

**ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ
АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
НА ПРИМЕРЕ ПРИОБСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**FEATURES OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE
OF THE ACHIMOV DEPOSITS ON THE EXAMPLE
OF THE PRIOBSKOYE OIL FIELD**

Жарикова Наиля Халимовна

кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
zharikova_nkh@pers.spmi.ru

Горпинченко Алексей Николаевич

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

Аннотация. В статье рассматриваются геологические особенности строения и характеристики ачимовских отложений, которые залегают при аномально высоком пластовом давлении (более 600 атмосфер), осложнены тектоническими и литологическими экранами и характеризуются многофазным состоянием залежей. Ачимовская свита находится на территории Западной Сибири и характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами, а также аномально высоким пластовым давлением. В литологическом плане месторождения нефти и газа, приуроченные к Ачимовским отложениям, могут быть описаны как толщи с высокой степенью прослаивания мелкозернистого песчаника с ариллитами и алевролитами. Ранее разведка и разработка данных месторождений была приостановлена в связи с тем, что они были признаны экономически неэффективными, а запасы не извлекаемыми, даже несмотря на их объём.

Ключевые слова: геологическое строение ачимовской свиты, описание меловых отложений, литостратиграфическое описание отложений, нефтегазоносность и коллекторский потенциал, петрофизическое обоснование и методика интерпретации ГИС в пластах ачимовских отложений, оценка характера насыщения коллекторов, геологическая характеристика Приобского месторождения.

Zharikova Nailia Khalimovna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields
Saint Petersburg Mining University
zharikova_nkh@pers.spmi.ru

Gorpinchenko Alexey Nikolaevich

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

Annotation. The article discusses the geological features of the structure and characteristics of the Achimov deposits, which occur at an abnormally high formation pressure (more than 600 atmospheres), are complicated by tectonic and lithological screens and are characterized by a multi-phase state of deposits. The Achimov formation is located on the territory of Western Siberia and is characterized by low reservoir properties, as well as abnormally high reservoir pressure. Lithologically, the oil and gas fields associated with the Achimov deposits can be described as strata with a high degree of interbedding of fine-grained sandstone with mudstones and siltstones. Previously, exploration and development of these deposits was suspended due to the fact that they were recognized as economically inefficient, and the reserves were not recoverable, even despite their volume.

Keywords: geological structure of the Achimov suite, description of Cretaceous deposits, lithostratigraphic description of deposits, oil and gas potential and reservoir potential, petrophysical substantiation and method of well logging interpretation in the layers of the Achimov deposits, assessment of reservoir saturation character, geological characteristics of the Priobskoye field.

Введение

Запуск в эксплуатацию ачимовских залежей требует значительных инвестиций – только стоимость строительства ачимовской скважины в 1,5–2 раза превышает стоимость строительства Сенюманской или Неокомской, требуется реконструкция мощностей по сбору и подготовке газа и конденсата к транспорту ввиду высокого содержания конденсата в продукции ачимовских скважин. Учитывая, что запасы газа Сенюманского, а в ряде случаев и Неокомского комплекса близятся к истощению, разработка ачимовских залежей призвана не только поддержать добычу газа и конден-

сата в регионе, но и нарастить её. Кроме того, ввод в промышленную разработку ачимовских залежей позволит загрузить уже существующие мощности по подготовке пластового газа к транспорту на территории Западной Сибири. Ресурсный потенциал ачимовской толщи Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна оценивается более 65 млрд. тонн нефтяного эквивалента. Геологические запасы составляют более 10 млрд тонн нефти, почти 5 трлн м³ газа и около 1,5 млрд тонн конденсата. Причём уровень вовлечения имеющегося потенциала в разработку не превышает 1 % от начальных запасов. Запасы ачимовских залежей только на территории деятельности ООО «Газпром добыча Уренгой» составляет 1,6 трлн м³ газа, около 300 млн тонн конденсата, 25 млн тонн нефти (категории запасов АВ₁С₁), что составляет 35, 76 и 22 % от общего числа запасов категории АВ₁С₁ по обществу соответственно.

Разработка труднодоступных ачимовских залежей является стратегической задачей развития Западно-Сибирского центра газодобычи.

Трудности, которые возникают при разработке месторождений: низкие значения проницаемости и пористости, связанные с глубоководным формированием отложения, а также залеганием пластов на значительных глубинах, бурение которых нередко осложнено тектоническим и литологическим экранированием. С развитием современной науки и техники освоение данных трудноизвлекаемых запасов стало возможным с появлением технологий бурения горизонтальных скважин, а также возможностью проведения мероприятий по интенсификации притока, таких как многостадийный гидравлический разрыв пласта.

