УДК 553.98(553.046)

ЗОНЫ АНОМАЛЬНОГО СТРОЕНИЯ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В СВЯЗИ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА — ЮГРЫ

AREAS OF ABNORMAL STRUCTURE OF BAZHENOV FORMATION IN CONNECTION WITH THE OIL AND GAS BEARING OF NEOCOMIAN DEPOSITS IN THE TERRITORY OF THE KHANTY-MANSIYSK AUTONOMOUS OKRUG — UGRA

Е. В. Олейник
E. V. Oleynik

Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана, г. Тюмень
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: аномальный разрез баженовской свиты; перспективы нефтегазоносности; неокомские отложения
Key words: areas of abnormal structure of Bazhenov formation; petroleum potential; Neocomian deposits

Зоны аномального строения баженовской свиты многие годы привлекают внимание исследователей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. С одной стороны, это объект со сложным геологическим строением, опубликовано много гипотез способа их формирования. С другой стороны, в пределах аномальных зон выявлено немало скоплений углеводородов, что вызывает дискуссии по перспективам их нефтеносности.

В Научно-аналитическом центре рационального недропользования (НАЦ РН) им. В. И. Шпильмана многие годы систематизируются данные по аномальным разрезам на территории ХМАО — Югры с целью изучения их собственной нефтеносности и их влияния на нефтеносность вышезалегающих отложений неокома. В рамках этих работ проанализированы данные геофизических исследований (ГИС) поисково-разведочного бурения (более 3 000 скважин), откартированы границы распространения зон с аномальным строением баженовской свиты, проведено сопоставление границ аномалий, выделяемых по сейсмическим материалам, и границ, проведенных по данным бурения, проанализировано распределение залежей нефти в пределах зон аномального строения баженовских отложений, выявлена взаимосвязь нефтеносности клиноформной части неокома с появлением в разрезе зон аномального строения.

Исследованием аномальных разрезов занимаются многие специалисты Западной Сибири. Существует несколько точек зрения на вопрос формирования аномальных зон: модель подводно-оползневого генезиса А. А. Нежданова [1]; модель регионального выклинивания баженовских литофаций на разных стратиграфических уровнях, изложенная О. М. Мкрчяном [2]; механизм формирования аномалий за счет биохимической модели маргинального фильтра В. Ф. Гришкевича [3]; модель клавишного погружения И. С. Гутмана [4] и др. Региональная схема размещения зон аномального строения баженовской свиты по территории провинции, представленная А. А. Неждановым, базируется преимущественно на материалах сейсморазведки. Выделены аномалии более чем на 30 площадях провинции. Однако на современной стадии изученности бассейна данные бурения скважин существенно корректируют границы аномальных зон. На рисунке 1 приведена схема размещения зон аномальных разрезов А. А. Нежданова в сопоставлении с границами аномалий, принятыми в НАЦ РН.

