

Региональная система корреляции и индексации ачимовских резервуаров на севере Западной Сибири

С.А. Горбунов

заместитель начальника отдела ИТЦ¹
s.gorbunov@ggr.gazprom.ru

В.В. Огибенин

к.г.-м.н., начальник ИТЦ¹
v.ogibenin@ggr.gazprom.ru

Ю.И. Пятницкий

заместитель начальника управления 307/8²
I.Piatnitskiy@adm.gazprom.ru

А.А. Нежданов

д.г.-м.н., заместитель начальника ИТЦ¹
a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru

А.А. Сподобаев

заместитель начальника отдела ИТЦ¹
a.spodobaev@ggr.gazprom.ru

¹ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия

²ПАО «Газпром», Москва, Россия

Разведка ачимовских залежей УВ на севере Западной Сибири (ЗС) продолжается более 40 лет. За это время открыто большое количество залежей газового конденсата и нефти, с ачимовской толщей связаны основные перспективы нефтегазоносности

Ачимовская толща Западной Сибири (ЗС) — это глубоководные окончания неокомских клиноформ, сложенные преимущественно песчано-алевритовыми породами. Ачимовские отложения накапливались у подножий шельфовых террас за счет сноса обломочного материала турбидитными потоками и оползнями. Поэтому отдельные песчаные линзы имеют ограниченные размеры, хотя они слагают огромные по протяженности (более 1000 км) и значительные по ширине (от первых км до 50–70 км) неоднородные по строению, прерывистые песчаные полосы, протягивающиеся в субмеридиональном направлении параллельно бровкам неокомских палеошельфов ЗС. Эти «полосы», связанные с регрессивными этапами осадконакопления, разделены глинистыми осадками, которые накапливались в трансгрессивные периоды высокого стояния уровня неокомского моря. Общие мощности песчано-алевритовых ачимовских тел изменяются в широких пределах — от первых метров до 300–400 м. Вследствие более высокой тектонической мобильности северного суббассейна ЗС, значительная часть обломочных накоплений неокома здесь фиксировалась именно в ачимовских отложениях. В южной половине неокомского бассейна ЗС, наоборот, основная часть песчано-алевритовых наносов связана с шельфовыми отложениями. Именно по этой причине наибольшие толщины и, соответственно, объемы ачимовских резервуаров

приурочены к северной части бассейна, которая в течение всего мезозоя испытывала более высокие темпы погружения относительно южной половины ЗС.

В настоящее время в южной половине ЗС (Ханты-Мансийский автономный округ (ХМАО), Тюменская область) в ачимовской толще открыто более 100 нефтяных залежей. Преимущественно это пластовые сводовые залежи с элементами литологического и тектонического экранирования, с четко установленными водо-нефтяными контактами, подошвенными и законтурными водами. На территории Ямало-Ненецкого АО (ЯНАО) залежи УВ в ачимовской толще открыты на 51 месторождении. Это литологические залежи, характерной чертой которых является наличие аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Суммарные запасы всех нефтяных залежей, открытых на территории ХМАО, меньше, чем запасы УВ в ачимовской толще только одной — Уренгойской зоны нефтегазоносности ЯНАО. Признаки продуктивности ачимовских отложений установлены практически на всех разведочных площадях, где эти отложения вскрыты бурением в зоне АВПД, независимо от гипсометрического положения пластов. Так, в 2015 г. было открыто Падинское газоконденсатное месторождение, газоносность которого связана с ачимовской толщей. Кровля продуктивного пласта АчБН₁₄ залегает в скважине-первооткрывательнице на отметке минус 3793 м, что на 900 м ниже, чем на соседнем, Медвеьем месторождении. Широкомасштабная нефтегазоносность ачимовских и нижележащих юрских отложений ЯНАО в зоне АВПД обусловлена активными флюидодинамическими процессами и поступлением УВ из более глубоких слоев Земли.

Ресурсы УВ сырья в ачимовских отложениях ЯНАО оцениваются НАО «СибНАЦ» в 45,0 млрд т условного топлива. По нашим оценкам, только в Нерутинской впадине, которая разделяет Уренгойское, Ямбургское и Медвежье месторождения, ачимовская толща содержит около 30 млрд т условного топлива. Открытые уже в 21 веке ачимовские залежи Ямбурга эквиваленты по запасам новому гигантскому нефтегазовому месторождению. Для эффективного освоения этих ресурсов необходимо детальное геолого-геофизическое изучение и моделирование ачимовских резервуаров, имеющих сложное строение и распространение.

Если точное и детальное картирование конкретных ачимовских ловушек и залежей УВ — задача, успешно решенная с помощью современной пространственной сейсморазведки МОГТ 3D [1], то создание общей модели нефтегазоносности ачимовской толщи на севере ЗС сдерживается отсутствием единой региональной системы корреляции и индексации ачимовских резервуаров. Это усложняет и постановку на