На территории Западной Сибири большое количество залежей, приуроченных к различным антиклинальным ловушкам мелового и юрского периодов, были открыты и введены в разработку в середине двадцатого столетия. В данный момент ресурсный потенциал этих залежей практически полностью охвачен промышленной эксплуатацией, а в ряде случаев залежи находятся на завершающих стадиях разработки. Вероятность открытия подобных гигантов как «Большой Уренгой» крайне мала, в связи с чем встаёт вопрос поиска и оценки альтернативных типов месторождений, что является комплексным вопросом с точки зрения технологий и компьютерного моделирования.

Форма линз песчаных пластов-коллекторов даёт возможность предполагать, что перспективными являются не только положительные, но и отрицательные структуры, которые на данный момент недостаточно исследованы разведочным бурением. Большинство геологов-исследователей считает, что ачимовская свита образовалась в результате глубоководных конусов выноса, которые были сформированы турбидитными и мутьевыми потоками. Несмотря на большое количество запасов углеводородов, разработка данной свиты до сих пор не обрела промышленных масштабов, что связано со сложным геологическим строением пластов, нередким тектоническим или литологическим экранированием залежи, низкими показателями пористости и проницаемости, а также аномально высоким пластовым давлением, которое на отдельных участках свиты может достигать до 600 атм.

На сегодняшний день отсутствует стратегия разработки данных отложений в связи с их малой изученностью. Так как углеводородное сырьё является лидирующим энергетическим, экономическим, политическим и тактическим ресурсом, подбор и успешная разработка данных пластов являются первоочередными целями в условиях истощения традиционных пластов-коллекторов.

Геологическое строение Ачимовской свиты

Ачимовские отложения залегают на глубинах около 4000 м (рис. 1) и имеют гораздо более сложное геологическое строение по сравнению с Сенманскими (находятся на глубине 1100–1700 м) и Валанжинскими (1700–3200 м) залежами.

Ачимовская свита расположена на территории северной части Тюменской области (ЯНАО), залегают над баженовской свитой и представляет собой серию линзовидных тел, флюидоупором для которых служат глинистые отложения Надачимовской толщи. Наиболее перспективной на нефть и газ является Нерутинская мегавпадина, а также прилегающие к ней территории. Основными нефтегазоносными зонами являют-

ся отложения Ачимовской свиты, которая ограничена с востока Савуйской клиноформой, а именно пластами АЧБУ₁₂ и АЧБУ₁₆, с севера – краем Нерутинской мегавпадиной (рис. 2), с запада и юга – контур Большехетской мегасинеклизы.

