



УДК 553.984

АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ОСОБЕННОСТИ ЕГО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

ANALYSIS OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE URENGOYSKOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD AND FEATURES OF ITS OIL AND GAS POTENTIAL

Горпинченко Алексей Николаевич

заместитель генерального директора по общим вопросам,
ООО «Газпром персонал» проект «Ачим Девелопмент»
swengorr@yandex.ru

Gorpinchenko Alexey Nikolaevich

Deputy Chief Executive Officer
for General Affairs,
LLC «Gazprom personnel»
project «Achim Development»
swengorr@yandex.ru

Аннотация. Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, как и большинство уникальных месторождений на севере Западной Сибири, вошло в стадию падающей добычи. Эта проблема решается не только введением в эксплуатацию новых площадей, но и освоением более глубоких, чем традиционные сеноманские и валанжинские, ачимовских пластов, которые становятся своего рода «третьим дыханием» месторождений. Продуктивность данных отложений была подтверждена на обширной территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в них сосредоточены колоссальные запасы газа. Ряд факторов (глубина более 3,5 км, аномально высокие пластовое давление и температура, сложное геологическое строение, многофазное состояние залежей) определяют трудности освоения ачимовских залежей. К примеру, большое количество примесей в газе требует уделять особое внимание его очистке. В то же время этот геологический горизонт является ценным источником газового конденсата, содержание которого здесь превышает 300 г/м³.

Annotation. The Urengoykoye oil and gas condensate field, like most of the unique fields in the north of Western Siberia, has entered the stage of declining production. This problem is solved not only by the introduction of new areas into operation, but also by the development of deeper than the traditional Cenomanian and Valanginian, Achimov formations, which become a kind of «third wind» of deposits. The productivity of these deposits has been confirmed in the vast territory of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, they contain colossal gas reserves. A number of factors (depth of more than 3.5 km, abnormally high formation pressure and temperature, complex geological structure, multi-phase state of deposits) predetermine the difficulties in developing Achimov deposits. For example, a large amount of impurities in the gas requires special attention to its purification. At the same time, this geological horizon is a valuable source of gas condensate, the content of which here exceeds 300 g/m³.

Ключевые слова: геологическое строение месторождения; литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений; тектоника Уренгойского месторождения; нефтегазоносность Уренгойского месторождения; характеристика залежей ачимовских отложений; характеристика фильтрационно-емкостных свойств пластов.

Keywords: geological structure of the deposit; lithological and stratigraphic characteristics of exposed deposits; tectonics of the Urengoy field; oil and gas potential of the Urengoy field; characteristics of deposits of Achimov deposits; reservoir properties characteristics.

Литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений

Геологический разрез Уренгойского месторождения представлен терригенными песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского (частично палеозойского) платформенного чехла, которые залегают на породах палеозойского складчатого фундамента. Схематичная литолого-стратиграфическая колонка по месторождению приведена на рисунке 1.

Палеозойский фундамент

Рассматриваемая территория по палеозойскому фундаменту принадлежит к Бахилловской структурно-формационной зоне с преобладанием эвгеосинклинальных формаций субмеридионального простирания.

Породы палеозоя представлены кластоклавами и покровами трахибазальтового состава с единичными горизонтами трахиандезитового состава. Породы имеют незначительное зеленокаменное изменение. Глубина залегания фундамента увеличивается в восточном направлении, в сторону наиболее погруженного Уренгойского желоба.

На Уренгойской площади палеозойский фундамент герцинской консолидации вскрыт скважиной 414 на глубине 5288 м. Керном охарактеризованы породы в интервале от 5385 до 5500 м и представлены миндалекаменными базальтами серого и темно-серого цвета иногда с зеленоватым оттенком. Миндалины выполнены хлоритом, реже опалом, халцедоном, кальцитом. Породы трещиноватые, отмечены зеркала скольжения. Отложения отнесены по возрасту к верхнему палеозою.

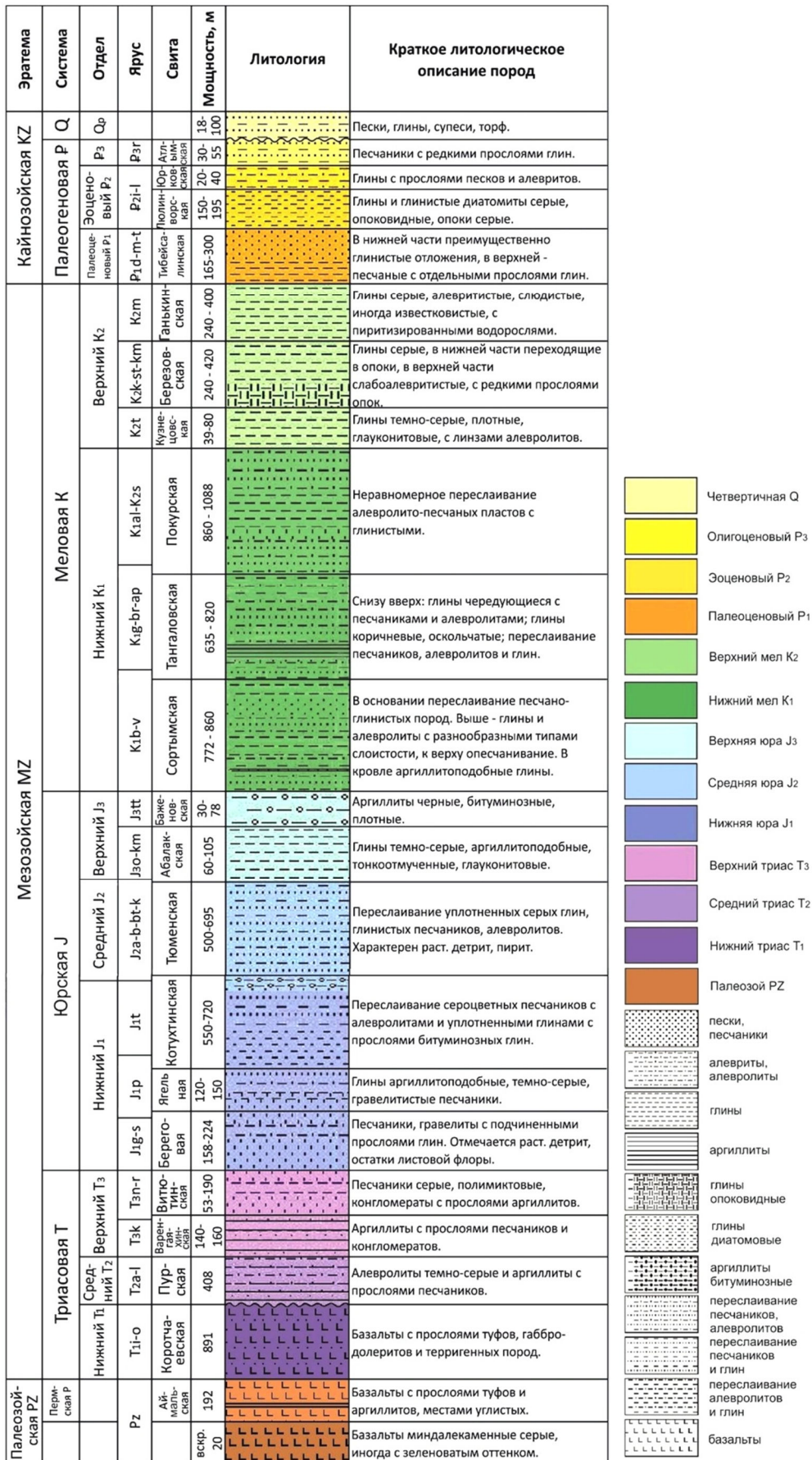


Рисунок 1 – Схематичная литолого-стратиграфическая колонка Уренгойского месторождения. Мезозойская эратема. Триасовая система



Осадочный чехол

Палеозойские отложения

Отложения палеозойского чехла слабодислоцированные, локализуются в интервале отражающих горизонтов Ів-А.

В настоящее время данные отложения вскрыты в Тюменской сверхглубокой скважине СГ-6 и выделены в объёме *аймальской свиты* (P_2ai) пермского возраста, залегающей на глубине от 7 310 до 7 502 м.

Отложения представлены базальтами с прослоями туфов, аргиллитов и углистых аргиллитов. Породы трещиноватые, отмечены зеркала скольжения, базальты несут следы выветривания. В Тюменской сверхглубокой скважине вскрытая мощность отложений аймальской свиты 192 м.

Аймальская свита совместно с коротчаевской свитой триасового возраста объединяются в красноселькупскую серию.

Отложения триасового возраста представлены нижним, средним и верхним отделами. Нижний отдел включает отложения *красноселькупской серии*, в основании которой залегают эффузивы и эффузивные песчаники, а верхняя часть представлена переслаиванием песчано-алеврито-глинистых пород.

Средний и верхний отделы триасовой системы объединены в *тампейскую серию* и состоят (снизу – вверх) из пурской, варенгаяхинской и витютинской свит, которые представлены песчано-глинистыми отложениями с прослоями конгломератов.

Коротчаевская свита (T_1kl) в скважине СГ-6 выделяется в составе красноселькупской вулканогенно-осадочной серии и представлена базальтами с прослоями туфов, габбро-долеритов и терригенных пород в интервале глубин от 6 419 до 7 310 м. Отмечаются внутриформационные перерывы. Мощность свиты 891 м.

Отложения *пурской свиты* (T_2pu) по данным отбора керн вскрыты скважиной 356 Ево-Яхинской на глубине 5 772 м. Породы пурской свиты в скважине СГ-6 вскрыты в интервале глубин от 6 011 до 6 419 м и представлены тёмно-серыми, местами зеленоватыми алевролитами и аргиллитами с прослоями песчаников. С подошвой свиты совпадает отражающий сейсмический горизонт Ів. Мощность свиты в скважине № СГ-6 составляет 408 м, в скважине № 356 Ево-Яхинской вскрытая мощность свиты – 8,0 м. Пурская свита с несогласием залегаёт на отложениях коротчаевской свиты.

Варенгаяхинская свита (T_3vrn) вскрыта в ряде скважин (преобладает на юге, юго-востоке рассматриваемой площади): СГ-6, 356 Ево-Яхинской, 410, 411, 414 и 673 уренгойских скважинах. Керн в скважинах №№ 356 Ево-Яхинской (в интервале глубин от 5 560 до 5 772 м) и 673 Уренгойской (интервал от 5399 до 5469 м) представлен тёмно-серыми до чёрных аргиллитами с прослоями песчаников, конгломератов пестроцветных. В средней части породы слагают зеленовато-серые пропластки углистых аргиллитов. Мощность свиты – от 140 до 160 м, нижняя её часть приурочена к отражающему горизонту Іб.

Витютинская свита (T_3vt) вскрыта теми же скважинами, перечисленными выше, и представлена песчаниками серыми полимиктовыми, конгломератами с прослоями тёмно-серых аргиллитов. Мощность свиты – от 53 до 190 м. К кровле приурочен сейсмический горизонт Іа.

Юрская система

Отложения юрского возраста представлены нижним, средним и верхним отделами. Нижний и средний отдел объединены в заводоуковский надгоризонт, который представлен преимущественно континентальными отложениями и состоит из береговой, ягельной, котухтинской и тюменской свит.

Береговая свита (J_1br) состоит из песчаников грубозернистых, гравелитов, конгломератов с подчинёнными прослоями глин уплотнённых, серых. Отмечается растительный детрит, остатки листовой флоры. В составе свиты выделяются пласты ЮГ₂₀ – ЮГ₂₃. Мощность свиты может достигать 224 м.

Ягельная свита (J_1yg) представлена глинами аргиллитоподобными, тёмно-серыми, гравелитистыми песчаниками, иногда карбонатными. Мощность свиты достигает 150 м.