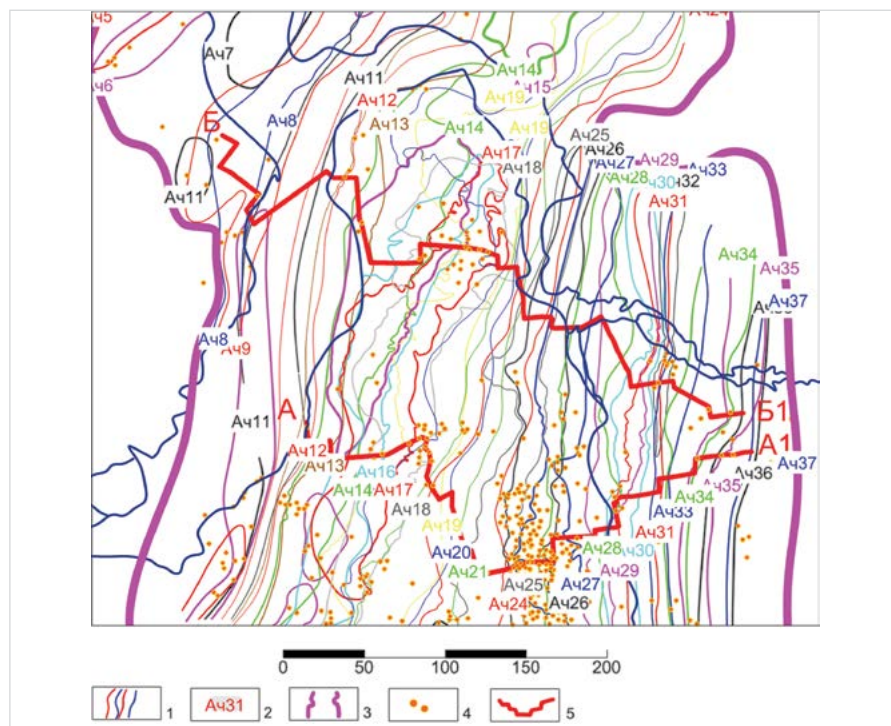


Рис. 1 — Фрагмент схемы развития ачимовских комплексов 2014 г. (северная часть ЯНАО без п-ова Ямал): 1 — границы региональных ачимовских комплексов; 2 — индексы региональных ачимовских комплексов; 3 — границы развития ачимовской толщи; 4 — глубокие поисковые и разведочные скважины; 5 — линии сейсмогеологических разрезов

Ямало-Ненецкого АО, ежегодно открываются новые залежи и увеличиваются запасы открытых скоплений газового конденсата и нефти. Масштаб этих запасов уникален. Однако строение ачимовских резервуаров и связанных с ними залежей УВ очень сложное, до сих пор отсутствует единая система их корреляции и индексации. В статье на основе многолетних исследований, выполненных по лицензионным участкам ПАО «Газпром» по комплексу скважинной и сейсморазведочной информации, предложена единая система корреляции и индексации ачимовских пластов — резервуаров, учитывающая стратиграфию и историю геологического развития неокомского бассейна.

Материалы и методы

Скважинная и сейсморазведочная МОГТ 2D, 3D информация по лицензионным участкам ПАО «Газпром» в Западной Сибири и по сопредельным территориям, материалы био- и литостратиграфических исследований. Сейсмостратиграфия, сиквенс стратиграфия, нефтегазовая геология.

Ключевые слова

Западная Сибирь, Ямало-Ненецкий автономный округ, нефть и газ, стратиграфия неокома, ачимовская толща

Госбаланс запасов УВ открытых залежей нефти и газоконденсата.

Детальное и многолетнее изучение неокома ЗС глубоким бурением и сейсморазведкой МОГТ подтвердило правомерность клиноформной модели его строения, разработанной А.Л. Наумовым еще в 70-х гг. прошлого века. Согласно этой модели, ачимовские отложения синхронны выклинивающимся на шельфе неокомским песчаным пластам. Последние, вследствие регрессивного характера развития морского бассейна ЗС в неокоме, омолаживаются от берриаса на восточном побережье (основной источник питания терригенным материалом) по барьеру в центре бассейна. С первых моментов изучения нефтегазоносности ачимовских отложений севера Западной Сибири (70-е гг. XX века) остро стоит вопрос об индексации ачимовских залежей. Если использование индекса «Ач» для их обозначения не вызвало возражений, то цифровые индексы отдельных пластов, либо другие варианты их синонимии, обсуждаются уже более 30 лет. Необходимость подсчета запасов ачимовских залежей Уренгойского месторождения заставила Н.Ф. Береснева (Тюменская тематическая экспедиция «Главтюменьгеологии») еще в 80-х гг. прошлого века разработать, как предполагалось, предварительную схему их индексации на Уренгойском месторождении — от Ач1 по Ач6, с традиционным для нефтегазовой геологии увеличением номеров пластов от молодых к более древним отложениям. В дальнейшем предполагалось установить точное соответствие ачимовских пластов неокомским шельфовым пластам и называть их как АчБУ₁₈, АчБУ₁₇ и т.п. Именно так индексируют ачимовские пласты в Широтном Приобье. Однако выяснилось, что этот способ индексации для севера ЗС подходит плохо. Во-первых, слишком много порайонных индексов песчаных пластов неокома — БП, БУ,

БТ, БН, БЯ, БГ соотношения между которыми не до конца выяснены. Во-вторых, как отмечено выше, ачимовские накопления на севере ЗС превышают по объему шельфовые, поэтому часто ачимовские пласты просто не имеют стратиграфических аналогов на шельфе. В-третьих, если искать точное соответствие песчаных пластов ачимовской толщи и шельфа, то в условиях активной проградации (наращивания шельфа в сторону бассейна) индексы пластов будут чрезмерно сложными, например: АчБП₉¹, АчБП₉¹⁻², АчБП₉¹⁻³ и т.п.

По этой же причине (неоправданно сложные индексы) не очень удобна для практического использования и система индексации ачимовских пластов, предложенная ранее В.Н. Бороздиным и А.Р. Курчиковым [2], в которой каждый ачимовский комплекс имеет свою порядковую нумерацию (древние имеют меньшие номера), но и учитывается соответствие ачимовских и шельфовых пластов. Выглядит это так: БП₉Ач₁₁, БУ₁₆Ач₁₃₋₁₄ и т.п. Учитывая же, что в каждом ачимовском пласте может быть несколько самостоятельных залежей, то индексация усложняется до многоэтажной (например, БУ₂₀Ач₁₆²). Очевидно, что такая сложная индексация затрудняет любые геологические и промысловые построения. К тому же указанные авторы выделили всего порядка 20 ачимовских комплексов, по нашим же построениям их количество значительно больше.