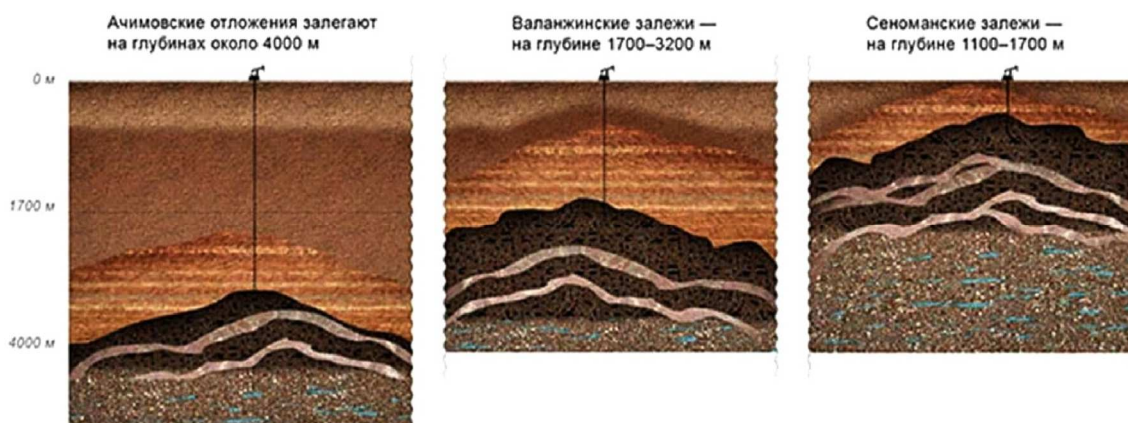


Рисунок 1 – Схема залегания Ачимовских, Валанжинских и Сенюманских отложений

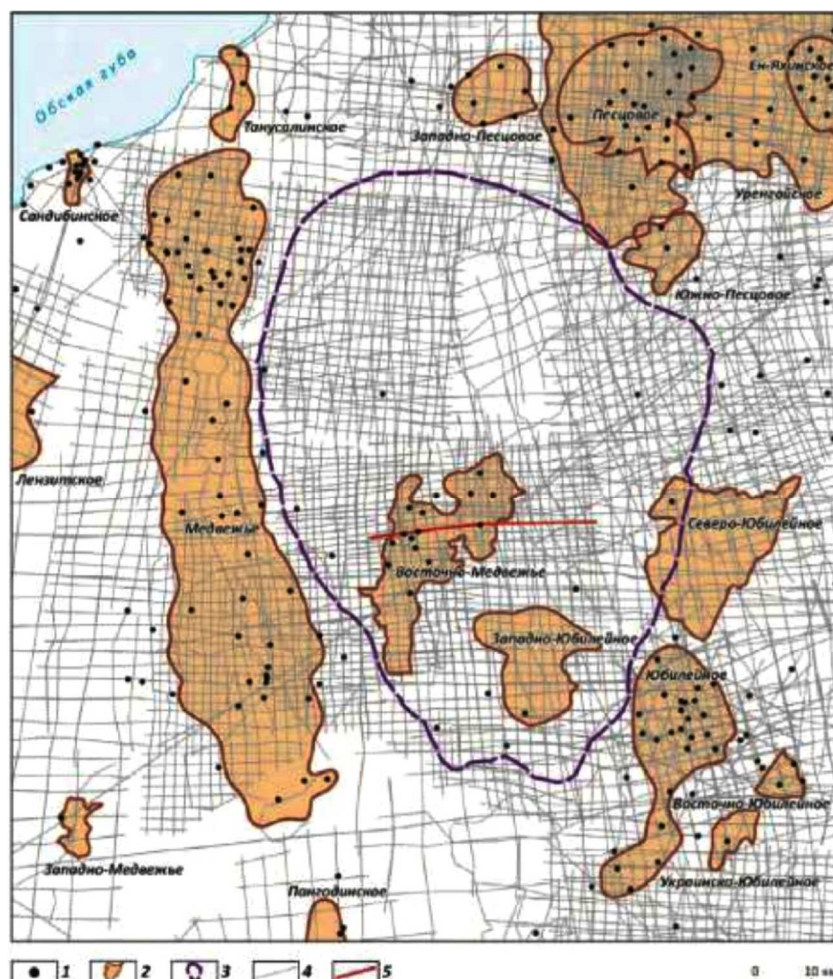


Рисунок 2 – Карта Западно-Нерутинской НГЗ:
 1 – скважины; 2 – месторождения углеводородов;
 3 – Западно-Нерутинская нефтегазоносная зона;
 сейсмические профили: 4 – МОГТ; 5 – МОГТ 7602013

Кровля Ачимовской свиты была отмечена от Юбилейного куполовидного поднятия со значением – 3400 м и до наиболее погружённой части Нерутинской мегавпадины на – 3900 м. Мощность песчаников-коллекторов может достигать до 100 м, согласно

исследованиям для наиболее утолщённых частей тел, называемыми *делоцентрами*, которые находятся в районе Уренгойского и Самбургского месторождений, приурочены наибольшие запасы углеводородов, а также наибольшие значения дебитов.

Геологами сформулирована и принята теория о клиноформном строении ачимовской свиты, доказанным является залегание ачимовской свиты на глинах баженовской свиты, а также наличие двух зон глинизации:

- на западе, связанная с выклиниванием песчаных пластов в дистальной части;
- на востоке, связанная с переходом в алевролитоглинистые накопления.

По результатам палеонтологических исследований керна определено, что ачимовская свита сформирована в диапазоне от Берриаского яруса K_1b на востоке и до Готеривского яруса на западе K_1g .

Общее описание меловых отложений

На изучаемой территории отложения распространяются выдержанно латеральному простирацию и представлены верхним отделом и нижним отделом. В геологическом разрезе нижнего отдела выделяют следующие отложения: Ахская, Черкашинская, Алымская, Викуловская и Ханты-Мансийская свиты, в верхнем же отделе выделяют Ханты-Мансийскую свиту, Уватскую, Кузнецовскую, Березовскую и Ганькинскую свиты (рис. 3).