Котухтинская свита (J_1kt) характеризуется переслаиванием сероцветных песчаников с алевролитами и уплотнёнными глинами с прослоями битуминозных глин. В составе свиты выделяются пласты ЮГ₁₀ – ЮГ₁₆₋₁₇. Мощность свиты от 550 до 720 м.

Тюменская свита (J_2tu) представляет собой мощную толщу прибрежно-континентальных отложений. Литологически свита сложена крайне неравномерным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Для отложений свиты характерно наличие субвертикальной трещиноватости (трещины иногда выполнены кальцитом), а также присутствие обугленного растительного детрита, реде корней растений и обломков углефицированной древесины, стяжений пирита и чешуек слюды. На площади месторождения в отложениях тюменской свиты обнаружены залежи нефти и газа, приуроченные к пластам ЮГ₂, ЮГ₃ и ЮГ₄. С кровлей тюменской свиты отождествляется сейсмический горизонт Т1. Мощность свиты достигает 695 м.

Верхнеюрские отложения выделяются в объёме абалакской и баженовской свит.

Абалакская свита (J_3ab) сложена преимущественно глинами аргиллитоподобными, тёмно-серыми, серыми, преимущественно тонкоотмученными, в разной степени глауконитовыми, в северной части в верхах свиты отмечаются небольшие прослои битуминозных разностей, подобные прослои встречаются в зоне перехода к васюганским образованиям. По всему разрезу отмечаются разнообразные пиритовые стяжения, глинисто-карбонатные конкреции. Толщина свиты от 60 до 105 м.



Баженовская свита (J_3bg) представлена аргиллитами битуминозными, тёмно-серыми до чёрных, с коричневатым оттенком, разной степени плитчатые, плотные, с прослоями рыхлых листоватых разностей с включениями рыбного детрита и макрофауны, встречаются пиритизированные водоросли. Баженовская свита залегает на глубинах от 3 538 до 4 024 м. Свита хорошо выделяется на диаграммах РК повышенной радиоактивностью и на диаграммах электрокаротажа высокими значениями кажущегося сопротивления. К кровле рассматриваемых отложений приурочен региональный опорный отражающий сейсмический горизонт Б. Мощность свиты от 30 до 78 м.

Отложения юрской и триасовой систем, а также палеозойского фундамента имеют АВПД с коэффициентом аномальности от 1,6 до 1,8. Здесь возможны нефтегазопроявления и поглощения глинистого раствора.

Меловая система

Отложения меловой системы представлены двумя отделами: нижним и верхним. Нижний отдел включает в себя породы сортымской, тангаловской и нижней части покурской свит. Верхний отдел состоит из пород верхней части покурской свиты, кузнецовской, березовской, ганькинской свит.

Сортымская свита (K_1st) залегает на битуминозных аргиллитах баженовской свиты. В основании её выделяется мощная ачимовская толща, представленная переслаиванием песчаников, алевролитов и глинистых пород.

Строение ачимовской толщи крайне неоднородное, в её составе выделяются несколько песчано-алевритовых пластов, имеющих линзовидно-прерывистое распространение, образованных в условиях лавинной седиментации (рис. 2) и представляющих собой фондоформные части валанжинских клиноформных комплексов $Aч_6 - BU_{20}$, $Aч_6^0 - BU_{19}$, $Aч_5 - BU_{18}$, $Aч_{3-4} - BU_{17}$, $Aч_{1-2} - BU_{16}$ (рис. 3).

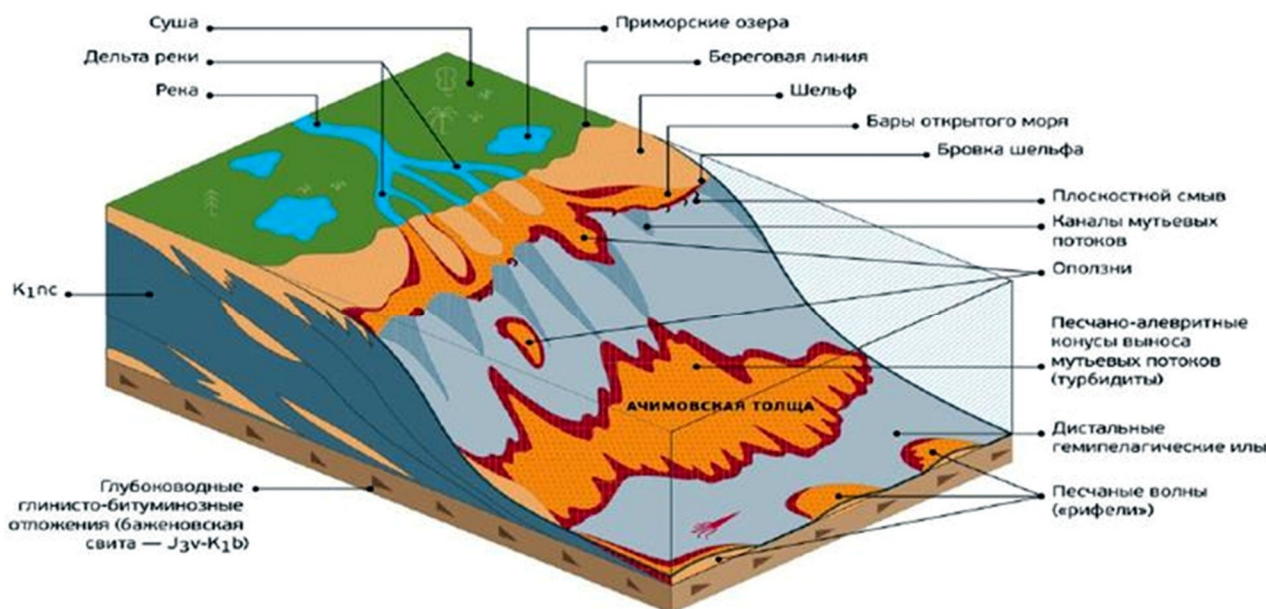


Рисунок 2 – Схема формирования неокомских отложений



Рисунок 3 – Модель строения клиноформных неокомских отложений



Песчаники ачимовских пластов сероцветные, преимущественно мелкозернистые, алевролиты крупнозернистые, аркозового состава, средне- и крепкосцементированные глинистым и карбонатно-глинистым цементом, часто известковистые, однородные и слоистые. Слоистость образована за счет глинистого материала и глинистых примесей (углистого детрита). Аргиллиты тёмно-серые, слюдистые, крепкие, массивные, тонкогоризонтальнослоистые за счет прослоек алевролитового материала.

Мощность ачимовских отложений варьирует от 80 до 418 м.

Перекрываются ачимовские отложения мощной, преимущественно глинистой толщей, представленной глинами и алевролитами с разнообразными типами слоистости.

Верхняя часть сортымской свиты постепенно опесчанчивается, причем доля песчано-алевритовых пород увеличивается вверх по разрезу. В её составе выделяются продуктивные пласты (снизу – вверх) от БУ₁₈ до БУ₁₀. Нижние продуктивные пласты БУ₁₆₋₁₈ имеют клиноформенный характер залегания, а верхние пласты от БУ₁₄ до БУ₁₀ выдержаны практически на всей рассматриваемой территории. С верхними пластами БУ₁₀ и БУ₁₁ на Уренгойском месторождении связаны крупные скопления углеводородов.

Кровля пласта БУ₁₀ проводится по подошве глинистой чеускинской пачки, которая служит хорошо выдержанным репером при корреляции разрезов скважин.

Чеускинская глинистая пачка завершает разрез сортымской свиты. Литологически она представлена глинами тёмно-серыми, хорошо отмученными, плитчатыми с включениями многочисленных раковин пеллеципод и углефицированных остатков водорослей. Мощность сортымской свиты – от 772 до 860 м.

Тангаловская свита (K₁tn) представлена, подразделяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижнетангаловская подсвита состоит из глин серых, иногда аргиллитоподобных, чередующихся с песчаниками и алевролитами. Характерен обильный углистый детрит, обрывки растений, корневидные растительные остатки. К этой подсвите на собственно Уренгойском месторождении приурочены продуктивные пласты БУ₈ – БУ₉. Мощность подсвиты от 130 до 215 м.

Перекрывается нижнетангаловская подсвита хорошо выдержанной по всей территории района и месторождения пачкой «шоколадных» глин, являющихся хорошим репером при корреляции разрезов скважин. Это пачка однородных коричневых тонкоплитчатых аргиллитов, хрупких, жирных на ощупь. Мощность пачки составляет от 8 до 15 м.

Среднетангаловская подсвита представлена песчаниками серыми, с прослоями глин, иногда слабокомковатых. К данной подсвите приурочены пласты БУ₁₋₂ – БУ₇. В кровле подсвиты выделяется пимская пачка сероцветных аргиллитоподобных глин с небольшими прослоями песчаников. Она также является репером, хорошо выделяется на диаграммах стандартного каротажа.

Верхнетангаловская подсвита представлена песчаниками и алевролитами, чередующимися в сложном сочетании с глинами серыми и зеленовато-серыми, иногда комковатыми, с единичными зернами скольжения. Характерен обугленный растительный детрит, остатки флоры, единичные фораминиферы. В составе подсвиты выделяется группа песчаных пластов АУ₁₀ – АУ₆₋₇.

Мощность тангаловской свиты – от 635 до 820 м. Продуктивными являются пласты АУ₁₀, БУ₁₋₂, БУ₃, БУ₅, БУ₈₀, БУ₈, БУ₉.

Покурская свита (K₁₋₂pk) представлена переслаиванием алевролито-песчаных отложений и глин. Глинистые пачки и пласты различной толщины плохо выдержаны по площади.

В нижней части разреза покурской свиты выделяется евояхинская пачка, которая сложена песчаниками, иногда известковистыми, с редкими единичными прослоями серых алевролитовых глин, присутствует растительный детрит. Мощность пачки до 100 м.

Верхняя часть разреза покурской свиты представлена сеноманским ярусом, к которому приурочена уникальная по размерам и запасам газовая залежь.

Пески и песчаники сеномана мелко- и среднезернистые, слабосцементированные или рыхлые (вверх по разрезу степень сцементированности снижается), в различной степени глинистые, слюдистые, прослоями известковистые. Окраска от светло-серой до тёмно-серой с желтоватым или голубоватым оттенком. Глины тёмно-серые, иногда зеленоватые, плотные, алевролитистые, слюдистые, местами опокovidные. В толще глин иногда встречаются редкие прослои очень крепкого глинисто-кремнистого известняка. К кровле свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт «Г». Мощность покурской свиты от 860 до 1090 м.

Кузнецовская свита (K₂kz) начинает цикл морских осадков верхнего мела, литологически представлена глинами тёмно-серыми до чёрных, слабобитуминозными, алевролитистыми, мощностью от 39 до 80 м.

Березовская свита (K₂br) литологически подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя представлена глинами серыми и тёмно-серыми, монтмориллонитового состава, опокovidными, переходящими в опоки серые и голубовато-серые. В кровле подсвиты обособляется регионально-прослеживающийся пласт тёмно-серых, почти чёрных кремнистых пород толщиной до 20 м (сейсмический горизонт «С»). Верхняя подсвита сложена глинами серыми и зеленовато-серыми, слабоалевритистыми, с редкими прослоями опокovidных глин и опок, с редкими зёрнами глауконита, конкрециями пирита. Мощность свиты от 240 до 420 м.



Ганькинская свита (K_2gn) завершает разрез меловых отложений, представлена морскими глинами тёмно-серыми, алевролитистыми, слюдистыми, иногда известковистыми. Встречаются прослои сидерита и тонкорассеянный пирит. Мощность свиты от 240 до 400 м.

Палеогеновая система

В разрезе палеогена Уренгойского месторождения выделяются следующие свиты: тибейсалинская, люлинворская, юрковская (эоцен) и атлымская.

Тибейсалинская свита (Pg_1tbs) состоит из двух подсвит: нижней и верхней. Нижняя подсвита преимущественно глинистая, верхняя – преимущественно песчаная с отдельными прослоями глин. Мощность свиты от 165 до 300 м.