Видимо, по этим причинам на многих предприятиях, проводящих геологоразведочные работы на севере ЗС, при открытии ачимовских залежей и при постановке их запасов на Госбаланс использовалась самая простая, а скорее примитивная индексация пластов и залежей: Ач1, Ач2, Ач3 и т.п. На разных месторождениях одинаковыми индексами обозначались разновозрастные пласты, что с геологических позиций недопустимо. В конечном итоге ГКЗ РФ поставил перед ПАО «Газпром», выполняющим наибольшие объемы геологоразведочных работ в ЯНАО, вопрос о необходимости разработки региональной системы индексации ачимовских пластов и залежей УВ. Эта работа, продолжавшаяся более 5 лет, включала детальную скважинную и сейсмостратиграфическую корреляцию неокомских, в т.ч. и ачимовских отложений, как по лицензионным участкам (ЛУ) предприятий ПАО «Газпром» и других недропользователей, так и по нераспределенному фонду недр ЯНАО.

В результате были составлены многочисленные схемы сейсмогеологической корреляции, модели ачимовских резервуаров, ловушек и залежей УВ, карты распространения и толщин ачимовских отложений на территории ЯНАО, уточнены взаимоотношения шельфовых песчаных пластов различных нефтегазоносных районов. В процессе выполнения этих исследований в качестве рабочей версии использовалась система порядковой индексации ачимовских резервуаров с возрастанием номеров от молодых к более древним отложениям. Первоначально было выделено 37 разновозрастных ачимовских комплексов, распространенных от п-ва Ямал до восточной части Западно-Сибирского бассейна (рис. 1, 2). При этом в силу относительно слабой геолого-геофизической изученности Ямала на его территории выделялись широкие субпокровные ачимовские

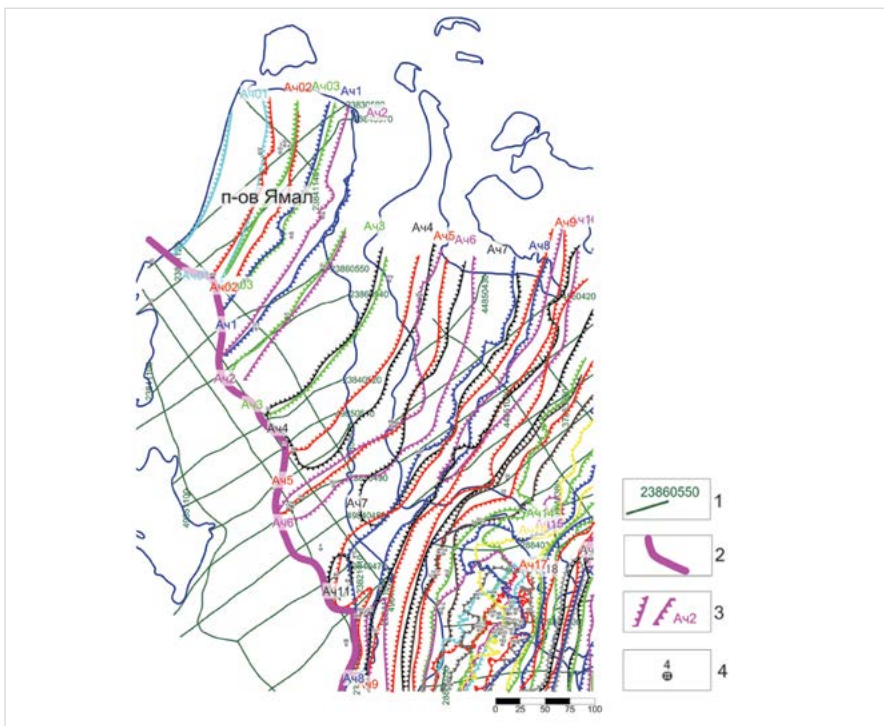


Рис. 2 — Фрагмент схемы развития ачимовских комплексов 2014 г. (п-ов Ямал):
1 — региональные сейсмические профили; 2 — граница развития ачимовской толщи;
3 — региональные ачимовские комплексы; 4 — глубокие поисковые и разведочные скважины