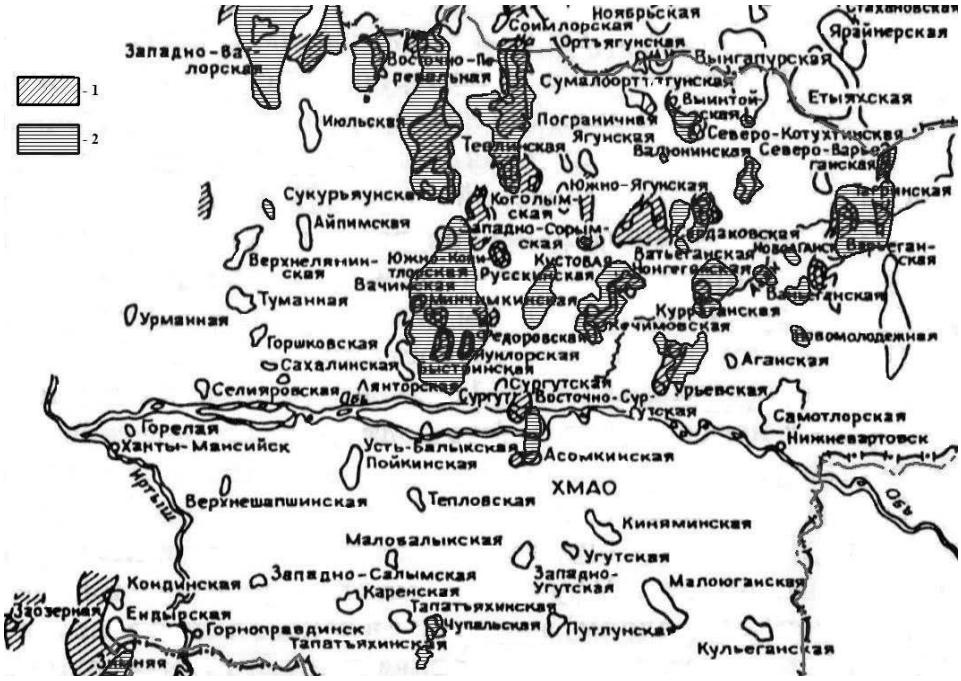

Рис. 1. ***Сопоставление распределения зон аномальных разрезов на территории ХМАО — Югры:*** *1 — зоны аномальных разрезов по А. А. Нежданову; 2 — зоны аномальных разрезов по данным геофизических исследований скважин (НАЦ РН)*

Выделение аномальных разрезов в НАЦ РН проведено по данным поисково-разведочного бурения на территории развития клиноформных резервуаров неокомского нефтегазоносного комплекса (НГК). По данным ГИС в аномальные разрезы включены скважины с отличными от типичной «баженовской» записи показаниями геофизических методов. Как правило, это равномерное чередование по разрезу высокоомных с повышенной радиоактивностью прослоев битуминозных пород и прослоев с характеристиками песчано-алевритовых пород. Есть вариант записи аномалии, который характеризуется преобладанием в разрезе битуминозных пород, причем их основная мощность приурочена к кровельной части разреза.

В целом местоположение зон обоих вариантов совпадает. В некоторых случаях отличаются контуры зон. Как правило, по данным ГИС площадь аномалии существенно больше, чем по сейсмическим данным. Кроме того, некоторые контуры, выделенные по аномальной записи сейсмики, не подтверждаются данными бурения. По данным ГИС свита однозначно выделяется в разрезе, закономерности изменения геофизических характеристик идентичны нормальному разрезу свиты, отличие только в мощности отложений, почти в два раза превышающей среднюю мощность свиты на территории округа. Встречается и обратная ситуация, когда аномалия выделена только по данным ГИС, что можно объяснить отсутствием сейсмической информации на момент обобщения материалов автором работы.

В западной части зон аномального строения баженовской свиты, между монолитными битуминозными породами баженовской свиты и отложениями георгиевской свиты по данным бурения выделяется пропласток песчано-алевритового состава. По данным материалов сейсморазведочных работ выделение этого, как правило, незначительного по мощности пропластка невозможно. Прослеживается он только по данным ГИС, но на многих территориях с аномальным строением отложений баженовской свиты. Поэтому можно предполагать его развитие повсемест-

но в западной части прослеживаемых по сейсмическим материалам аномальных зон. За счет такого типа разреза площади аномальных зон, выделенные по данным ГИС, превосходят площади аномалий по сейсмическим материалам.

В районе зон аномального строения сосредоточено большое количество залежей углеводородов. Выявленные залежи приурочены как к коллекторам внутри аномального разреза, так и к песчано-алевритовым породам ачимовской толщи, залегающим непосредственно над аномальным разрезом. На примере одной из аномальных зон (рис. 2) видно, что скопления углеводородов аномального разреза сосредоточены в западной части зоны. На рисунке приведены два варианта выделения зон — по сейсмическим материалам и по данным поисково-разведочного бурения. Прослеживается несовпадение контуров в западной и северо-западной частях аномалии, где развит описанный выше тип аномалии. Основная часть нефтеносности в аномальном разрезе выявлена именно в зоне несовпадения контуров. Притоки, получаемые в скважинах этой части аномальных зон, достигают 20 $м^3$/сут и более. Залежи выявлены и на территории совпадения контуров, то есть в зоне увеличения мощности аномального разреза, где наблюдается неоднократное чередование битуминозных и песчано-алевритовых пород. Опираясь на представленные данные по одной из зон, детально изученной сейсмическими работами и поисково-разведочным бурением, перспективы в аномальном разрезе для слабо изученных бурением территорий можно связывать с западной частью аномальных зон, выделенных по сейсмическим материалам.