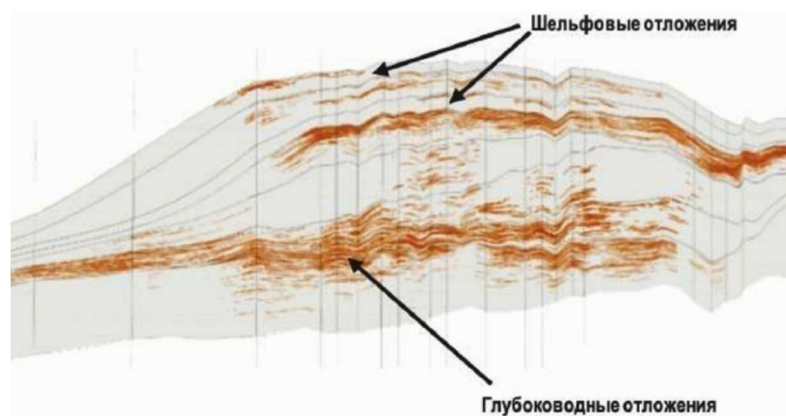


Рисунок 3 – Характерный разрез по пластам

Ахская свита. Разрез свиты по литологическим критериям расчленяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. В свою очередь, нижняя подсвита по литологическому составу разделяется на три части. В основании подсвиты на битуминозных аргиллитах баженовской свиты залегает пачка аргиллитов тёмно-серых, почти чёрных, слабо алевритистых, слюдистых, прослоями известковистых и битуминозных. Эта пачка выделяется в качестве подачимовской, толщиной от 20 до 40 м.

Перекрывается подачимовская пачка отложениями ачимовской толщи. Разрез толщи характеризуется сложным геологическим строением и слагается переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники и алевролиты серые, мелкозернистые, слюдистые, с глинисто-карбонатным цементом с рассеянным углистым детритом. Песчаные пласты характеризуются сложным строением, литологически не выдержаны по площади и, в целом, имеют чешуйчатое залегание. Песчаные пласты ачимовской толщи развиты на востоке и юго-востоке рассматриваемой территории, отсутствуют на большей части центральной и западной площадей. С той или иной степенью условности в разрезе толщи можно выделить песчаные пласты $Aч_1$, $Aч_2$, $Aч_3$ и $Aч_4$. Толщина отложений ачимовской толщи варьирует от 0 на западе до 150 м на востоке и юго-востоке рассматриваемой территории. Возраст пород ачимовской толщи по находкам аммонитов и комплексам фораминифер – валанжинский.

Ачимовская толщина перекрывается надачимовской пачкой аргиллитов тёмно-серых, алевритистых, пропластками известковистых с прослоями песчаников и алевролитов слоистых. На плоскостях наслоения обильный обугленный растительный детрит. Возраст валанжинский-раннеготеривский. Общая толщина пачки изменяется от 80

до 130 м. Верхняя подсвита сложена преимущественно аргиллитами тёмно-серыми, от алевритистых до алевритовых, переходящих в песчаники светло-серые и серые, глинистые и известково-глинистые.

В кровле ахской свиты залегает специфическая по литологии пачка аргиллитов тёмно-серых, приближающихся к серым, тонкоотмученных, прослоями алевритистых, слабо мелкозлюдистых, однородных, прослоями известковистых с остатками пелиципод, с редко встречающимися позвонками рыб. Отложения имеют региональное развитие в Среднем Приобье, служат надёжным литологическим и электрокаротажным репером и известны как пимская пачка. Толщина пачки на изучаемой территории до 220 м. Отложения ахской свиты накапливались в морской обстановке. В осадках свиты встречаются аммониты и фораминиферы берриасского, валанжинского и готеривского возраста. Общая толщина отложений ахской свиты на рассматриваемой территории варьирует от 35 до 415 м.

Надачимовская свита. Общая мощность данной пачки варьируется от 80 до 130 метров, перекрывает ачимовские отложения и состоит из тёмно-серых аргиллитов и алевролитов валанжинского-раннеготеривского возраста с прослоями известняковых песчаников и слоистых алевролитов, также встречается растительный детрит.

В кровле залегает пачка аргиллитов, имеющих тёмно-серый цвет местами ближе к серому, который является тонко отмученным с прослоями мелкозлюдистых алевролитов, также встречаются остатки позвонков рыб и пелиципод. Данные отложения накапливались в глубоководных обстановках осадконакопления, имеют повсеместное региональное развитие, а также служат отличным электрокаротажным маркером, который называется пимская пачка.