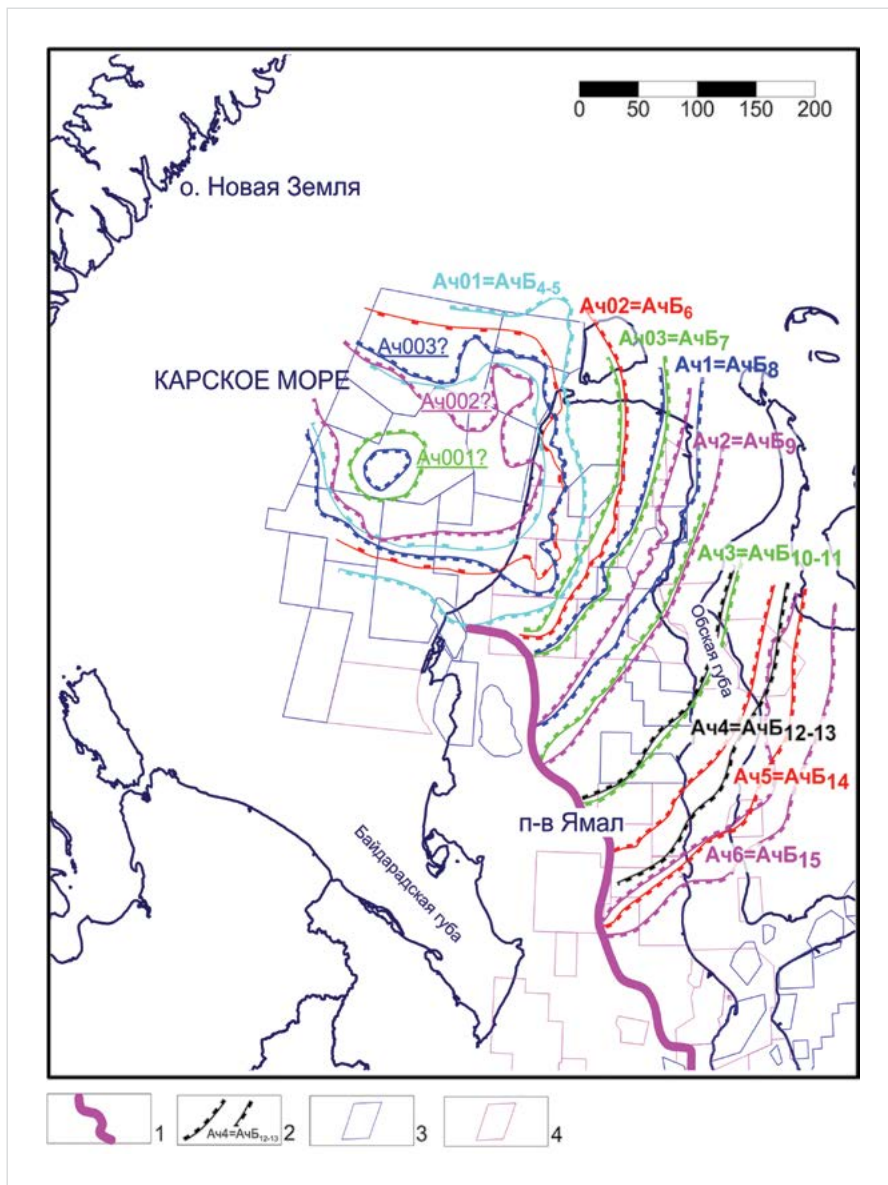


Рис. 3 — Фрагмент детализированной схемы распространения ачимовских комплексов в акватории Карского моря и на п-ове Ямал: 1 — границы развития ачимовской толщи; 2 — региональные ачимовские комплексы; 3 — лицензионные участки ПАО «Газпром»; 4 — лицензионные участки других недропользователей и нераспределенного фонда недр

тела. С появлением новых сейсморазведочных и скважинных данных появилась необходимость более дробного деления ачимовских отложений, что привело к введению «нулевых» индексов (Ач₀₁, Ач₀₂, Ач₀₃) (рис. 2).

В 2014–2016 гг. ПАО «Газпром» выполнены значительные объемы современных сейсморазведочных съемок в акватории Карского моря. Полученные данные показывают, что в Пухучанской впадине акватории Карского моря развиты ачимовские отложения. По сейсмической волновой картине в нижней части неокома выделено 3 ачимовских комплекса, сформированных из северных, восточных и южных источников питания терригенным материалом (рис. 3). Таким образом, в схеме необходимо учесть новые ачимовские тела, наименование которых при сохранении прежней индексации становится сложным (Ач₀₀₁, Ач₀₀₂, Ач₀₀₃).

Кроме того, результаты новых сейсморазведочных работ МОГТ 3D и бурения, проводимых предприятиями ПАО «Газпром» в ЯНАО, показали недостаточную детализацию начальной региональной схемы ачимовских отложений. Например, в Нерутинской впадине и на Тазовском п-ове мощность ачимовских отложений достигает 250–400 м, а количество ачимовских залежей УВ на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении достигло 31. С учетом новых построений в акватории Карского моря и в Ямбургско-Харвутинской зоне и необходимостью резервирования номеров для слабоизученных ачимовских резервуаров, их общее число достигло 76 (таб. 1). Очевидно, что использование такого подхода с большим числом однотипных индексов, без учета их связи со стратиграфией и особенностями геологического развития неокомского бассейна, крайне неудобно.

В связи с этим нами предложена другая («стратогенетическая») система индексации ачимовских резервуаров, в которой учтены естественные рубежи в развитии неокомского седиментационного бассейна, а именно — трансгрессивно-регрессивную цикличность регионального масштаба. Их границы отвечают этапам наиболее высокого стояния

			Ач01	Ач02	Ач03	Ач1	Ач2	Ач3	Ач4
1	2	3	4-5 широкий	6	7	8	9	10-11 широкий малоизуч.	12-13 широкий малоизуч.
Ач5	Ач6	Ач7	Ач8	Ач9	Ач10	Ач11	Ач12	Ач13	Ач14
14	15	16-17 широкий	18	19	20	21	22	23-26 4 пласта на ЯНГКМ	27-33 7 пластов на ЯНГКМ
Ач15	Ач16	Ач17	Ач18	Ач19	Ач20	Ач21	Ач22	Ач23	Ач24
34-36 3 пласта на ЯНГКМ	37-41 5 пластов на ЯНГКМ	42-45 4 пласта на ЯНГКМ	46-48 3 пласта на ЯНГКМ	49-50 2 пласта на ЯНГКМ	51-52 2 пласта на ЯНГКМ	53-54 широкий	55	56	57-58 широкий
Ач25	Ач26	Ач27	Ач28	Ач29	Ач30	Ач31	Ач32	Ач33	Ач34
59-60 широкий	61-62 широкий	63-64 широкий	65-66 широкий	67-68	69	70	71	72	73
Ач35	Ач36	Ач37							
74	75	76							

■ Индексы 2014 г.
■ Индексы 2016 г. с учетом
Карского моря и резерва

Таб. 1 — Сопоставление индексации региональных ачимовских комплексов 2014 г. с номерами комплексов, выделенных по результатам детализационных сейсморазведочных работ в акватории Карского моря, на п-ве Ямал и в других районах деятельности ПАО «Газпром»

уровня моря, в течение которых накапливались устойчивые по площади трансгрессивные глинистые пачки. К ним приурочены протяженные субрегиональные сейсмические отражающие горизонты. Эти субрегиональные циклиты являются «региорусами», которые благодаря выраженности их трансгрессивных границ на диаграммах ГИС и сейсмических разрезах, уверенно картируются по скважинным и сейсморазведочным данным (рис. 4, 5). В их глубоководной части, в интервале развития ачимовской толщи, выделено шесть крупных стратиграфических зон соответствующего возраста, который учитывается в обозначении ачимовских комплексов (таб. 2, рис. 6):

1. Барремская зона (группа пластов АЧБ).
2. Готеривская зона (группа пластов АЧГ).
3. Зона верхней части валанжина (группа пластов АЧВ).
4. Зона средней части валанжина (группа пластов АЧС).
5. Зона нижней части валанжина (группа пластов АЧН).
6. Инфраваланжинская (берриаская) (группа пластов АЧИ).