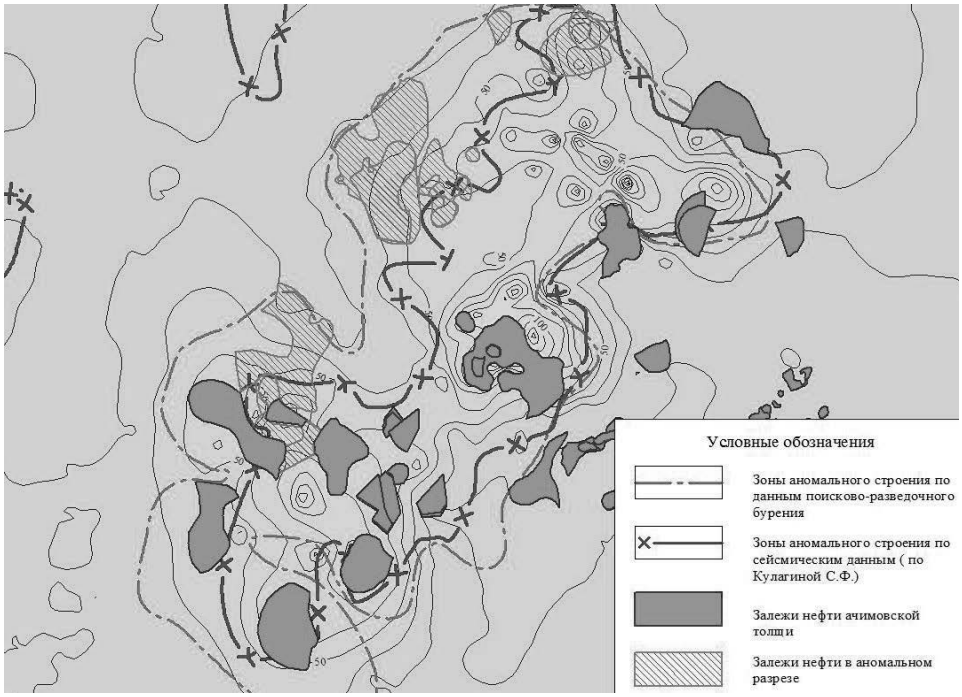

Рис. 2. ***Схема распределения залежей в районе зоны аномального строения баженовской свиты***

Значительное количество залежей нефти в районе зон аномальных разрезов выявлено в отложениях ачимовской толщи. Косвенным доказательством того, что органика баженовской свиты является источником углеводородов для выше- и нижезалегающих нефтегазоносных комплексов, является сопоставление закономерностей изменения свойств органического вещества (ОВ) баженовской свиты и

ее возрастных аналогов с закономерностями изменения свойств нефтей неокомского, баженовского и васюганского нефтегазоносных комплексов [5]. Свойства нефтей по трем НГК взяты из баланса, картирование проведено по данным 3 806 залежей. Методика определения типа ОВ в отложениях свиты и распределение областей развития выделенных типов органики на территории ХМАО — Югры представлены в работе [6]. В составе неокомского НГК выделяются неосложненный и осложненный подкомплексы. Осложненный подкомплекс представляет собой совокупность клиноформных резервуаров. Сопоставление выделенных типов ОВ в отложениях баженовской свиты проведено для каждого клиноформного резервуара осложненной части неокомского НГК.