Черкашинская свита сложена частым переслаиванием песчано-алевролитовых пород и аргиллитов. Песчано-алевролитовые породы серые и светло-серые, мелкозернистые, прослоями известковистые, слюдистые, в той или иной степени глинистые. Аргиллиты тёмно-серые и серые, прослоями зеленоватые, прослоями тонкоотмученные. Среди аргиллитов и песчаников встречаются прослои глинистых известняков, конкреции сидерита. Редко встречаются двустворки (иноцерамы), чешуя рыб, позвонки, плохой и средней сохранности.

Песчано-алевролитовые осадки группируются в песчаные пласты группы АС. Для них характерна существенная неоднородность по простиранию, выражающаяся в частом литологическом замещении глинистыми разностями пород. По условиям залегания песчано-алевролитовые пласты имеют клиноформный (линзовидный) характер, смещаясь снизу-вверх с востока на запад. Песчаные горизонты АС₇, АС₈, АС₉, АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂ промышленно нефтеносны, толщина отложений свиты изменяется от 290 до 610 м.

Возраст отложений черкашинской свиты по стратиграфической схеме 1990 года и палинологическим комплексам – готерив-барремский.

Алымская свита сложена преимущественно глинами тёмно-серыми, прослоями до чёрных. В верхней части встречаются прослои битуминозных аргиллитов, в нижней – прослои алевролитов и песчаников светло-серых, мелкозернистых, глинистых. Встречаются маломощные прослои глинистых известняков. Породы алымской свиты накапливались в прибрежно-морских условиях. Возраст алымской свиты по палинологическим комплексам датируется как аптский. Толщина свиты изменяется от 190 до 240 м.

Викуловская свита делится на две подсвиты: нижнюю – преимущественно глинистую и верхнюю – песчано-глинистую, с преобладанием песчаников и алевролитов. Нижняя подсвита сложена аргиллитами и глинами тёмно-серыми, плотными, аргиллитоподобными, слюдистыми, алевритистыми. Прослоями алевритистые глины переходят в алевролит глинистый или песчаник мелкозернистый, полимиктовый. Верхняя подсвита сложена преимущественно песчаниками и алевролитами серыми и светло-серыми мелкозернистыми, глинистыми. Прослои аргиллитов и глин имеют подчинённое значение. Для пород викуловской свиты характерно присутствие обильного растительного детрита. Толщина викуловской свиты на рассматриваемом месторождении варьирует от 264 м на западе до 200 м на северо-востоке, минимальные толщины приурочены к приподнятым частям структур, максимальные – к погружённым. Возраст свиты по палинологическим комплексам – апт-альбский.

Ханты-Мансийская свита представлена неравномерным переслаиванием песчано-глинистых пород, причём в нижней части преобладают глинистые разности, в верхней – песчано-алевролитовые. Глины тёмно-серые, плотные, аргиллитоподобные, алевролитистые, слюдистые, с прослоями глинистых известняков и сидеритов. Алевролиты и песчаники, светло-серые и серые, глинистые, не очень крепкие, слюдистые с прослоями глин.

Для пород свиты характерно обилие углистого детрита. Толщина отложений Ханты-Мансийской свиты колеблется в небольших пределах от 292 до 306 м. Возраст свиты по палеологическим комплексам и стратиграфической схеме принимается как альб-сеноманский.

Уватская свита сложена неравномерным переслаиванием песков, алевролитов, слабосцементированных, глинистых, полевошпатово-кварцевых песчаников и алевролитов, а также глин аргиллитоподобных зеленовато-серых и тёмно-серых. Характерно присутствие обугленных и ожелезнённых растительных остатков, углистого детрита, янтаря. Встречаются единичные фораминиферы. Толщина свиты изменяется от 270 м на западе до 300 м на востоке. Возраст отложений свиты по палеологическим комплексам – сеноманский.

Кузнецовская свита представлена глинами серыми и зеленовато-серыми, плотными, с прослоями глауконитовых алевролитов и редко песчаников. Встречаются чешуя рыб, углефицированные растительные остатки, фораминиферы и пелициподы. Много остатков нитевидных водорослей. Толщина кузнецовской свиты изменяется в небольших пределах от 49 до 63 м. Наблюдается некоторое увеличение толщин на западе и на севере месторождения. Возраст осадков кузнецовской свиты по комплексам фораминифер – туронский-раннеконьякский.