Люлинворская свита (Pg_2ll) состоит из трех подсвит. Нижняя подсвита сложена опоками и опоквидными глинами серого и тёмно-серого цвета, средняя подсвита представлена глинами светло-серыми, опоквидными. Верхняя подсвита сложена глинами диатомовыми, плитчатыми. Мощность свиты от 150 до 195 м.

Верхний эоцен – нижнеолигоценые отложения объединяются в *юрковскую свиту*, представленную песками светло-серыми, разнородными с прослоями и линзами глин и гравия. Мощность свиты до 35 м и более.

Атлымская свита (Pg_3af) объединяет песчаные отложения континентального генезиса. Породы представлены кварцевыми песчаниками с редкими прослоями глин. Мощность свиты достигает 40 м.

Четвертичные отложения

Разрез четвертичных отложений представлен песками, глинами, супесями с включениями гравия и галек, а также древесно-растительных остатков. В верхнем деятельном слое распространены отложения торфяных болот. Толщина четвертичных отложений колеблется от 18 до 100 м.

Породы верхней части разреза, на глубине до 350 м, находятся в зоне вечной мерзлоты. При растеплении мерзлых пород наблюдаются оползневые явления.

Тектоника

В соответствии с тектонической картой мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы рассматриваемый район приурочен к Надым-Тазовской синеклизе, осложнённой структурами I–IV порядка. Наиболее крупные из них указаны на рисунке 4.

Стержневой структурой является Уренгойский мегавал. Он ограничен крупными рифтогенными зонами, наиболее известной из которых является Уренгойско-Колтогорский грабен-рифт. Согласно накопленной статистике по Западно-Сибирскому региону, вокруг крупных рифтовых систем сосредоточена основная доля запасов УВ.

Уренгойский мегавал замыкается изогипсой – 3 680 м. При этом длина вала по изогнутой под тупым углом оси составляет 100 км. Ширина вала изменяется от 15 км до 27 км. Вал сужается в районе северного купола и в пределах центральной приподнятой зоны (ЦПЗ), наиболее широкий участок расположен между ЦПЗ и южным куполом. Максимальная амплитуда структуры относительно замыкающей изогипсы достигает 220 м (южный купол), в пределах ЦПЗ и на северном куполе амплитуда достигает 160 м. В поперечном сечении вал не симметричен – западный склон круче восточного.

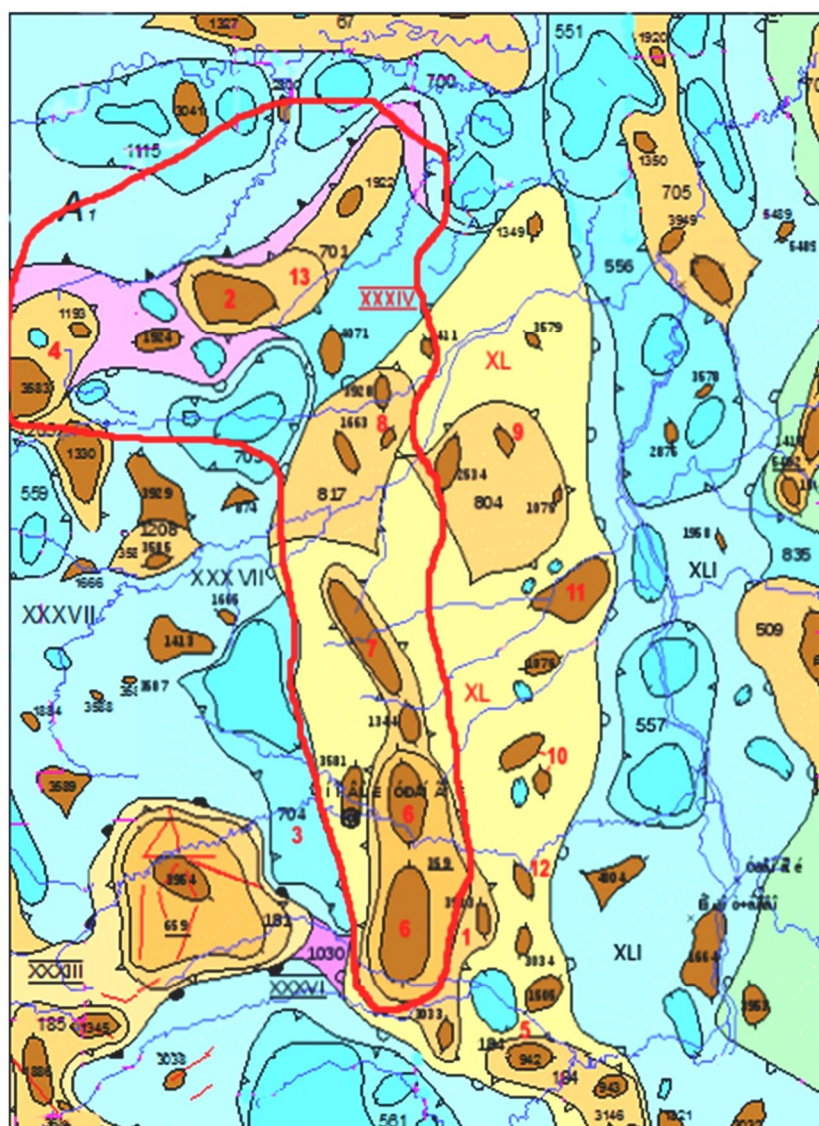
Второй по величине структурой на рассматриваемой территории является Еньяхинское куполовидное поднятие. Оно оконтуривается изогипсой – 3760 м. По более глубокому гипсометрическому уровню поднятие может быть отнесено к брахиантиклинали с осью широтного простирания. Размеры Еньяхинской структуры составляют 22–17 км, амплитуда достигает 90 м.

Восточно-Уренгойское поднятие является третьей по размерам структурой района. В сводовой части структура не изучена глубоким бурением и прогнозируется по данным сейсморазведки. Свод структуры предполагается в 8 км к северу от скважины № 351 Евояхинской площади. Поднятие замыкается изогипсой – 3680 м, при этом его размеры составляют 13–5 км, ожидаемая амплитуда поднятия – порядка 60 м.

Нефтегазоносность Уренгойского месторождения

Нефтегазоносность в пределах Уренгойского района установлена в широком стратиграфическом диапазоне: от сеноманского яруса верхнего мела до тоарского яруса нижнеюрских отложений включительно (рис. 5). Самая нижняя залежь установлена на Уренгойском месторождении в пласте ЮГ₁₀ в скважине № 259.

В пределах Уренгойского месторождения выделяют от 4 до 5 продуктивных комплексов: среднеюрский, неокомский, апт-альбский и сеноманский или ниже-среднеюрский, верхнеюрский, ачимовский, неокомский, апт-сеноманский (в верхнеюрском комплексе установлены только признаки нефтегазоносности). В данной работе выделено 4 нефтегазоносных комплекса: юрский, ачимовский, неокомский, сеноманский.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

Контурь структур :		однокрылые средние и малые (моноклинали)
	-надпорядковых структур (синеклиа, моноклиз)	отрицательные средние и малые (впадины, мегапрогибы)
	-I порядка крупных (поясов мегавалов, поясов мегапрогибов, моноклиналей)	положительные средние и малые (своды, мегавалы, выступы)
	-I порядка средних и малых (мегавалов, впадин, моноклиналей)	Структуры II порядка :
	-II порядка крупных	положительные крупные (валы)
	-II порядка средних и малых	отрицательные крупные (прогибы, малые впадины)
	-III порядка крупных	положительные средние и малые (малые валы, куполовидные поднятия)
	-III порядка средних и мелких и IV порядка	отрицательные средние и малые (малые прогибы)
	Структуры I порядка :	средние и малые (седловины)
	положительные крупные (пояса мегавалов)	Структуры III и IV порядка :
		положительные крупные (крупные брахиантиклинали, крупные купола)
		отрицательные мелкие и средние (локальные депрессии)
		положительные мелкие и средние (локальные поднятия, структурные носы)

Рисунок 4 – Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы. Красным контуром обведено Уренгойское месторождение. Список структур (красные номера): I порядка – Уренгойский мегавал (XL); II порядка – Песцовая мезоседловина (XXXIV); Центрально-Уренгойский вал (1), Енъяхинское поднятие (2), Западно-Уренгойский прогиб (3), Песцовое куполовидное поднятие (4); III–IV порядка: Южно-Уренгойское (5), Центрально-Уренгойское (6), Северо-Уренгойское (7) локальные поднятия, Табъяхинское (8), Самбургское (9), Восточно-Уренгойское (10) поднятия, Северо-Есетинская (11), Евояхинская (12) приподнятые зоны, Енъяхинское куполовидное поднятие (13)

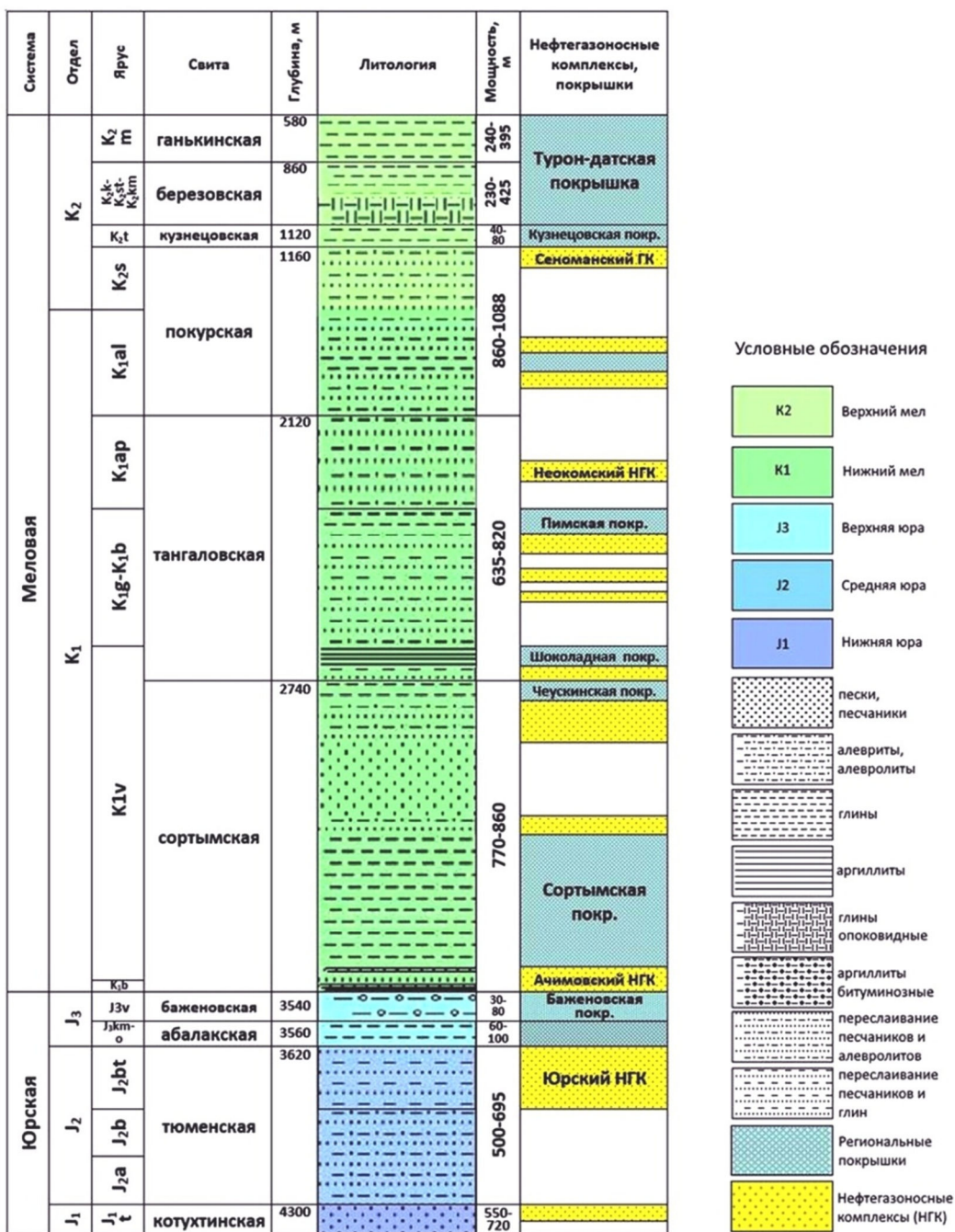


Рисунок 5 – Схема литолого-стратиграфической колонки Уренгойского месторождения с выделенными нефтегазоносными комплексами

К кровле покурской свиты верхнего мела приурочена уникальная сеноманская газовая залежь высотой до 250 м, залегающая в интервале глубин 930-1250 м. Неокомская часть разреза нижнего мела обладает также значительным этажом нефтегазоносности в диапазоне глубин 2 550–3 100 м. Относительно небольшие газоконденсатные залежи, приуроченные к пластам ПК₁₈ – ПК₂₁, АУ₉₋₁₀ и БУ₁₋₅ (глубины 1 750–2 550 м) локализируются в пределах осложняющих месторождение структурных зон Северного и Южного куполов.