Во всех клиноформных резервуарах на территориях, в плане совпадающих с зоной развития керогена типа I (по пиролитическим данным значение водородного индекса превышает 600 мг УВ/г $С_{орг}$), выявлены более тяжелые нефти с плотностью более 0,85 г/см^3, с высоким содержанием серы более 1 %, характерные для морских осадков восстановительной обстановки. В неокомских отложениях на территориях за пределами зоны развития керогена типа I выявлены более легкие нефти с низким содержанием серы, формирующиеся по данным Тиссо в пластах более мелководных и прибрежных осадков. Таким образом, прослеживается взаимосвязь ОВ баженовских отложений и нефтей неокома.

Полностью области различных типов ОВ баженовской свиты и свойств нефтей в клиноформных резервуарах не совпадают в случае, если ачимовская часть резервуара расположена в зоне развития ОВ одного из выделенных в баженовской свите типов, а шельфовая часть попадает в другую область ОВ. Нефти залежей шельфовой части, попадая в область другого типа ОВ, сохраняют свойства ачимовских нефтей. То есть наблюдается сохранение свойств нефтей внутри резервуара по направлению сноса материала, что может свидетельствовать о гидродинамической связи в клиноформных резервуарах ачимовских и шельфовых пластов. Для подтверждения генезиса нефтей неокомской части разреза необходимы детальные исследования геохимическими методами как их состава, так и состава органического вещества предполагаемой нефтематеринской свиты.

Отталкиваясь от гипотезы о том, что ОВ баженовской свиты генерирует углеводороды неокомского НГК, нефтеносность ачимовских отложений в связи с близостью источника должна быть повсеместна. Однако равномерного поля нефтеносности на практике не наблюдается. Для того чтобы количественно определить влияние тех или иных геологических параметров на нефтеносность ачимовских и шельфовых пластов клиноформных резервуаров, на территории развития почти каждого из них были выделены эталонные участки. Это территории, хорошо изученные бурением и сейсмическими работами, с выявленной или не выявленной нефтеносностью.

Первичная миграция углеводородов из нефтепроизводящих толщ в проницаемые породы зависит от степени расслоенности, дислоцированности обогащенных органическим веществом образований. Чем больше поверхность соприкосновения нефтепроизводящих пород с проницаемыми породами, тем больше глубина их дренирования. Как описано выше, основными генерирующими породами для осложненного подкомплекса неокомского НГК являются отложения баженовской свиты. Наиболее благоприятными для первичной миграции являются зоны ее аномального строения, где битуминозные породы дислоцированы и переслаиваются с проницаемыми породами ачимовской толщи. Для описания этого использован параметр — доля зон аномального строения баженовской свиты $Д_{ан}$ на участке. Он определялся как отношение площади аномалии к площади битуминозных пород, которая для каждого участка своя.

Зависимость параметра $Д_{ан}$ от плотности начальных суммарных ресурсов клиноформных резервуаров рассматривалась в целом, а также влияние параметра на

нефтеносность шельфовой и ачимовской частей резервуаров — отдельно. Коэффициент корреляции плотности ресурсов нефти клиноформных резервуаров с параметром составляет 0,81 по 23 эталонным участкам (рис. 3).

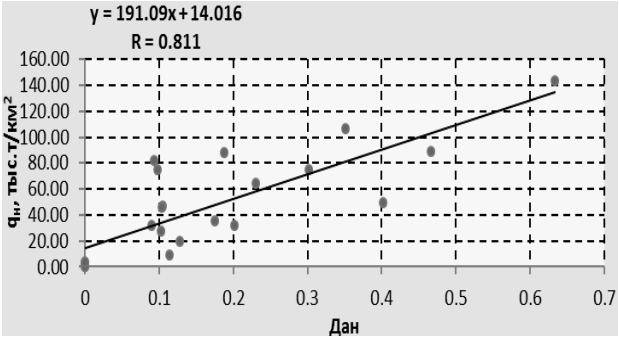

Рис. 3. ***Корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти в отложениях осложненного подкомплекса от доли зон аномального строения баженовской свиты на участке***

Коэффициент корреляции плотности ресурсов нефти в шельфовой части резервуаров с рассматриваемым параметром также имеет высокое значение 0,81 (рис. 4).