В названиях двух первых зон «суффиксы» Б и Г отражают стратиграфическую приуроченность и даны по начальной букве названия яруса. Зоны 3–5 связаны с отложениями валанжина, имеющими большую мощность. Поэтому ачимовские комплексы валанжинского возраста разделены на 3 группы, соответствующие верхней, средней и нижней частям разреза валанжина. Их границы выделены по трансгрессивным глинистым пачкам, т.е. эти стратоны также являются закономерно построенными трансгрессивно-регрессивными циклитами, или региорусами. Для идентификации соответствующих им ачимовских комплексов использованы «суффиксы» В (верхний), С (средний) и Н (нижний). Определенным недостатком такой индексации является отсутствие указания на валанжинский возраст комплексов, однако мы считаем, что сохранение единообразия индексов важнее, чем дополнение их еще одной буквой или цифрой. При использовании предлагаемых аббревиатур легко запомнить, что АЧВ, АЧС и АЧН отвечают соответствующим частям валанжина. Для идентификации самых древних ачимовских комплексов — берриаских — использовано второе название этого яруса — «инфраваланжинский» и, соответственно, обозначение «И» (поскольку буква Б уже использована для баррема).

Необходимо также отметить, что принятый при такой индексации возраст региорусов совпадает с региональной стратиграфической схемой неокома ЗС 2004 г. лишь в общих чертах и противоречит обозначенному в ней возрасту ачимовской толщи, который принят берриас-ранневаланжинским по всей ЗС. Однако эта проблема относится к достоверности биостратиграфических исследований нижнего мела ЗС. Вообще для раннемеловых отложений достижимое разрешение биостратиграфии составляет, по данным Килла и Хейвуда (1993 г.) 10 млн лет, в то время как для юры — 150 тыс. лет, позднего мела — 1 млн лет. Это связано с крайним провинциализмом раннемеловых фаун, или, говоря иными словами, раннемеловые бассейны были изолированными и в