Березовская свита подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита сложена переслаиванием глин серых и пепельно-серых монтмориллонитового состава, прослоями опоковидных с опоками серыми и голубовато-серыми. Толщина нижней подсвиты увеличивается на восток и на север площади от 45 до 94 м.

Верхняя подсвита сложена глинами серыми и тёмно-серыми, иногда с зеленоватым оттенком, прослоями опоковидными, кремнистыми, одно-родными, песчанистыми. Толщина верхней подсвиты изменяется от 87 до 133 м. Для березовской свиты в целом характерно присутствие зёрен глауконита, ихтиофауны, а также фораминифер и радиолярий. Толщина березовской свиты варьируется от 132 до 227 м. Возраст свиты по комплексам фораминифер – коньяк-сантон-кампанский.

Ганькинская свита перекрывается согласно осадками талицкой свиты и представлена глинами серыми, зеленовато-серыми, известковистыми, переходящими в мергели, с редкими зёрнами глауконита, конкрециями сидерита, с обломками пелиципод, комплексами фораминифер. Толщина ганькинской свиты изменяется от 55 до 82 м. Встречены фораминиферы маастрихского яруса. Геологический возраст отложений свиты по комплексу фораминифер и радиолярий – позднекампанский-датский.

Литостратиграфическое описание отложений

Ачимовская свита представлена прослаиванием песчано-алевролитового и глинистого материала, которые варьируются от серого до светло-серого цвета, мелкозернистые, с включением растительного детрита, а также слюдистые и известняковые.

В разрезе выделяют 3 толщи:

1) *Подачимовская свита* состоит из тёмно-серых аргиллитов со слабой углеродистостью;

2) *Ачимовская толща* сложена песчаными линзами с прослоями глинистых, также Западно-Нерутинской нефтегазовой зоны светло-серыми песчаниками, с включением олигомиктового, кварцево-слюдистого материалов, от тёмно-серых до серых алевролитов и от бурых до серых аргиллитов;

3) *Надачимовская толща* сложена неравномерно распределёнными по всему разрезу серыми аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников.

В сейсмических исследованиях, согласно литологическим критериям, выделяют три зоны Ачимовской свиты: *западную, центральную глубокоководную и восточную мелкоководную*. Для каждой зоны можно выделить определённые особенности, характеризующие недра.

Западную зону можно охарактеризовать как отложения, в которых преобладают глины с малыми по мощности слоями алевролитов, практически полностью отсутствуют песчаники, а также дугообразное строение без преобладания развитой шельфовой части. В пределах данной зоны залежи УВ не выявлены, на данный момент считается бесперспективной.

Центральная зона характеризуется гидродинамической несвязанностью резервуаров, которые литологически экранированы, выдержанностью коллекторов и покрышек. Преобладает обилие текстур, которые связаны с турбидитовыми отложениями, трещиноватых зон, увеличивается крутизна глиняных склонов, клиноформы перекрывают друг друга (рис. 4).