Основные продуктивные пласты неокома (БУ₈ – БУ₁₄) залегают в интервале глубин 2 600–3 100 м и к ним приурочены газоконденсатные залежи большой высоты, основные из которых имеют нефтяные оторочки кольцевого и полукольцевого типа или смещенные на восточное крыло структуры.

Сеноманская газовая залежь и основные продуктивные пласты неокома находятся в разработке.

Одним из нефтегазоносных объектов вскрытой части разреза в пределах рассматриваемой территории является ачимовская толща нижнего мела.

В плане соотношение полей распространения коллекторов ачимовской толщи с контуром продуктивности основного неокомского горизонта БУ₁₀₋₁₁ и сеноманской газовой залежи показано на рисунке 6.

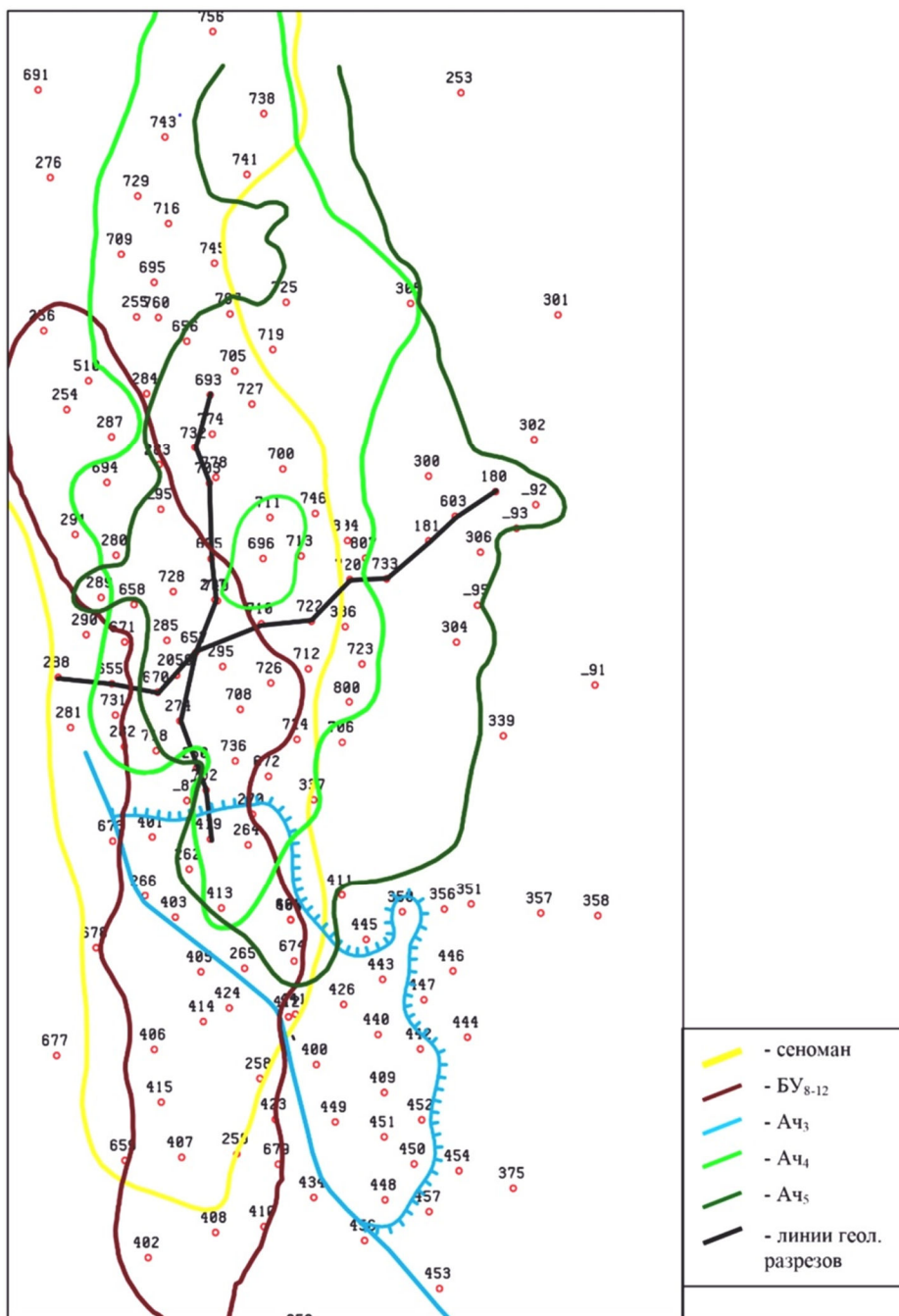


Рисунок 6 – Соотношение в плане контуров нефтегазоносности продуктивных комплексов Уренгойского месторождения

Поле газоносности ачимовского пласта Ач₅ по имеющимся данным лишь своей западной частью перекрывается неокомским контуром, в основной же части распространяется восточнее, в пределах восточного склона Уренгойского вала.

Поле газоносности пласта Ач₄ совпадает с контуром нефтегазоносности горизонта БУ₁₀₋₁₁ в пределах западной части ЦПЗ, однако основной объём резервуара пласта Ач₄ располагается севернее и северо-восточнее ЦПЗ.

Нефтегазоносный резервуар Ач₆ развит на Восточно-Уренгойской, Северо-Есетинской, Есетинской и Ево-Яхинской площадях, на восточном склоне Уренгойского вала, Ач₆⁰ – восточном склоне Уренгойского вала, на Есетинской, Северо-Есетинской, Непонятной и Самбургской площадях, Ач₅ – на восточном склоне Уренгойского вала, на Есетинской, Восточно-Уренгойской, Самбургской и Северо-Самбургской площадях, Ач₃₋₄ преимущественно в сводовой части Уренгойского вала, на Самбургской и Северо-Самбургской площадях, Ач₁₋₂ – на западном склоне Уренгойского вала, на Табъяхинской и Хадуттейской площадях.



Нефтяные, газоконденсатные, газоконденсатнонефтяные залежи в резервуарах ачимовской толщи контролируются литолого-тектоническими блоками (участками, ограниченными комбинированным развитием литологических и тектонических экранов). В пределах отдельных блоков распределение флюидов связано, в основном, с гипсометрией.

Ачимовский нефтегазоносный комплекс является одним из наиболее сложнопостроенных объектов разреза. Песчано-алевритовые тела не выдержаны в широтном направлении, но довольно хорошо прослеживаются в меридиональном, образуя узкие зоны повышенных мощностей песчаников (до 40 и более м) при общей мощности от 90 до 100 м, ориентированных с юга на север.

Характеристика залежей ачимовских отложений

Характеристики залежей пластов ачимовской толщи, имеющих распространение на Уренгойском месторождении, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Краткая характеристика залежей ачимовских отложений Уренгойского месторождения