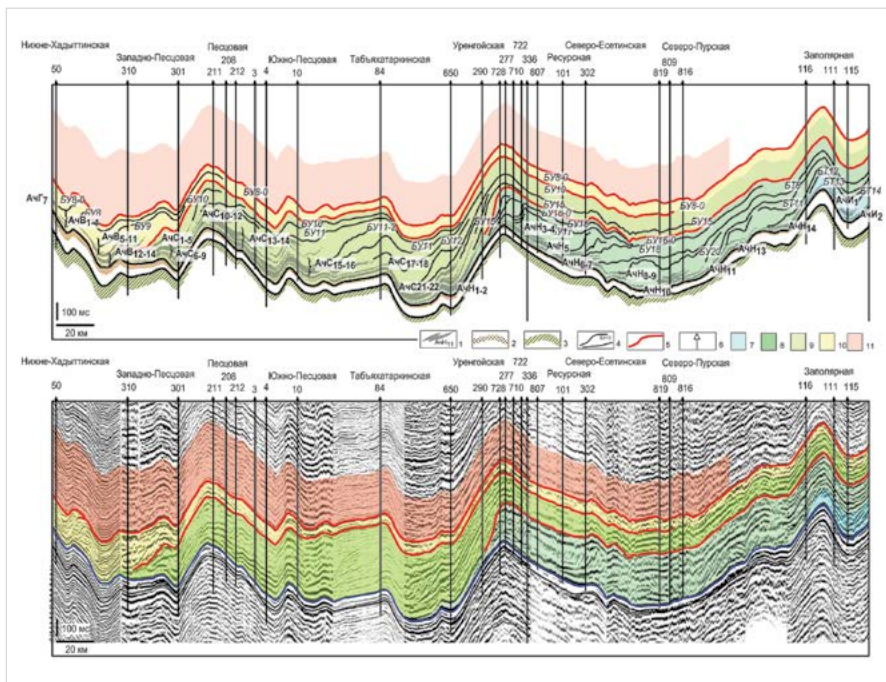


Рис. 4 — Сейсмогеологический разрез неокома по линии А-А1

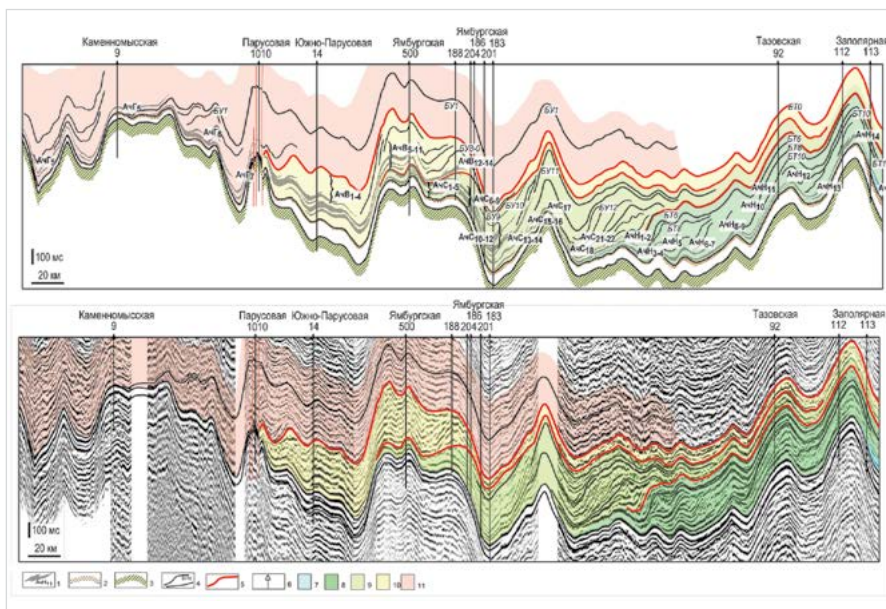


Рис. 5 — Сейсмогеологический разрез неокома по линии Б-Б1

Условные обозначения для Рис. 4, 5: 1 – ачимовские комплексы и их индексы; 2 – баженовская свита; 3 – кровельная часть среднеюрских отложений; 4 – границы неокомских клиноформных комплексов; 5 – маркирующие горизонты, соответствующие трансгрессивным глинистым пачкам; 6 – поисковые и разведочные скважины; ачимовские комплексы; 7 – инфраваланжина; 8 – нижней части валанжина; 9 – средней части валанжина; 10 – верхней части валанжина; 11 – готерива. Положение разреза показано на рис. 1

–	–	–	АЧ01	АЧ02	АЧ03	АЧ1	АЧ2	АЧ3	АЧ4
АЧБ ₁	АЧБ ₂	АЧБ ₃	АЧБ ₄₋₅	АЧБ ₆	АЧБ ₇	АЧБ ₈	АЧБ ₉	АЧБ ₁₀₋₁₁	АЧБ ₁₂₋₁₃
АЧ5	АЧ6	АЧ7	АЧ8	АЧ9	АЧ10	АЧ11	АЧ12	АЧ13	АЧ14
АЧБ ₁₄	АЧБ ₁₅	АЧГ ₁₋₂	АЧГ ₃	АЧГ ₄	АЧГ ₅	АЧГ ₆	АЧГ ₇	АЧВ ₁₋₄	АЧВ ₅₋₁₁
АЧ15	АЧ16	АЧ17	АЧ18	АЧ19	АЧ20	АЧ21	АЧ22	АЧ23	АЧ24
АЧВ ₁₂₋₁₄	АЧС ₁₋₅	АЧС ₆₋₉	АЧС ₁₀₋₁₂	АЧС ₁₃₋₁₄	АЧС ₁₅₋₁₆	АЧС ₁₇₋₁₈	АЧС ₁₉	АЧС ₂₀	АЧС ₂₁₋₂₂
АЧ25	АЧ26	АЧ27	АЧ28	АЧ29	АЧ30	АЧ31	АЧ32	АЧ33	АЧ34
АЧН ₁₋₂	АЧН ₃₋₄	АЧН ₅	АЧН ₆₋₇	АЧН ₈₋₉	АЧН ₁₀	АЧН ₁₁	АЧН ₁₂	АЧН ₁₃	АЧН ₁₄
АЧ35	АЧ36	АЧ37	Индексы 2014 г.						
АЧИ ₁	АЧИ ₂	АЧИ ₃	1	2	3	4	5	6	Индексы 2016 г. с учетом Карского моря и резерва

1 – барремские комплексы; 2 – готеривские комплексы; 3 – комплексы верхней части валанжина; 4 – комплексы средней части валанжина; 5 – комплексы нижней части валанжина; 6 – инфраваланжинские комплексы

Таб. 2 — Сопоставление номенклатуры региональных ачимовских комплексов 2014 г. с индексацией 2016 г.

каждом из них биота развивалась по своим законам. Если рассматривать ЗС, то следует заметить, что только раннемеловые отложения имеют такое сложное клиноформное строение, а скорости осадконакопления в неокоме (например, в валанжине) превышали 1 тыс. м/млн лет, т.е. были лавинными. В таких условиях, при малом количестве валидных находок раковин «руководящих» организмов, точность выделения границ ярусов весьма низкая и имеет погрешность ± 100 м. Поэтому границы ярусов могут быть только договорными. Мы предлагаем совместить их с наиболее устойчивыми маркирующими горизонтами — трансгрессивными глинистыми пачками. Проблема биостратиграфии ачимовских отложений держится на 2–3 сомнительных определениях возраста аммонитов и не решается уже 40 лет [3]. Единственный путь совершенствования стратиграфии неокома ЗС — создание комплексной, сейсмогеологической стратиграфической схемы с выделением регионов ярусов (хронолитов) [4], что и реализуется в предлагаемой нами схеме.

При разработке схемы индексации мы стремились максимально сохранить существующие индексы ачимовских залежей Самбурско-Уренгойской зоны нефтегазоносности, запасы УВ по которым поставлены на Госбаланс. Залежи газоконденсата и нефти в ачимовских отложениях этой зоны уже находятся в разработке и по степени изученности представляют собой эталонный ачимовский объект. Естественно, что в этих условиях о внедрении альтернативной индексации не может быть и речи. В новой схеме в название предлагается добавить только одну букву, при этом прежнему названию Ач1 будет соответствовать индекс АчН1, Ач2–АчН2, Ач3–АчН2, Ач4–АчН4 и т.д.

Преимуществом предлагаемой схемы распространения и индексации ачимовских резервуаров ЯНАО является не только заложенный в ней определенный стратиграфический смысл, но и отражение структурно-генетических особенностей ачимовских отложений, так как неокомские комплексы выделенных зон обладают характерными чертами в плане условий формирования, геометрии клиноформ и литологии (рис. 7).

Как было отмечено, при выделении основных ачимовских мегакомплексов использована привязка их границ к маркирующим горизонтам и соответствующим трансгрессивным глинистым пачкам (на рис. 4, 5 они выделены толстыми красными линиями). Барремский седиментационный комплекс (сиквенс) залегает ниже нейтинской пачки, кровля готеривского сиквенса приурочена к глинистой пачке над пластом ТП₂₃ Ямала, а подошва совпадает с сяжинской пачкой, также выделенной на п-ове Ямал. Пачка «шоколадных глин» над пластом БУ₈⁰ отделяет готеривский сиквенс от верхней части валанжина. Аналог сармановской пачки над пластом БУ₁₀ является границей между комплексами верхней и средней валанжина. Субрегиональный репер — глинистая пачка над пластами БУ₁₆⁰, БТ₆⁰, БП₁₂⁰ разделяет комплексы среднего и нижнего валанжина. Условной границей между сиквенсами берриаса и валанжина мы считаем глинистую пачку над пластом БТ₁₄⁰.