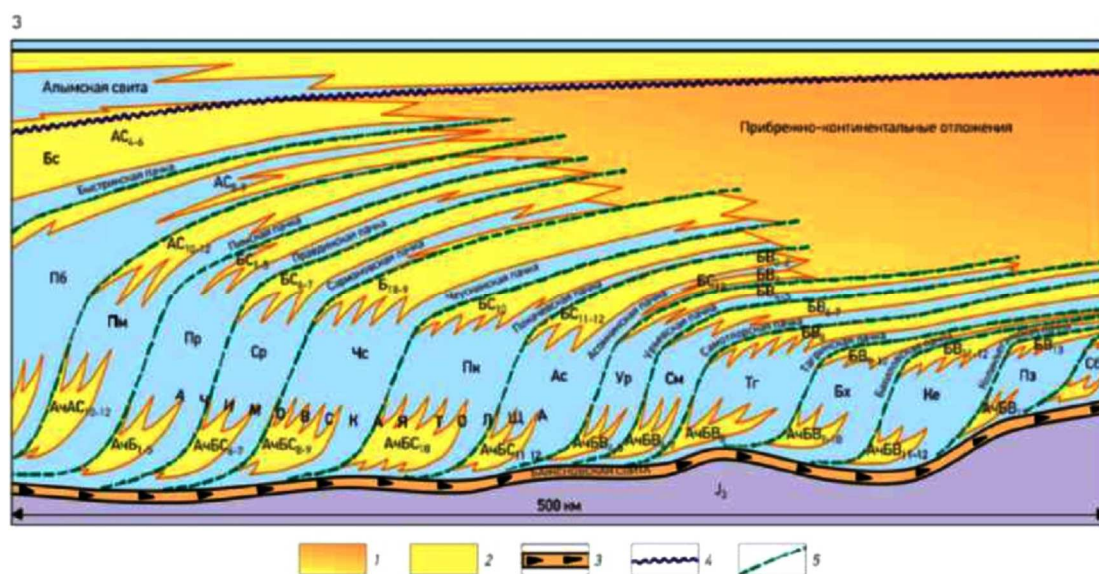


Рисунок 4 – Клиноформы резервуаров

Восточная зона характеризуется незначительными толщинами, отсутствием сигмовидных отражений на сейсмических пачках, а также повышением песчаности.

Также ещё одной закономерностью является увеличение толщин пластов-коллекторов в северном направлении, что связано с пригибанием Западно-Сибирского бассейна.

Нефтегазоносность и коллекторский потенциал

В ачимовской свите залежи углеводородов определены на Восточно-Медвежьей, Юбилейной, Южно-Падинской, Ныдинской, Северо-Юбилейной площадях (рис. 5). Фильтрационно-емкостные свойства ачимовской свиты невысокие, показатели пористости в основном меньше $m = 0,18$, а проницаемость не превышает $k = 5$ мД.

Залежи на территории Нерутинской площади связаны с близкими к проксимальным частям конуса выноса, в которых наблюдается увеличение значения мощности пластов, а также коллекторские свойства незначительно улучшаются вверх по разрезу, при этом в некоторых пластах параметры проницаемости достигают $k = 9, 17, 50, 100$ мД.

Залежи связаны с клиноформными образованиями ачимовской свиты, каждая из которых названа по перекрывающей её глинистой пачке.

В савуйской клиноформе от проксимальной части конуса выноса в направлении к зоне замещения песчаников замечено ухудшение свойств коллектора (рис. 6). В пластах $АЧБН_{16}^3$ значения пористости достигают $m = 0,155$, проницаемости $k = 7$ мД,

Для Нерутинской впадины в ачимовских пластах были найдены следующие типы ловушек углеводородов: литологически экранированные, структурные, структурно экранированные, некоторые из которых нарушены дизъюнктивными движениями.

Ниже приводится описание залежей нефти.

Пласт Ач₂

Территория южного участка Приобского месторождения представляет собой литологически ограниченную залежь (рис. 7). Залежь вскрыта одной скважиной № 615РО на абсолютной отметке – 2746 м. Нефтенасыщенная толщина по скважине – 22,8 м, коэффициент песчаности – 0,5, расчленённость – 17 (табл. 1). Размеры залежи в пределах лицензионного участка 5,8 x 4,9 км. Продуктивность залежи подтверждена опробованием в интервале 2809–2824 м (а.о. – 2754–2769 м), где получен приток нефти дебитом 1,3 м³/сут. и воды дебитом 1,3 м³/сут.