Пласт	Залежь	Тип залежи	Губина залегания пласта в своде, м (а.о.)	Высотное положение, а. о., м			Размеры залежи			Пределы изменения эффективных толщин, м			Тип залежи по УВ составу
				ГВК	ГНК	ВНК	длина, км	ширина, км	высота, м	общих	газо-насыщ.	нефте-насыщ.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Ач ₆ ²	Р-н скв.406	ПСЛЭ	-3840	-	-	-3865	9,0	4,5	24,5	2,4-23,0	-	4,4	Н
Ач ₆ ¹		ПСТЛЭ	-3640	-	-3780	-3797	30,0	10,0-14,0	156,5	0,8-36,6	0,8-27,2	1,4-8,0	НГК
	р-н скв 339,357	ПСТЛЭ	-3660	-	-3780	-3897	46,0	18,0-27,0	237,0	2,7-35,5	2,7-28,2	13,8-32,9	НГК
	Р-н скв.801	ЛЭ	-3697,5	-	-	-	3,5	2,4	6,2	3,8	3,8	-	ГК
Ач ₆ ^{0.2}	Основная	ПЛЭ	-3640	-3818	-	-	31,0	28,5	178,0	3,0-22,2	3,0-22,2	-	ГК
	Р-н скв.452	ПТЛЭ	-3660	-	-	-	5,0	3,0	-	14,4	14,4	-	ГК
	Р-н скв.444	ПТЛЭ	-3660	-3663	-	-	6,0	2,2	10,0	1,8	1,8	-	ГК
	Р-н скв.724	ПЛЭ	-3620	-	-	-	5,1	4,0	40,0	4,8	4,8	-	ГК
	Р-н скв.360	ПЛЭ	-3740	-3829	-	-	6,0	4,8	88,5	5,2	5,2	-	ГК
Ач ₆ ^{0.1}	Р-н скв.703	ПЛЭ	-3800	-	-	-3854	23,5	12,0	54,0	4,6	-	-	Н
	Основная	ПЛЭ	-3760	-	-	-	76,0	17,0-24,0	320,0	2,8-44,8	-	2,8-44,8	Н
Ач ₅ ²⁻³	Основная	ПСТЛЭ	-3462	-	-3749	-	83,0	21,0-40,0	346,3	-	1,6-58,8	3,2-12,4	ГКН
	Р-н скв.253,254	ПТЛЭ	-3739,5	-	-	-3755	14,0	6,5	15,5	14,8-25,0	-	1,6-13,4	Н
	Р-н скв.180	ПСТЛЭ	-3740	-	-	-4058	61,5	5,7-24,0	318,0	3,2-31,0	-	3,2-31,0	Н
Ач ₅ ¹	Р-н скв.737	ПТЛЭ	-3700	-	-	-	28,5	5,0-15,0	94,5	1,8-14,4	1,8-14,4	-	ГК
	Р-н скв.253,254	ПТЛЭ	-3640	-	-	-	22,0	8,5	120,0	1,8-8,8	-	1,8-8,8	Н
	Р-н скв.180	ПТЛЭ	-3713	-	-	-3980	64,0	31,5	267,0	2,8-21,4	-	2,8-19,4	Н
Ач _{3.4} ²	-	ПЛЭ	-3640	-	-	-3653	9,0	3,0	13,0	2,6	-	2,6	Н
Ач _{3.4} ¹	-	ПЛЭ	-3660	-	-	-3693	11,5	5,0	33,0	2,4	-	2,4	Н
Ач ₄	Сев.(р-н скв.101)	ПТЛЭ	-3840	-	-	-3926	21,0	4,0-16,0	86,0	3,4	-	3,4	Н
	Цен.(р-н скв.180)	ПТЛЭ	-3640	-	-	-3736	16,0	15,0	96,0	1,4-4,6	-	1,4-4,6	Н
	Цен.(р-н скв.753)	ПТЛЭ	-3660	-	-	-	6,0	4,5	45,0	3,2-4,2	-	3,2-4,2	Н
	Цен.(р-н скв.757)	ПСТЛЭ	-3500	-3746	-	-	40,0	19,0 – 29,0	246,0	1,2-32,0	1,2-32,0	-	ГК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Ач ₃	Юж.(р-н скв.290)	ПСТЛЭ	-3440	-	-3555	-	63,0	8,0 – 30,0	320,0	1,0-30,8	1,0-30,8	2,5-16,3	ГКН
	Сев. (р-н скв.250)	ПСТЛЭ	-3620	-	-	-3914	60,0	20,0-28,0	294,0	1,0-15,6	-	1,0-15,6	Н
	Цен.(р-н скв.737)	ПСТЛЭ	-3440	-	-3552	-	61,0	15,0 – 31,0	300,0	2,0-50,2	2,0-50,2	1,4-15,0	ГКН
	Цен.(р-н скв.754)	ПСТЭ	-3660	-	-	-3704	7,3	4,5	44,0	15,5-19,4	-	15,5-19,4	Н
	Цен.(р-н скв.794,753)	ПСТЛЭ	-3640	-	-3679	-3697	10,0	5,5	57,0	5,6-39,6	19,6-24,6	2,4-15,0	ГКН
	Цен.(р-н скв.751)	ПСТЛЭ	-3640	-	-	-3669	3,1	1,0-2,0	29,0	4,2	-	1,6	Н
	Цен.(р-н скв.695)	ПСТЭ	-3540	-3587	-	-	5,5	1,0-2,5	47,0	35,2	10,4	-	ГК
	Цен.(р-н скв.709,255)	ПСТЭ	-3500	-3546	-	-	6,0	2,0-3,0	46,0	16,0-25,6	4,4-22,8	-	ГК
	Цен.(р-н скв.125)	ПСТЭ	-3480	-	-	-3498	6,5	3,5	18,0	13,2	-	13,2	Н
	Цен.(скв.284,287,510)	ПСТЭ	-3480	-	-	-3516	9,5	5,5	36,0	13,0-23,0	5,8-14,4	-	ГК
	Юж.(скв.262,413,440)	ПСТЛЭ	-3440	-	-	-	39,0	3,0-14,7	140,0	0,8-36,4	0,8-36,4	-	ГК
Юж.(р-н 677, 678)	ПСТЛЭ	-3520	-	-	-	16,5	5,0-8,0	200,0	8,9-14,4	8,9-14,4	-	Н	
Ач ₂ ²	-	ПСТЛЭ	-3560	-3623	-	-	11,5	5,0	63,0	2,6-4,2	2,6-4,2	-	ГК
Ач ₂	1-й блок(скв.757,743)	ПСТЛЭ	-3500	-	-3564	-3626	13,0	11,0	64,0	4,2-23,4	13,8-23,4	13,8-23,4	НГК
	2-й блок(скв.753)	ПСТЛЭ	-3560	-	-3610	-3615	8,0	6,0	50,0	20,2-27,2	15,4-20,2	4,2	НГК
	1-й блок(р-н скв.256)	ПСТЛЭ	-3420	-	-3454	-3467	14,0	5,0	34,0	4,4-21,4	2,6-4,4	12,6	НГК
	2-й блок(р-н скв.255)	ПСТЛЭ	-3440	-3443	-	-	2,5	1,5	3,0	1,2	1,2	-	ГК
	3-й блок(р-н скв.257)	ПСТЛЭ	-3400	-3433	-	-	10,0	3,0-6,0	33,0	12,0	4,0	-	ГКВ
Ач ₁ ⁵	Район скв.224	ПСТЛЭ	-3537,9	-	-	-3606	8,5	8,0	68,1	6,0-27,4	-	6-27,4	Н
	Район скв.753, 794	ПСТЛЭ	-3520	-	-3569	-3584	8,0	6,0	49,0	11,0-15,4	15,4	10,2	НГК
Ач ₁ ⁴	-	ПСТЛЭ	-3660	-	-	-3724	11,0	8,0	74,0	20,7	-	20,7	Н
Ач ₁ ³	Район скв.676	ПСТЛЭ	-3560	-	-	-3830	16,0	15,0	270,0	14,4	-	14,4	Н
	Район скв.739	ПСТЛЭ	-3400	-3440	-	-	12,0	7,5	40,0	11,6-15,8	11,6-15,8	-	ГК

Примечание. Тип залежей: М – массивная, ПС – пластово-сводовая, МЛЭ – массивная, литологически экранированная, МТЭ – массивная, тектонически экранированная, ПЛЭ – пластовая, литологически экранированная, ПСТЭ – пластово-сводовая, тектонически экранированная, ПСЛЭ – пластово-сводовая, литологически экранированная, ПСТЛЭ – пластово-сводовая, тектонически и литологически экранированная. Тип залежей по углеводородному составу: Г – газовая, ГК – газоконденсатная, НГК – нефтегазоконденсатная, Н – нефтяная.



На рисунках 7 и 8 представлены геологические разрезы ачимовских резервуаров в широтном и меридиональном направлениях по чёрным линиям, представленным на рисунке 6.

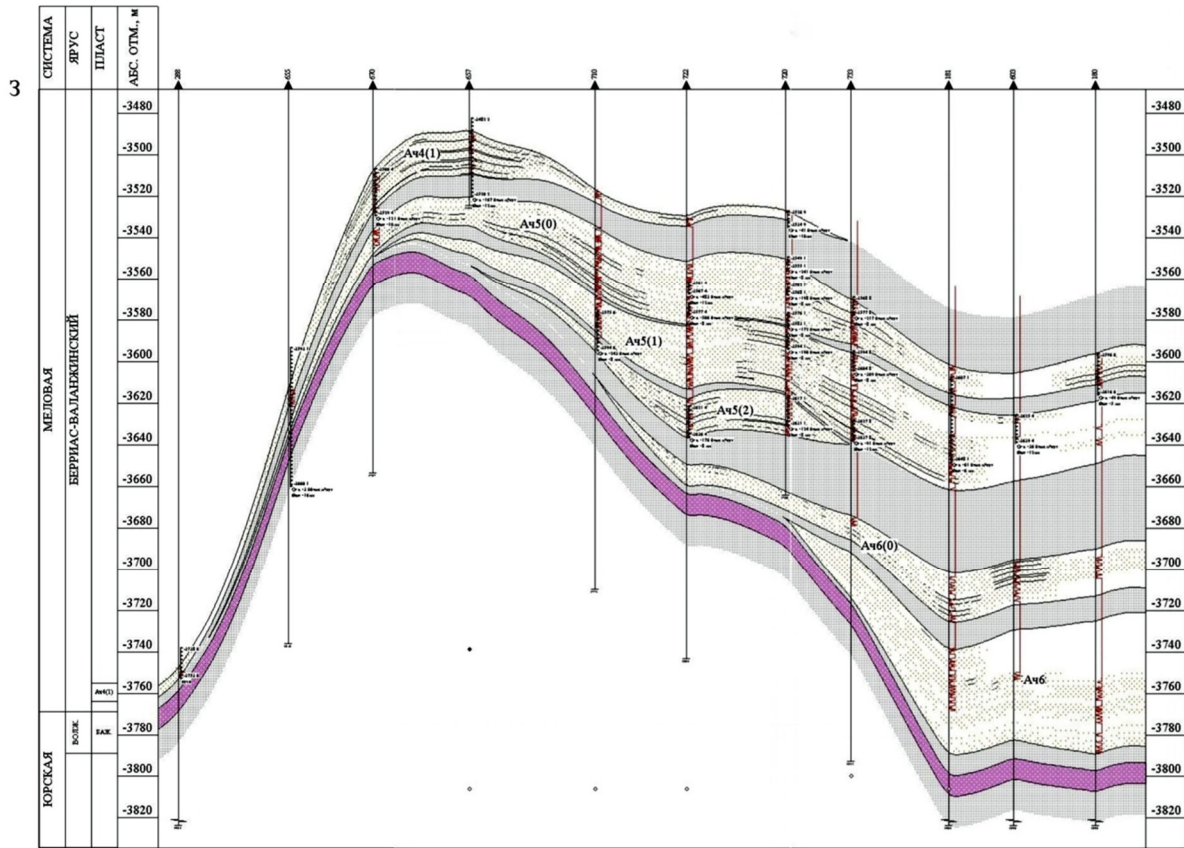


Рисунок 7 – Разрез ачимовской толщи Уренгойского месторождения по линии скважин №№ 288-655-670-657-710-722-720-733-181-603-180

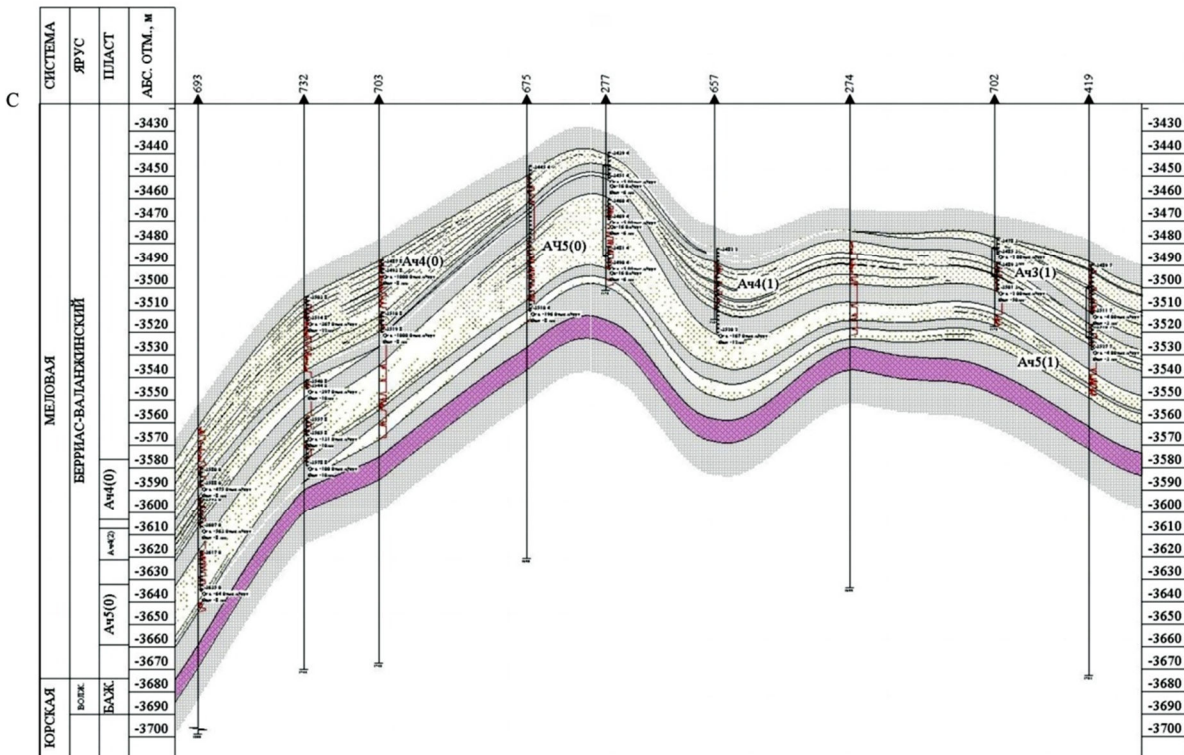


Рисунок 8 – Разрез ачимовской толщи Уренгойского месторождения по линии скважин №№ 693-732-703-675-277-657-274-702-419



Следует отметить наличие в ачимовских отложениях Уренгойского нефтегазоносного района аномально высоких давлений и температур.

Песчано-глинистые отложения ачимовской толщи повсеместно перекрываются толщей морских нижневаланжинских глин большой мощности, на западе до 300 м, а в восточной части от 150 до 200 м.