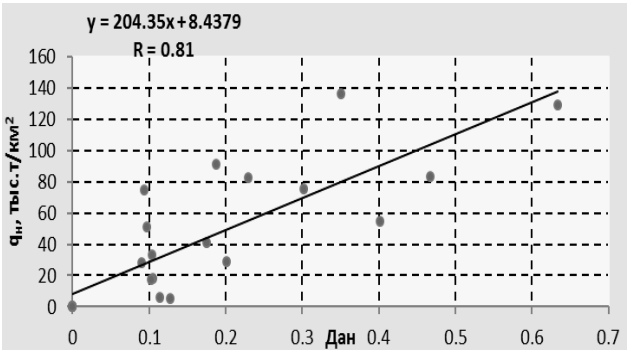

Рис. 4. ***Корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти шельфовой части осложненного подкомплекса от доли зон аномального строения баженовской свиты на участке***

Корреляционная зависимость параметра $Д_{ан}$ с плотностью ресурсов нефти в ачимовской части клиноформных резервуаров менее выраженная (рис. 5), несмотря на высокое значение коэффициента корреляции 0,75. Судя по распределению точек на графике, нефтеносность ачимовских отложений осложненного подкомплекса менее зависит от наличия зон аномального строения баженовской свиты на участке, чем нефтеносность шельфовой части клиноформных резервуаров. Условия для первичной миграции углеводородов в ачимовские отложения одинаково благоприятны как в зонах аномального строения баженитов, так и на территориях с монолитным строением баженовской свиты. И в том и в другом случае вмещающие отложения расположены в непосредственной близости к источнику углеводородов. Формирование залежей в ачимовской толще зависит от структурного фактора и, учитывая ее линзовидное строение, от наличия литологических экранов.

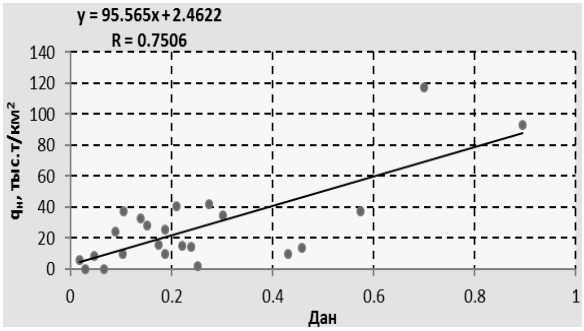

Рис. 5. ***Корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти ачимовской части осложненного подкомплекса от доли зон аномального строения баженовской свиты на участке***

Важным параметром, описывающим процесс первичной миграции углеводородов из основного продуцирующего горизонта, является толщина подачимовских глин — $h_{подач}$. Подачимовская пачка препятствует переходу углеводородов в проницаемые отложения клиноформных резервуаров, в первую очередь ачимовской толщи.

Подачимовские глины — наиболее проблематичный параметр для картирования. При построении мощности подачимовских глин в пределах зоны ее развития использованы данные около 3 200 скважин (рис. 6). «Чистые» глины в разрезе пачки можно принять в качестве флюидоупора между нефтематеринскими баженовскими породами и вмещающими залежи нефти отложениями ачимовской толщи. По данным ГИС они характеризуются низкими сопротивлениями (до 4–5 Ом·м) и формированием каверны по данным метода кавернометрии. Именно по таким характеристикам и возможности определялись подачимовские глины для построения данной карты.

