one-dimensional interpretation of high-frequency induction logging data. *Geologiya i geofizika*, 34(2), pp. 124–130. (In Russ.)
- Glinskikh V.N., Kayurov N.K., Mikhaylov I.V., Nechaev O.V. (2017). Interpretation of electrical sounding data in carbonate reservoirs of the

pre-Jurassic basement in the southeast of the West Siberian plate on the basis of two-dimensional numerical inversion (Archinskoe field). *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 5, pp. 24–30. (In Russ.)

Glinskikh V.N., Nikitenko M.N., Epov M.I. (2013). Numerical modeling and inversion of electromagnetic logs in the wells drilled with biopolymer and oil-based mud. *Russian Geology and Geophysics*, 54(11), pp. 1409–1416. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.10.006>

Kontorovich A.E., Stasova O.F., Fomichev A.S. (1964). Oil basal horizons of the sedimentary cover of the West Siberian Plate. *Geology of Oil and Gas Regions of Siberia: Coll. papers*, 32, pp. 27–39. (In Russ.)

Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. (2001). Tectonic structure and history of development of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Geologiya i geofizika*, 42(11–12), pp. 1832–1845. (In Russ.)

Loktionova O.A., Burshtein L.M., Kalinina L.M., Kontorovich V.A., Safronov P.I. (2019). Historical and Geological Modeling of the Processes of Hydrocarbon Generation in the Hettangian-Aalenian Deposits of the Ust-Tym Megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 60, (7), pp. 801–812. <https://doi.org/10.15372/RGG2019080>

Mikhaylov I.V., Glinskikh V.N., Nikitenko M.N., Surodina I.V. (2017). Joint inversion of induction and galvanic logging data in axisymmetric geological models. *Russian Geology and Geophysics*, 58(6), pp. 752–762. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.09.032>

Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Ilyina V.I., Moskvina V.I. (1995). Problems of stratigraphy of the Lower and Middle Jurassic of the southeast of Western Siberia. *Geologiya i geofizika*, 11, pp. 34–51. (In Russ.)

Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Devyatov V.P., Il'ina V.I., Meledina S.V., Gaideburova E.A., Dzyuba O.S., Kazakov A.M., Mogucheva N.K. (2000). Stratigraphy of Siberian Oil and Gas Basins. Jurassic System. Novosibirsk: Geo, 476 p. (In Russ.)

About the Authors

Olga A. Loktionova – Researcher, Laboratory of Seismogeological Modeling of Natural Oil and Gas Systems, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Assistant, Novosibirsk National Research State University
3 Ac. Koptyug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Lyudmila M. Kalinina – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Laboratory of Seismogeological Modeling of Natural Oil and Gas Systems, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
3 Ac. Koptyug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Igor V. Mikhaylov – PhD (Engineering); Senior Researcher, Laboratory of Multiscale Geophysics, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Senior Lecturer, Novosibirsk National Research State University
3 Ac. Koptyug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 27 October 2020;

Accepted 21 April 2021;

Published 30 November 2021