Из таблицы видно, что наибольшими размерами (в скобках указаны максимальные объёмы) обладают залежи пластов Ач₅²⁻³ (до 862 км³), Ач₆⁰⁻¹ (до 486 км³), Ач₃ (до 423 км³), Ач₄ (до 383 км³), Ач₆¹ (до 234 км³). Максимальные эффективные толщины (не по средним значениям) достигаются в пластах Ач₅²⁻³, Ач₃, Ач₆⁰⁻¹, а также порядка 30 м $H_{эфф}$ достигается в пластах Ач₆¹, Ач₄, Ач₆⁵.

Характеристика фильтрационно-емкостных свойств пластов

Несмотря на относительно высокие значения пористости – в среднем от 16 до 20 %, проницаемость ачимовских коллекторов низкая – от 1 до 10 мД поэтому, в целом, их фильтрационно-емкостные свойства ФЕС – низкие. Цемент коллекторов глинисто-карбонатный, по керну и данным испытания скважин присутствует и трещинный тип коллекторов, и смешанный порово-трещинный. Данные средневзвешенные значения ФЕС получены без учёта непроницаемых пропластков.

Таблица 2 – Характеристики фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов Ач₁² – Ач₆¹

Наименование	Вид исследований							Интервал изменения	от	12,3	0,1	64,3	-	- / 12,1	0,24	58								
	По ГИС				Лабораторные (керна)												до	15,7	1,4	69,9	-	- / 14,9	5,24	80,4
	Пористость, %	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Газонасыщенность, %	Нефтенасыщенность, %	Пористость по керсину/по воде, %	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Остаточная водонасыщенность, %																	
Ач₁²																								
Количество скважин	3	3	-	1	3	3	1																	
Количество определений	31	31	-	3	48	48	1																	
Среднее значение	14,7	0,5	-	46,9	14,3 / -	0,2	60,9																	
Интервал изменения	от	12,2	0,1	-	34	11,5 / -	0,01	60,9																
	до	19,6	36,1	-	60,3	19,4 / -	1,5	60,9																
Ач₁³																								
Количество скважин	10	10	3	1	3 / 1	4	1																	
Количество определений	75	75	17	4	30 / 60	90	14																	
Среднее значение	16,2	1,3	55	63,1	20,1 / 20,6	2,66	52,3																	
Интервал изменения	от	11,5	0,1	39,4	56,7	13,6 / 17,6	0,05	46																
	до	21,6	103,1	85,3	66,7	23,0 / 23,5	21	60,4																
Ач₁⁴																								
Количество скважин	1	1	-	1	-	-	-																	
Количество определений	12	12	-	2	-	-	-																	
Среднее значение	14,7	0,5	-	44,4	-	-	-																	
Интервал изменения	от	13	0,1	-	44,4	-	-																	
	до	17	4,3	-	44,4	-	-																	
Ач₁⁵																								
Количество скважин	11	11	1	4	2 / 2	4	2																	
Количество определений	119	119	8	17	10 / 293	304	19																	
Среднее значение	16,1	1	39,6	52,1	13,6 / 16,0	0,5	58,6																	
Интервал изменения	от	13,2	0,1	31,6	32,6	11,3 / 11,6	0,03	32,0																
	до	21,1	69,5	58	66,5	16,1 / 20,8	46,8	84,9																
Ач₂																								
Количество скважин	27	27	8	4	6 / 4	8	5																	
Количество определений	228	228	49	24	104 / 197	257	88																	
Среднее значение	16,8	2	50,4	50,6	13,6 / 16,6	1,22	60,2																	
Интервал изменения	от	11,8	0,1	26,6	38,3	12,3 / 11,3	0,01	39,4																
	до	23,2	213,4	74,4	62,4	23,1 / 20,8	22,8	88,4																
Ач₂²																								
Количество скважин	2	2	2	-	- / 1	1	1																	
Количество определений	5	5	3	-	- / 8	6	8																	
Среднее значение	13,7	0,2	66,6	-	- / 13,5	0,96	70,8																	
Ач₃																								
Количество скважин	198	198	143	20	59 / 40	78	41																	
Количество определений	2260	2260	1314	95	1115 / 2347	2799	1080																	
Среднее значение	16,8	1,6	56,4	60	17,0 / 17,0	0,56	63,2																	
Интервал изменения	от	11,2	0,1	23	26,3	11,1 / 11,1	0,01	12,3																
	до	23,4	297,8	81,6	66,9	23,5 / 27,8	132	96,6																
Ач₄																								
Количество скважин	204	204	168	13	49 / 39	67	34																	
Количество определений	1940	1940	1461	37	849 / 1432	1822	373																	
Среднее значение	16,5	1,3	57,5	54,2	17,1 / 17,5	0,81	60																	
Интервал изменения	от	11,1	0,1	23	30,4	11,1 / 11,1	0,01	25,8																
	до	23,1	151,1	83,1	75,6	27,4 / 27,4	142,85	98,3																
Ач₅¹																								
Количество скважин	21	21	2	19	13 / 2	15	3																	
Количество определений	148	148	11	92	151 / 338	486	41																	
Среднее значение	16,1	2,2	55,8	63,1	15,3 / 15,7	0,4	71,6																	
Интервал изменения	от	11,2	0,1	38,8	36,1	11,0 / 11,1	0,01	44,4																
	до	21	95,9	80,8	81	20,9 / 18,4	16	92,8																
Ач₅²⁻³																								
Количество скважин	202	201	174	25	55 / 32	68	31																	
Количество определений	4004	4020	2997	122	1745 / 2639	3621	807																	
Среднее значение	15,5	0,7	65,2	60,6	15,6 / 15,6	0,2	66,6																	
Интервал изменения	от	11	0,1	20,8	27	11,0 / 11,0	0,01	20,6																
	до	22,9	130,7	83	82	22,2 / 21,5	77,6	98,7																
Ач₆⁰¹																								
Количество скважин	15	15	-	15	12 / 2	12	1																	
Количество определений	181	181	-	108	234 / 20	220	17																	
Среднее значение	14	0,6	-	52,7	12,8 / 12,3	0,1	83,6																	
Интервал изменения	от	10	0,1	-	27,7	11,1 / 11,2	0,01	77,8																
	до	19,5	29,6	-	81	17,0 / 13,3	2,2	89,6																
Ач₆⁰²																								
Количество скважин	33	33	26	1	13 / 4	14	5																	
Количество определений	216	215	120	2	197 / 152	290	120																	
Среднее значение	14,2	0,6	59,5	66,6	13,6 / 13,4	0,11	85																	
Интервал изменения	от	10	0,1	23	65,2	11,0 / 11,2	0,01	55,4																
	до	19,5	25	78	66,6	16,4 / 15,7	1,4	96,6																
Ач₆¹																								
Количество скважин	40	40	20	8	14 / 5	17	3																	
Количество определений	455	455	102	37	323 / 118	306	17																	
Среднее значение	13,8	0,3	41,6	56,4	13,2 / 13,1	0,1	84,4																	
Интервал изменения	от	11	0,1	23	37,8	11,0 / 11,0	0,01	63																
	до	20,1	29,6	69,4	66,8	29,3 / 17,5	2,9	96,6																



Средние значения ФЕС ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений по результатам обобщения с учётом всего массива определений, включавшего непроницаемые толщины, равны: открытая пористость группы пластов $A_{ч1,2}$ – 15,1 %, $A_{ч3,4}$ – 16,2 %, $A_{ч5,6}$ – 13,9 %, по всем пластам – 15,1 %; газопроницаемость по $A_{ч1,2}$ – 1,9 мД, $A_{ч3,4}$ – 2,1 мД, $A_{ч5,6}$ – 0,5 мД, по всем пластам – 1,5 мД.

Характеристики коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности пластов по данным ГИС и по лабораторным исследованиям представлены в таблице 2. Здесь показатели проницаемости по всем пластам варьируют от 0,01 мД до 297 мД, открытой пористости – от 10 до 29 %. При совокупном рассмотрении значений из таблицы следует, что относительно хорошими ФЕС обладают пласты $A_{ч1}^3$, $A_{ч2}$, $A_{ч3}$, $A_{ч4}$ и средними $A_{ч1}^5$, $A_{ч5}^1$ и $A_{ч5}^{2-3}$.

Исходя из рассмотрения коллекторских свойств пластов (ФЕС и объёмы залежей), можно сделать вывод, что наиболее благоприятными объектами для разработки являются пласты $A_{ч3}$, $A_{ч4}$, $A_{ч5}^{2-3}$, $A_{ч2}$, $A_{ч1}^3$.

Пласты $A_{ч3}$, $A_{ч4}$ и $A_{ч5}$

Ниже приводится общая характеристика нефтегазонасыщенности горизонтов $A_{ч3}$, $A_{ч4}$ и $A_{ч5}$, включающих основные запасы УВ ачимовской толщи на месторождении.

Резервуар $A_{ч3,4}$ в подсчёте запасов 2003 года рассматривался единым пластом. При пересмотре всей имеющейся геолого-геофизической информации и учёте новых данных геологоразведки принято решение о разделении резервуара $A_{ч3,4}$ на пласты $A_{ч3}$ и $A_{ч4}$. Такое деление позволило детализировать геологическую модель горизонта $A_{ч3,4}$, который рассматривается как единый объект разработки. Поэтому далее в работе будут фигурировать термины $A_{ч3}$ и $A_{ч4}$ как геологические объекты (пласты), $A_{ч3,4}$ как объект разработки.

Пласт $A_{ч3}$ прослежен узкой полосой меридионального простирания длиной более 170 км, шириной от 25 до 37 км. С запада и востока пласт ограничен линией выклинивания ачимовских отложений. В пласте $A_{ч3}$ аналогично с пластом $A_{ч4}$ выделяются 3 основные продуктивные части: северная, центральная и южная. Северная часть контролирует нефтяную залежь, она отделена от центральной газоконденсатной части экранирующим разломом, центральная часть отделена от южной газоконденсатной залежи зоной глинизации. Общая протяжённость продуктивной части пласта $A_{ч3}$ с юга на север составляет 162,5 км, с запада на восток – от 25 до 37 км.

В центральной части пласта $A_{ч3}$ выделено 8 разных по насыщению залежей. В северо-западной части расположены 3 залежи: в районе скважин №№ 754 и 751 – нефтяные блоки, в районе скважин №№ 794 и 75Э – газоконденсатнонефтяная залежь; 4 западных блока: район скважины № 125 – нефтяной блок, остальные в районе скважин №№ 695, 709 и 284 – газоконденсатные блоки.

Основная залежь газоконденсатная с нефтяной оторочкой на юго-западе расположена в центральной части пласта, вскрыта 36 скважинами в газоконденсатной зоне и 8 скважинами в нефтенасыщенной зоне. Залежь на западе и востоке ограничена линиями выклинивания пласта, на севере – зоной глинизации, которая прослежена в скважинах №№ 671, 277, 711 и 696 и др. На севере экранирующий разлом отделяет данную газоконденсатную залежь от северной нефтяной залежи.

Все скважины, вскрывшие залежь, продуктивны до подошвы, водоносных коллекторов не выделено. ГНК определён на а.о. – 3 552 м, ВНК не определён, размеры блока составляют 61×15–31 км, высота залежи – 280 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная, тектонически экранированная.

Дебиты газоконденсатной смеси при испытании скважин изменяются от 5,75 тыс. м³/сут на штуцере 10 мм (скважина № 419) до 441,5 тыс. м³/сут на диафрагме 12,3 мм (скважина № 707).

Дебиты нефти при испытании изменяются от 5,35 м³/сут на штуцере 10 мм (скважина № 290) до 72,4 м³/сут на штуцере 9 мм (скважина № 293). Во всех фонтанирующих скважинах, кроме скважины № 291, установлен большой газовый фактор.