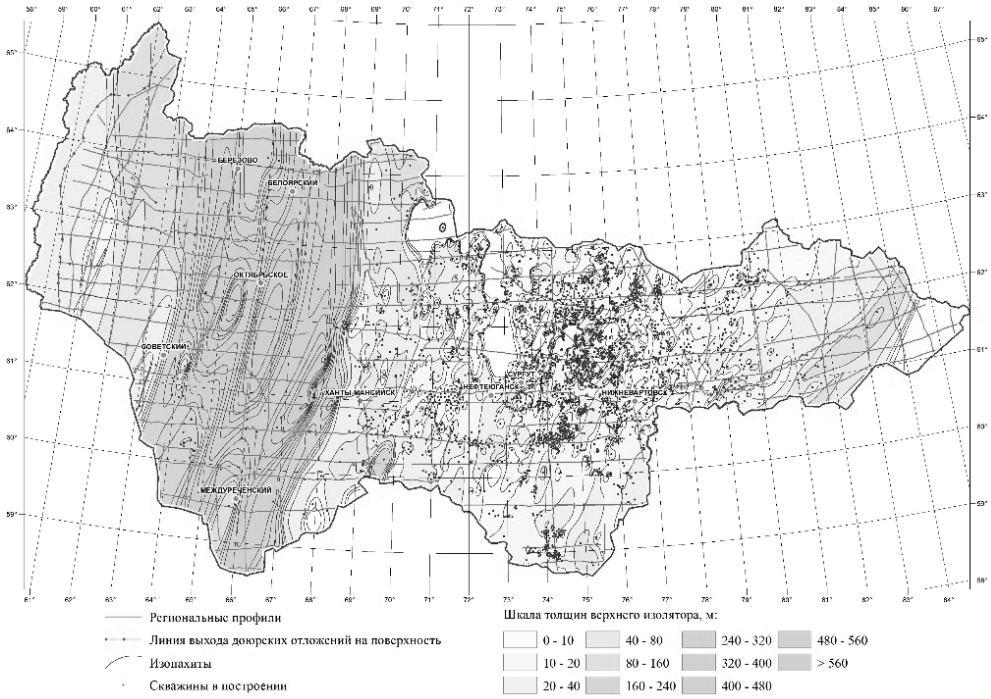

Рис. 6. ***Карта толщин подачимовской пачки***

Значения толщин глин подачимовской части разреза сильно дифференцированы. Максимальные значения достигают 100 м и более, минимальные составляют 5–10 м вплоть до полного отсутствия подачимовских глин. Зоны отсутствия изолятора в основном совпадают с границами зон аномального строения баженовской свиты. В такой ситуации неясно, какую часть разреза можно назвать подачимовской, и значение толщины подачимовских глин принимается равным 0. Кроме того, уменьшение толщин подачимовской пачки вплоть до полного отсутствия подачимовских глин наблюдается в зонах примыкания ачимовских линз к кровле баженовской свиты.

В целом на территории развития ачимовских отложений толщина подачимовских глин не превышает 30 м, за исключением локальных участков отсутствия ачимовской толщи, например, в скв. 170 Чапровской площади. Увеличение толщин изолятора наблюдается в восточном и западном направлениях к границам распространения ачимовских пород в пределах ХМАО — Югры. Западнее границы примыкания ачимовских пород клиноформного резервуара $АС_{10\text{-}12}$ к отложениям баженовской свиты толщина изолятора резко увеличивается.

В зоне развития клиноформного резервуара $АС_{7\text{-}9}$ ачимовские отложения по данным полевого описания керна представлены тонким переслаиванием алевролитов и глин. Кривая потенциала самопроизвольной поляризации слабо дифференцирована, о наличии песчано-алевритовых прослоев в разрезе можно судить лишь по данным гамма-каротажа и повышенным значениям кривых кажущихся сопротивлений. Песчано-алевритовый материал по площади возможного развития ачимовских пластов резервуара распределен неравномерно. Уже в пределах развития резервуара $АС_{7\text{-}9}$ толщины изолятора на отдельных участках увеличиваются до 300 м.

Коэффициент корреляции плотности ресурсов нефти клиноформных резервуаров с этим параметром составляет 0,73 (рис. 7). Более высокий коэффициент корреляции с параметром $h_{подач}$ получен с плотностью ресурсов шельфовой части клиноформных резервуаров. Коэффициент корреляции составляет 0,81 (рис. 8). Зависимость плотности ресурсов в ачимовской части резервуаров с толщиной подачимовской пачки значительно хуже, чем с плотностью ресурсов в шельфовых отложениях и в клиноформных резервуарах в целом. Коэффициент корреляции составил 0,49.