Рассмотренная привязка элементов предлагаемой схемы к реперным границам

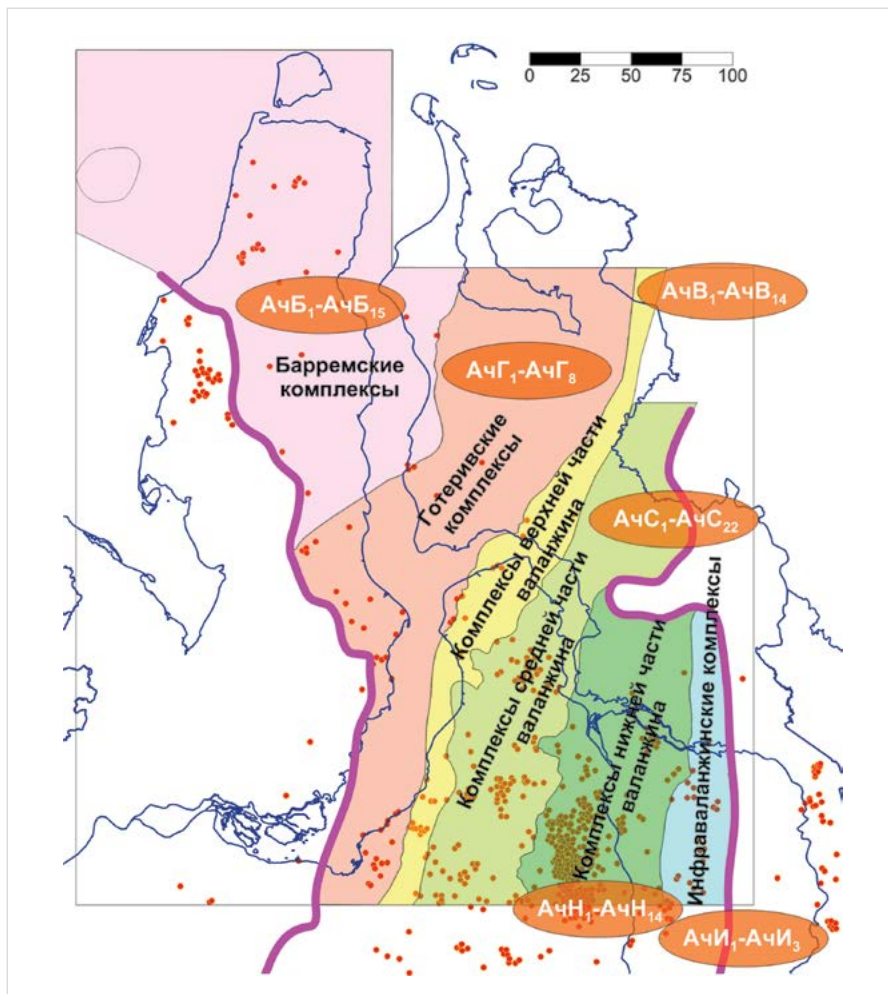


Рис. 6 — Схема крупных формационно-стратиграфических зон ачимовских отложений в северной части ЯНАО

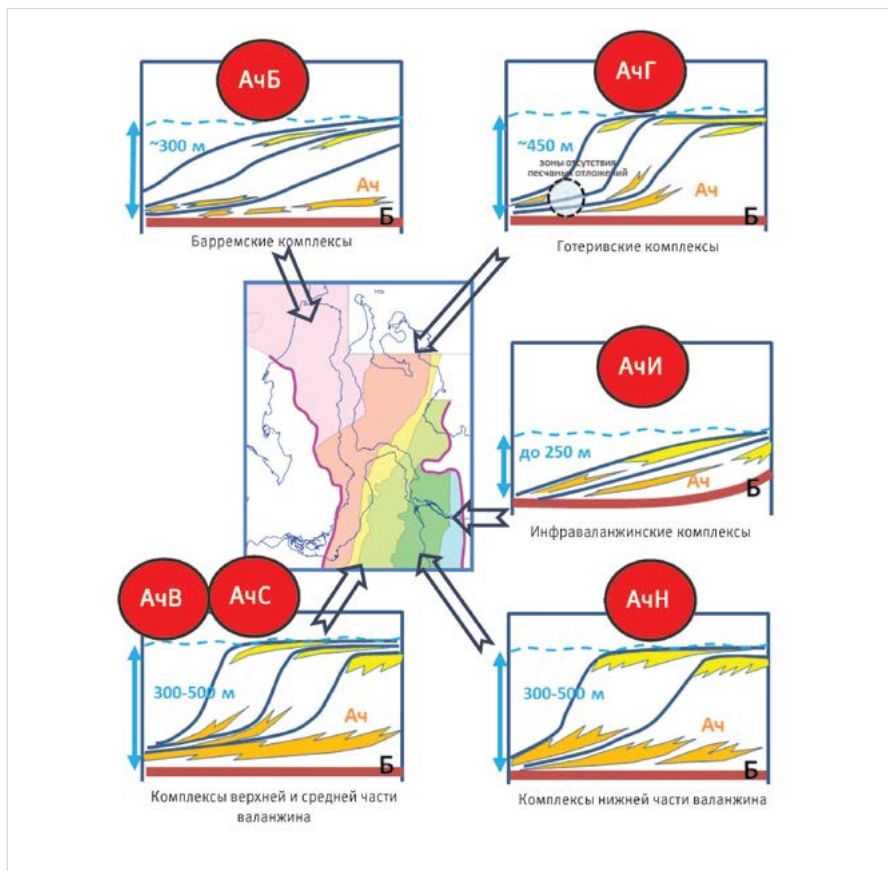


Рис. 7 — Структурно-генетические особенности ачимовских комплексов

позволяет существенно упростить экстраполяцию выделенных комплексов в южном направлении — на территорию Ханты-Мансийского АО и южнее. Таким образом, в структуру схемы заложен механизм развития. Выбранный формат индексации удобен не только для площадного расширения схемы ачимовских резервуаров, но и для ее развития в объеме, включающем единые неокомские клиноформные комплексы со всеми палеоморфологическими зонами (фондотемой, клинотемой, ундатемой). Предложенный принцип индексации может быть эффективным в решении давно назревшего вопроса упорядочения и упрощения индексации шельфовых пластов неокома ЗС [3].