Газонасыщенные толщины изменяются от 2 м (скважина № 713) до 43,3 м (скважина № 716). Нефтенасыщенные толщины варьируют от 1,4 м (скважина № 289) до 15 м (скважина № 694).

В скважине № 718 Уренгойской вскрыта южная газоконденсатная залежь пласта $A_{ч3}$, эффективная газонасыщенная толщина составила 1,6 м.

В структурном отношении нефтегазонасыщенность горизонта $A_{ч4}$ сосредоточена в целом в центральной части Центрально-Уренгойского вала, восточному и северо-восточному, а также частично западному погружению последнего (Есетинская, Восточно-Уренгойская площади). Общая выявленная площадь нефтегазонасыщенности составляет более 1000 км².

Песчаное тело горизонта $A_{ч4}$ по данным сейсморазведочных работ распространяется в северном направлении до наиболее северной в пределах восточного склона Уренгоя скважины 756 и оконтуривание его еще не закончено (рис. 9).

Контакт «углеводороды – вода» не вскрыт при подошве продуктивных по каротажу коллекторов в скважине № 756 на абсолютной отметке – 3749 м.

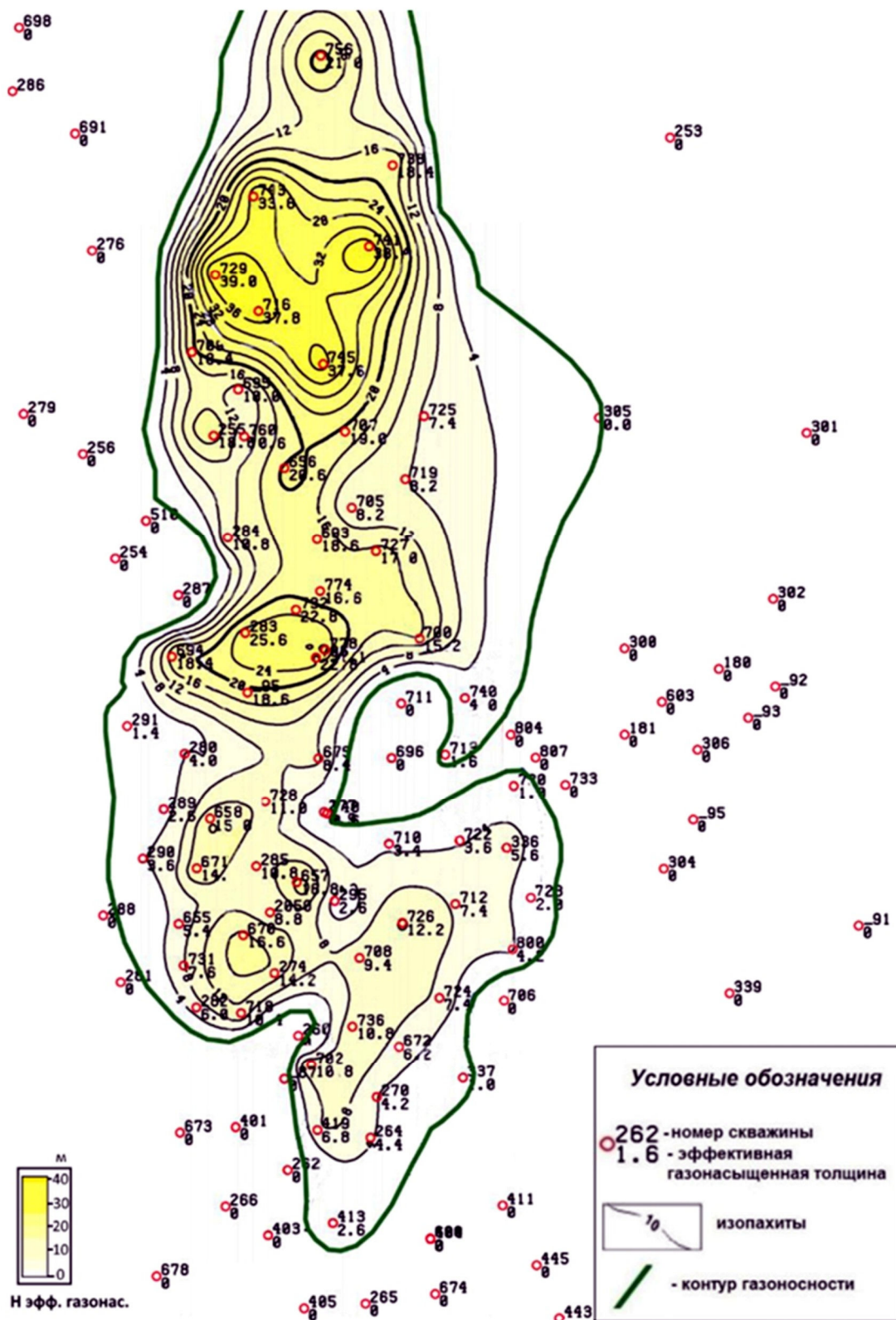


Рисунок 9 – Карта эффективных газонасыщенных толщин горизонта А₄

В западной части залежи на погружении западного крыла несколькими разведочными скважинами при испытании зафиксированы признаки нефти.

Дебит нефти скважины № 280 составил 72 м³/сут. на 8-мм штуцере.

Размеры газоконденсатной залежи в пределах изученной глубиной бурением территории в целом составляет 112×30 км, высота до 290 м. Размеры предполагаемой нефтяной оторочки 14×4 км, высота более 84 м. Залежи УВ являются литологически экранированными с АВПД. Коэффициент аномальности составляет 1,7–1,8.



Горизонт Ач₅ также относится к числу основных эксплуатационных объектов второго опытного участка. Поле газоносности его несколько смещено к востоку по сравнению с Ач₄ и в структурном отношении приурочено к центральной части, восточному и северо-восточному погружениям Центрально-Уренгойского вала, а также захватывает на востоке Восточно-Уренгойское, Есетинское и Северо-Есетинское л.п. Общая площадь газоносности пласта составляет более 1280 км².

Наиболее низкая отметка подошвы продуктивного коллектора горизонта Ач₅ отмечена в скважине № 725 на уровне – 3777 м.

Максимальные эффективные газонасыщенные толщины достигают 52,4 м (скважина № 804), карта эффективных газонасыщенных толщин горизонта Ач₅ приведена на рисунке 10.

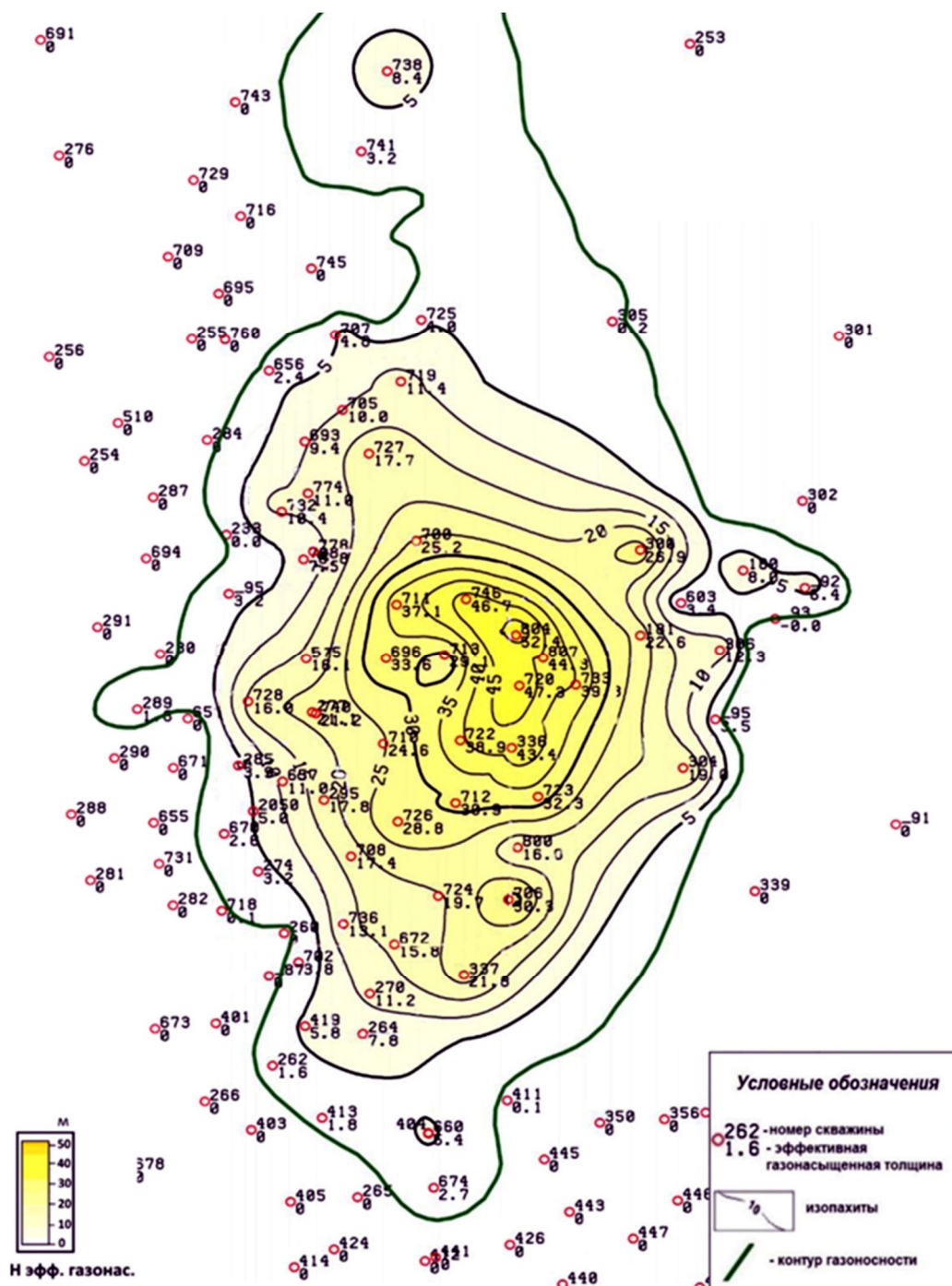


Рисунок 10 – Карта эффективных газонасыщенных толщин горизонта Ач₅

Пластовое давление по замерам изменяется в пределах 49,2-63,0 МПа, пластовая температура – 101–114 °С, что несколько выше, чем по горизонту Ач₄. Размеры залежи в целом для горизонта составляют 80×(12–36) км, высота около 300 м. Тип залежи – литологически экранированный.



Выводы

Геологический разрез Уренгойского месторождения состоит из палеозойско-мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, который залегает на палеозойском складчатом фундаменте. Ачимовская толща представляет собой неоднородные песчано-алевролитовые пласты, представляющие собой фондоформные части валанжинских клиноформ. Её мощность варьирует от 80 до 418 м.

Нефтегазоносность в пределах месторождения установлена в широком стратиграфическом диапазоне: от сеноманского яруса верхнего мела до тоарского яруса нижнеюрских отложений. Выделено 4 нефтегазоносных комплекса: сеноманский, неомский, ачимовский и юрский, из которых в разработке находятся 2 первых. Ачимовский НГК, несмотря на то, что является одним из наиболее сложно-построенных объектов разреза, активно вводится в разработку.

Ачимовские коллекторы относятся к трещинному и смешанному порово-трещинному типам. Несмотря на относительно высокие значения пористости (в среднем от 16 до 20 %), в целом ФЕС ачимовских коллекторов низкие: проницаемость от 0,01 до 10 мД. В данных отложениях Уренгойского нефтегазоносного района отмечается наличие аномально высоких давлений и температур.

Газ в ачимовских залежах кроме метана (74,0–89,7 % мольных) содержит этан, пропан, бутан. В пластовом газе наблюдается высокое содержание конденсата.