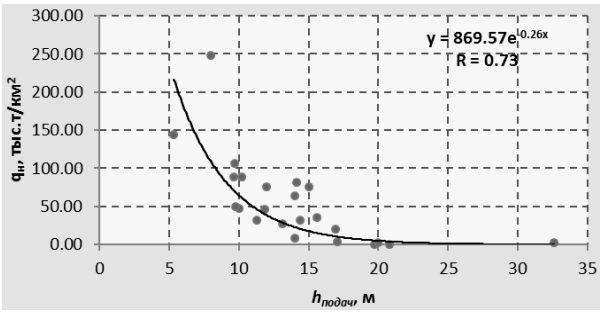

Рис. 7. ***Корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти в отложениях осложненного подкомплекса от мощности подачимовской пачки***

Отсутствие корреляции описанных параметров с нефтеносностью ачимовских отложений и в то же время зависимость этих параметров с нефтеносностью шельфовых пластов неокомкого НГК можно объяснить наличием гидродинамической связи ачимовской и шельфовой частей в клиноформных резервуарах неокома. Надачимовские отложения принято считать мощной глинистой покрышкой, перекрывающей ачимовские отложения. Однако по данным ГИС в склоновой части разреза часто прослеживаются линзы песчано-алевритовых пород, на отдельных

площадях разрез опесчанен настолько, что затруднительно выделение кровли ачимовских отложений.

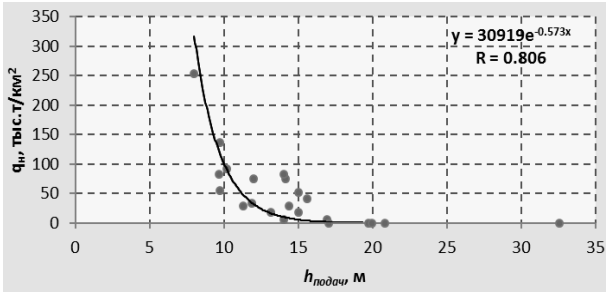

Рис. 8. ***Корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти шельфовой части осложненного подкомплекса от мощности подачимовской пачки***

Таким образом, в ходе работ выделены зоны аномального строения баженовской свиты по данным поисково-разведочного бурения. Сопоставление вариантов выделения аномальных разрезов по материалам сейсмических работ и по данным бурения дает возможность уточнить контуры аномалий при отсутствии в районе свиты скважинной информации и исключить из аномальных разрезов выделенные по сейсмическим материалам зоны увеличенных толщин свиты, в которых по данным бурения строение отложений бажена не нарушено. Взаимосвязь изменения типов ОВ баженовской свиты и свойств нефтей клиноформных резервуаров подтверждает, что объем генерирующих пород для неокомского НГК в основном состоит из баженовских битуминозных отложений.

Выявлена корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти в отложениях клиноформных резервуаров неокома с зонами аномального строения баженовской свиты. Объем миграции из битуминозных пород баженовской свиты зависит от ее строения. В случае переслаивания проницаемых пород ачимовской толщи с битуминозными прослоями с повышенным содержанием ОВ улучшаются условия для миграции углеводородов. Следовательно, объем эмигрировавших углеводородов при аномальном строении больше, что не может не оказывать влияние на нефтеносность ачимовских и шельфовых пластов клиноформных резервуаров. Проницаемые отложения ачимовской толщи рассматриваются в качестве пластов-проводников для мигрирующих из нижней части разреза резервуара углеводородов. В случае, когда баженовская свита представляет собой монолитную толщу, эмиграции углеводородов из нее в проницаемые породы ачимовских отложений может препятствовать подачимовская пачка. Закономерности распределения нефтеносности внутри аномальных разрезов баженовской свиты и выявленная зависимость плотности ресурсов нефти отложений клиноформной части неокомского НГК с зонами аномальных разрезов могут служить критерием поисковых работ в клиноформной части неокомского НГК и использоваться при количественной оценке потенциальных ресурсов комплекса.