Итоги

Разработана единая система корреляции и индексации ачимовских пластов-

резервуаров для территории Ямало-Ненецкого автономного округа Западной Сибири.

Выводы

Предложена «стратогенетическая» система индексации ачимовских резервуаров, учитывающая их возраст и морфологические особенности. Выделено и прослежено 76 ачимовских комплексов, которые сгруппированы по неокомским «регионарусам», отвечающим ярусам международной стратиграфической шкалы и их частям.

Список литературы

1. Ахмедсафин С.К., Рыбальченко В.В., Меркулов А.В. и др. Перспективы и технологии поисков и разведки залежей углеводородов в ачимовских и юрских отложениях Ямало-Ненецкого автономного

округа // Геология нефти и газа. 2016. №2. С. 11–17.

2. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Геологическое строение и нефтегазоносность ачимовской толщи севера Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН, 2010. 138 с.
3. Нежданов А.А. Проблемные вопросы стратиграфии мезозоя Западной Сибири. Проблемы стратиграфии мезозоя Западно-Сибирской плиты. Сборник научных докладов. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. С. 5–10.
4. Нежданов А.А., Мельникова М.В. Проблемы стратиграфии неокомских отложений. Сборник научных трудов ООО «ТюменьНИИгазпрогаз». Тюмень: Флат, 2011. 224 с.

ENGLISH

GEOLOGY

Regional correlation and indexing system for Achimov reservoirs in West Siberia Arctic

UDC 550.834+553.98(571.1)

Authors:

Sergey A. Gorbunov — deputy head of department ETC¹; s.gorbunov@ggr.gazprom.ru

Valeriy V. Ogibenin — Ph.D., head of ETC¹; v.ogibenin@ggr.gazprom.ru

Yuriy I. Piatnitskiy — deputy head of department 307/8²; I.Piatnitskiy@adm.gazprom.ru

Alexey A. Nezdhanov — Sc.D., deputy head of centre for research¹; a.nezdhanov@ggr.gazprom.ru

Alexander A. Spodobaev — deputy head of department ETC¹; a.spodobaev@ggr.gazprom.ru

¹ LLC "Gazprom geologorazvedka", Tyumen, Russian Federation

² PJSC "Gazprom", Moscow, Russian Federation

Abstract

Exploration of Achimov HC deposits in the Arctic zone of West Siberia (WS) has been in progress for over 40 years. That time span is marked by multiple gas condensate and oil discoveries, Achimov Formation represents the main petroleum potential of Yamal-Nenets Okrug, every year new discoveries are made on top of incremental reserves booked for existing oil and gas condensate pools. Achimov reserves' scale in WS Arctic is quite unique. However due to exceptionally complicated structure of Achimov reservoirs and associated HC accumulations there is no appropriate universal correlation and indexing system to date. The paper proposes uniform system of correlation and indexing of Achimov

reservoirs consistent with Neocomian stratigraphy and geological history, based on long-term case studies of well data and seismic information on PLC Gazprom license areas.

Materials and methods

Well and CDP seismic 2D and 3D data on the license areas of PJSC "Gazprom" in Western Siberia and adjacent territories, the materials of bio- and litho-stratigraphic research.

Seismic stratigraphy, sequence stratigraphy, petroleum geology.

Results

A unified system of correlation and indexing of Achimov reservoirs for Yamal-Nenets Autonomous District in Western Siberia.

Conclusions

A "strata-genetic" Achimov reservoirs indexing system, which takes into account their age and morphological features are proposed. Allocated and tracked 76 Achimov complexes, which are grouped according to the Neocomian "regional stage" responsible tiers international stratigraphic scale and their parts.

Keywords

Western Siberia, Yamal-Nenets Autonomous District, oil and gas, Neocomian stratigraphy, Achimov Formation

References

1. Akhmedsafin S.K., Rybal'chenko V.V., Merkulov A.V. and oth. *Perspektivy i tekhnologii poiskov i razvedki zalezhey uglevodorodov v achimovskikh i yurskikh otlozheniyakh Yamalo-Nenetskogo avtonomnogo okruga* [Prospects and techniques of hydrocarbon deposits exploration in the Achimov and Jurassic deposits of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug]. *Geologiya nefi i gaza*, 2016, issue 2, pp. 11–17.
2. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' achimovskoy tolshchi severa Zapadnoy Sibiri* [Geological structure and oil and gas Achimov strata of the north of Western Siberia]. *Novosibirsk: SO RAN*, 2010, 138. p.
3. Nezdhanov A.A. *Problemye voprosy stratigrafii mezozoya Zapadnoy Sibiri* [Problematic issues of the Mesozoic stratigraphy of western Siberia]. *Problems of Mesozoic stratigraphy of the West Siberian Plate*, scientific conference abstracts. *Novosibirsk: SNIIGiMS*, 2003, pp. 5–10.
4. Nezdhanov A.A., Mel'nikova M.V. *Problemy stratigrafii neokomskikh otlozheniy* [Problems of stratigraphy Neocomian deposits]. *Scientific conference abstracts "TjumenNIIGiprogaz"*, Tyumen: Flat, 2011, 224 p.