Наибольшими размерами залежей и повышенными коллекторскими свойствами характеризуются горизонты Ач₃, Ач₄ и Ач₅. Относительно хорошими ФЕС также обладают горизонты Ач₁³ и Ач₂.

Список литературы:

1. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2022. – 240 с.
2. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – М. : Издательство «Инфра-Инженерия», 2020. – 244 с.
3. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар : Кубанский государственный технологический университет, 2019. – 275 с.
4. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: в 2 частях: учебное пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021–2022.
5. Борисов А.Г., Фролова Е.В. Литолого-петрофизическая классификационная модель ачимовских коллекторов Уренгойского месторождения // Газовая промышленность. – 2014. – № 8. – С. 12–16.
6. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Анализ геологических зональных закономерностей строения ачимовских комплексов // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа : материалы XIII Международной научно-практической конференции (12–13 октября 2022 года, г. Астрахань). – Астрахань : Издательство Астраханского государственного технического университета, 2022. – С. 312–317.
7. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Перспективы нефтегазоносности ачимовских отложений Западной Сибири и основные направления поисковых работ // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа : материалы XIII Международной научно-практической конференции (12–13 октября 2022 года, г. Астрахань). – Астрахань : Издательство Астраханского государственного технического университета, 2022. – С. 317–321.
8. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Анализ геолого-промысловых характеристик ачимовских отложений со сверхнизкими ФЕС в условиях АВПД на примере Приобского нефтегазоконденсатного месторождения // Технические и технологические системы: материалы тринадцатой Международной научной конференции «ТТС-22» (23–25 ноября 2022 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2022. – С. 291–298.
9. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Анализ разработки ачимовских отложений на месторождениях Западной Сибири // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития : сборник трудов III Международной научно-практической конференции (08–09 декабря 2022 года, г. Ставрополь). – Ставрополь : Северо-Кавказский федеральный университет, 2022. – С. 26–33.
10. К вопросу о механизме формирования зон аномальных разрезов ачимовских отложений Западно-Сибирского региона / А.Н. Горпинченко [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2022. – № 2. – С. 15–26.
11. Григулецкий В.Г., Петреску В.И. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского месторождения (часть I) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 1. – С. 40–50.
12. Григулецкий В.Г., Петреску В.И. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского месторождения (часть II) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 2. – С. 43–49.
13. Жарикова Н.Х., Горпинченко А.Н. Анализ природы и механизма возникновения аномально высоких пластовых давлений и закономерности распространения толщ с АВПД на примере Западно-



Сибирской нефтегазоносной провинции // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 87–103.

14. Жарикова Н.Х., Горпинченко А.Н. Особенности геологического строения ачимовских отложений на примере Приобского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 104–121.

15. Жарикова Н.Х., Горпинченко А.Н., Масалова А.А. Анализ геолого-промысловой характеристики Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения с целью поиска месторождений-аналогов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 3. – С. 98–111.

16. Мылов Л.Ю., Безнощук Т.А., Азимов И.Д. Подсчёт запасов газа, газоконденсата и оценка рентабельности разработки месторождений Ачимовского пласта // Экономика и предпринимательство. – 2016. – № 5. – С. 977–981.

17. Николаев К.А. Возвращение на ачимовку. Сравнительные характеристики ачимовских и неокомских пластов в Ноябрьском регионе // ROGTEC Российские нефтегазовые технологии. – 2015. – № 42. – С. 16–22.

18. Геология газовых и газоконденсатных месторождений. К вопросу сохранения фильтрационных характеристик продуктивных пластов ачимовских отложений / В.В. Паникаровский [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. – 2005. – № 3. – С. 3–9.

19. Паршуков А.В., Шай Т.А. Обобщение фильтрационно-емкостных свойств ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений // Нефть и газ. – 2013. – № 3. – С. 25–30.

20. Раянов Р.Р., Казаков К.В., Бравичев К.А. Поиск оптимального варианта разработки низкопроницаемого и неоднородного ачимовского пласта месторождения Западной Сибири // Нефть, газ и бизнес. – 2016. – № 2. – С. 23–29.

21. Савенок О.В., Горпинченко А.Н. Анализ влияния коэффициента аномально высокого пластового давления на разработку нефтегазовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 141–154.

22. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Добыча углеводородного сырья в условиях диверсификации мировых энергетических систем // Инновационные технологии в производстве строительных материалов и конструкций: сборник научных трудов Международного симпозиума (27–28 ноября 2020 года, г. Ташкент). – Ташкент : Ташкентский архитектурно-строительный институт, 2020. – С. 306–316.

23. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Анализ текущего состояния разработки и выработки запасов газонефтяного месторождения Северное // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 3. – С. 161–174.

24. Перспективы разработки ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры / А.А. Севастьянов [и др.] // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – № 12. – С. 112–115.

25. Тихонова А.А. Особенности геолого-промысловых характеристик ачимовских отложений Уренгойского НГК месторождения и их влияние на выбор / Санкт-Петербургский государственный университет, кафедра геологии месторождений полезных ископаемых; науч. рук. Ю.Э. Петрова. – Санкт-Петербург, 2017.

26. Особенности эксплуатации газоконденсатных скважин с пологим окончанием в условиях АВПД и низких ФЕС (на примере ачимовских отложений Уренгойского НГКМ) / В.П. Тюрин [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 7 (53). – С. 40–45.

27. Анализ выработки запасов газа и конденсата Западно-Ярояхинского лицензионного участка / С.И. Шиян [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 9 (633). – С. 5–17.

List of references:

1. Gorpichenko A.N., Zharikova N.Kh., Savenok O.V. Geological bases of oil and gas fields development: textbook. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2022. – 240 p.

2. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development: a training manual. – M. : publishing house «Infra-engineering», 2020. – 244 p.

3. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields: a training manual. – Krasnodar : Kuban State Technological University, 2019. – 275 p.

4. Savenok O.V. Design of oil field development: in 2 parts: textbook. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021–2022.

5. Borisov A.G., Frolova E.V. Lithological and petrophysical classification model of Achimovsky reservoirs of Urengoyское field // Gas Industry. – 2014. – № 8. – P. 12–16.

6. Gorpichenko A.N., Zharikova N.Kh., Savenok O.V. Analysis of geological zonal regularities of the structure of Achim complexes // The latest technologies of hydrocarbon deposits development and safety of the Caspian shelf ecosystems : materials of XIII International scientific-practical conference (12–13 October 2022, Astrakhan). – Astrakhan : Publishing house of Astrakhan State Technical University, 2022. – P. 312–317.

7. Gorpichenko A.N., Zharikova N.Kh., Savenok O.V. Prospects of oil and gas bearing capacity of Achimov deposits in Western Siberia and the main directions of prospecting // The latest technologies of hydrocarbon deposits development and safety of the Caspian shelf ecosystems : materials of XIII International



Scientific Conference (12–13 October 2022, Astrakhan). – Astrakhan : Publishing house of Astrakhan State Technical University, 2022. – P. 317–321.

8. Gorpichenko A.N., Zharikova N.Kh., Savenok O.V. Analysis of geological and field characteristics of the Achimov deposits with ultra-low FES in the conditions of AVPD by the example of Priobskoye oil-gas-condensate field // Technical and technological systems: Proceedings of the thirteenth International Scientific Conference «TTS-22» (23–25 November 2022) / FSBEU VPO «KubGTU», A.K. Serov CVBAUL. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2022. – P. 291–298.

9. Gorpichenko A.N., Zharikova N.Kh., Savenok O.V. Analysis of Achimov deposits development in the fields of Western Siberia // Innovative technologies in oil and gas industry. Pro-problems of sustainable development: Proceedings of the III International Scientific Conference (08–09 December 2022, Stavropol). – Stavropol : North Caucasus Federal University, 2022. – P. 26–33.

10. To a question on the mechanism of formation of zones of anomalous cuts of Achimov deposits of West Siberian region / A.N. Gorpichenko [et al.] // Engineer-neftyanik. – 2022. – № 2. – P. 15–26.

11. Griguletsky V.G., Petrescu V.I. Improvement of Cementing Efficiency of Casing Columns of Gas Wells in Pestsovaya Area of Urengoy Field (Part I) // Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea. – 2008. – № 1. – P. 40–50.

12. Griguletsky V.G., Petrescu V.I. Increasing the effectiveness of cementing of casing strings of gas wells Pestsovaya area of the Urengoy field (part II) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2008. – № 2. – P. 43–49.

13. Zharikova N.Kh., Gorpichenko A.N. Analysis of nature and mechanism of anomalous high reservoir pressures and distribution patterns of strata with AVPD on the example of the West Siberian oil and gas province // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2022. – № 2. – P. 87–103.

14. Zharikova N.Kh., Gorpichenko A.N. Features of the geological structure of the Achimov deposits by the example of the Priobskoye oil field // Nauka. Engineering. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2022. – № 2. – P. 104–121.

15. Zharikova N.Kh., Gorpichenko A.N., Masalova A.A. Analysis of the geological and production characteristics of the Urengoy oil-gas-condensate field in order to find analogous fields // Nauka. Engineering. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2022. – № 3. – P. 98–111.

16. Mylov L.Y., Beznoshchuk T.A., Azimov I.D. Calculation of gas and gas condensate reserves and evaluation of the profitability of the Achimov reservoir development // Economics and Entrepreneurship. – 2016. – № 5. – P. 977–981.

17. Nikolaev K.A. Return to Achimovka. Comparative characteristics of Achimovsky and Neocomian reservoirs in the Noyabrsk region // ROGTEC Russian Oil and Gas Technologies. – 2015. – № 42. – P. 16–22.

18. Geology of gas and gas condensate fields. On the issue of conservation of filtration characteristics of productive formations of Achimovsky deposits / V.V. Panikarovskiy [et al.] // Science and Technique in Gas Industry. – 2005. – № 3. – P. 3–9.

19. Parshukov A.V., Shay T.A. Generalization of filtration-capacitative properties of Achimov deposits of the Urengoy group of fields // Oil and Gas. – 2013. – № 3. – P. 25–30.

20. Rayanov R.R., Kazakov K.V., Bravichev K.A. Search for optimal variant of development of low-permeability and heterogeneous Achimov reservoir of West Siberia field // Oil, Gas and Business. – 2016. – № 2. – P. 23–29.

21. Savenok O.V., Gorpichenko A.N. Analysis of the effect of the coefficient of abnormally high reservoir pressure on the development of oil and gas fields // Nauka. Engineering. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2022. – № 2. – P. 141–154.

22. Savenok O.V., Kusova L.G. Extraction of hydrocarbon raw materials in the context of diversification of world energy systems // Innovative technologies in building materials and structures: Proceedings of the International Symposium (27–28 November 2020, Tashkent). – Tashkent : Tashkent Architecture and Construction Institute. – P. 306–316.

23. Savenok O.V., Kusova L.G. Analysis of the current state of development and depletion of reserves of gas and oil field Severnoye // Science. Engineering. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2021. – № 3. – P. 161–174.

24. Prospects for the development of Achimov deposits on the territory of Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra / A.A. Sevastyanov [et al.] // International Scientific Research Journal. – 2016. – № 12. – P. 112–115.

25. Tikhonova A.A. Features of geological and production characteristics of the Achimov deposits of the Urengoy OGC field and their impact on the selection / St. Petersburg State University, Department of Geology of Mineral Deposits; supervisor. Yu.E. Petrova. – St. Petersburg, 2017.

26. Peculiarities of exploitation of gas-condensate wells with shallow termination in conditions of AVPD and low FES (on the example of Achimovsky deposits of the Urengoy OGCF) / V.P. Tyurin [et al.] // Exposition Oil Gas. – 2016. – № 7 (53). – P. 40–45.

27. Analysis of gas and condensate reserves development of the Zapadno-Yaroyakhinskiy license area / S.I. Shiyan [et al.] // Neftepromyshlennoye delo. – 2021. – № 9 (633). – P. 5–17.