Библиографический список

1. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А. А. Нежданов [и др.]. – М., 2000. – 247 с.
2. Сейсмогеологическое изучение клиноформных отложений Среднего Приобья / О. М. Мкртчян [и др.]. – М.: Наука, 1990. – 108 с.
3. Гришкевич В. Ф. Макроструктура берриас-аптских отложений Западной Сибири и ее использование при построении информационных технологий в геологии нефти и газа. – Тюмень: Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2005. – 116 с.
4. Гутман И. С., Качкина Е. А., Арефьев С. В. Особенности геологического строения нижнемеловых и верхнеюрских отложений Северо-Покачевского месторождения // Геология нефти и газа. – 2015. – № 1. – С. 53–62.
5. Типы керогена баженовской свиты по данным пиролиза и их сопоставление с параметрами нефтей / Е. Е. Оксенойд [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 5. – С. 34–43.
6. К вопросу о типе органического вещества пород баженовской свиты / В. А. Волков [и др.] // Вестник недропользователя. – 2016. – № 28. – С. 3–18.

Сведения об авторе
Олейник Елена Владимировна, *заведующий лабораторией геологии неокомских отложений, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)621868, e-mail: oleynik@crru.ru*

Information about the author
Oleynik E. V., *Head of the Laboratory of Geology of Neocomian Sediments, V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)621868, e-mail: oleynik@crru.ru*

УДК 553.981.2:552.08

НЕТРАДИЦИОННЫЙ КОЛЛЕКТОР НИЖНЕБЕРЕЗОВСКОЙ ПОДСВИТЫ И КРИТЕРИИ ЕГО ВЫДЕЛЕНИЯ

NON-TRADITIONAL RESERVOIR OF THE LOWER-BEREZOVSKAYA SUBFORMATION AND ITS SEARCHING CRITERIA

Д. Б. Родивилов, П. Н. Кокарев, В. Г. Мамяшев
D. B. Rodivilov, P. N. Kokarev, V. G. Mamyashev

ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: нижнеберезовская подсвита; глинистая опока; нетрадиционный коллектор; порово-трещинный коллектор
Key words: the Lower-Berezovskaya subformation; argillaceous gaize; non-traditional reservoir; porous fractured reservoir

Газоперспективность отложений нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири подробно проанализирована в работах [1, 2]. Для ряда районов, имеющих устойчивое падение добычи газа сеноманских залежей, отложения нижнеберезовской подсвиты признаны как возможный источник ее поддержания. В связи с этим необходимы детальные исследования этого относительно нового объекта газодобычи, в первую очередь следует определить характеристики коллектора и критерии его выделения по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

В данной работе рассматриваются результаты ГИРС и лабораторного изучения керна двух скважин Медвежьего месторождения Надым-Пур-Тазовского региона. Данные скважины пробурены в период с 2015 по 2016 годы, бурение происходило с применением безводных нефильтрующихся растворов на полимерной и углеводородной основах. В скважинах проведен современный расширенный комплекс ГИС, а также целенаправленно отобран и изучен изолированный керн.

Нетрадиционный коллектор нижнеберезовской подсвиты сенона в пределах Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири представлен опоками, глинистыми в различной степени. В работе [3] подробно описаны результаты лабораторных исследований керна отложений нижнеберезовской подсвиты одного из месторождений Надым-Пур-Тазовского региона.

Исследователи отмечают, что особенностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) рассматриваемых коллекторов является низкая проницаемость — менее 1 мД наряду с достаточно высокой общей пористостью — от 24 до 40 %. В глинистых опоках нижнеберезовской подсвиты выделяют три основных типа пустого пространства: крупные поры биокластов, естественные трещины, а также поры микрокристаллического (также аморфного) кремнезема и глинистых минералов. Причем по результатам ртутной порометрии и адсорбционно-структурного анализа последний тип пустотного пространства представляется наиболее емким и связующим в единое пространство все типы пустот.

Геологический разрез нижнеберезовской подсвиты представляет собой последовательность пластов НБ0, НБ1 и НБ2. По данным рентгеноструктурного анализа