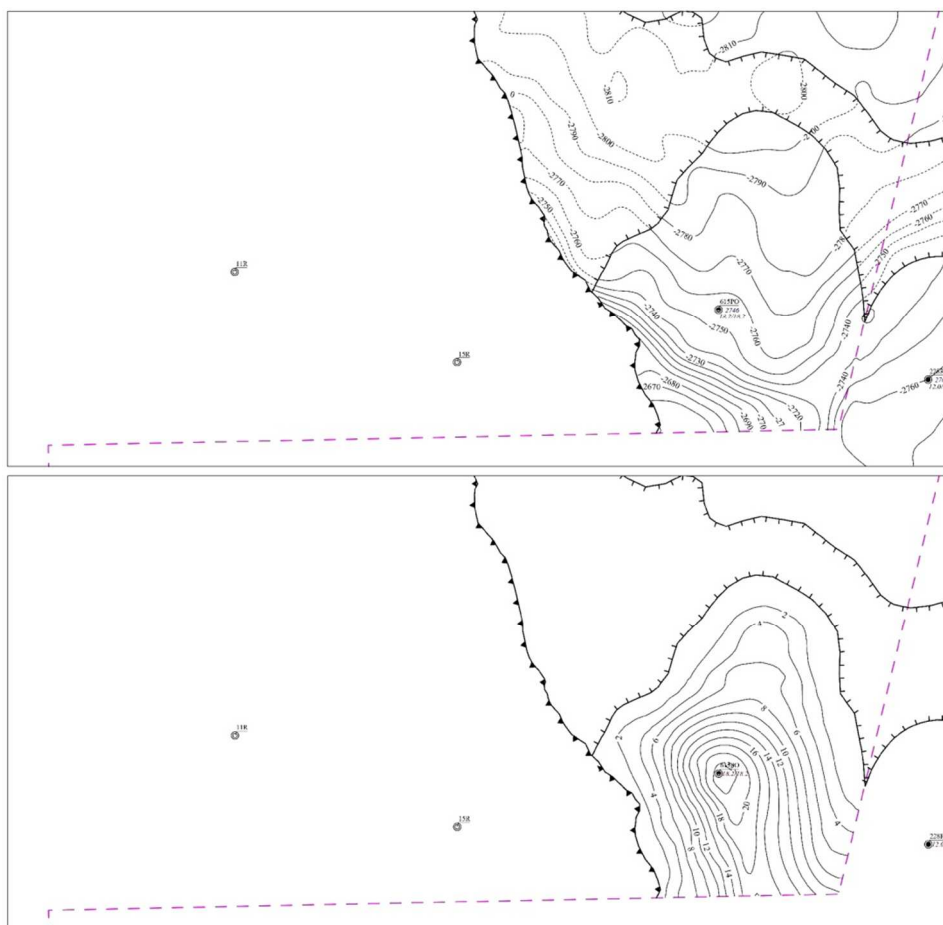


Рисунок 7 – Карта кровли коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Ач₂

Таблица 1 – Характеристика пласта Ач₂ по результатам интерпретации ГИС

№№ n/n	Параметр	Залежь 1
1	Общая толщина	
	количество скважин	6
	минимальное значение, м	15,3
	максимальное значение, м	40,6
	среднее значение, м	29,67
2	Эффективная толщина	
	количество скважин	1
	минимальное значение, м	22,8
	максимальное значение, м	22,8
	среднее значение, м	22,8

Продолжение таблицы 1

3	Эффективная нефтенасыщенная толщина	
	количество скважин	1
	минимальное значение, м	22,8
	максимальное значение, м	22,8
4	среднее значение, м	22,8
	Коэффициент песчаности	
	количество скважин	1
	минимальное значение, м	0,5
5	максимальное значение, м	0,5
	среднее значение, м	0,5
	Коэффициент расчлененности	
	количество скважин	1
6	минимальное значение, м	17
	максимальное значение, м	17
	среднее значение, м	17
	Коэффициент начальной нефтенасыщенности	
6	количество скважин	1
	минимальное значение, м	0,37
	максимальное значение, м	0,37
	среднее значение, м	0,37

Пласт Ач₁

Пласт Ач₁ представляет собой литологически ограниченную залежь (рис. 8). Залежь вскрыта двумя скважинами №№ 15R и 615PO (табл. 2). Размеры залежи в пределах лицензионного участка 13,5 x 5,3 км. Продуктивность залежи подтверждена опробованием в интервале 2772–2799 м (а.о. – 2717–2744 м), где получен безводный приток нефти дебитом 11,1 м³/сут.

Таблица 2 – Характеристика пласта Ач₁ по результатам интерпретации ГИС

№№ п/п	Параметр	Залежь 1
1	Общая толщина	
	количество скважин	11
	минимальное значение, м	5,3
	максимальное значение, м	39,8
2	среднее значение, м	21,11
	Эффективная толщина	
	количество скважин	2
	минимальное значение, м	3,8
3	максимальное значение, м	10,6
	среднее значение, м	7,2
	Эффективная нефтенасыщенная толщина	
	количество скважин	2
4	минимальное значение, м	3,8
	максимальное значение, м	10,6
	среднее значение, м	7,2
	Коэффициент песчаности	
5	количество скважин	2
	минимальное значение, м	0,37
	максимальное значение, м	0,74
	среднее значение, м	0,57
6	Коэффициент расчлененности	
	количество скважин	2
	минимальное значение, м	2
	максимальное значение, м	13
6	среднее значение, м	13
	Коэффициент начальной нефтенасыщенности	
	количество скважин	2
	минимальное значение, м	0,22
6	максимальное значение, м	0,63
	среднее значение, м	0,52

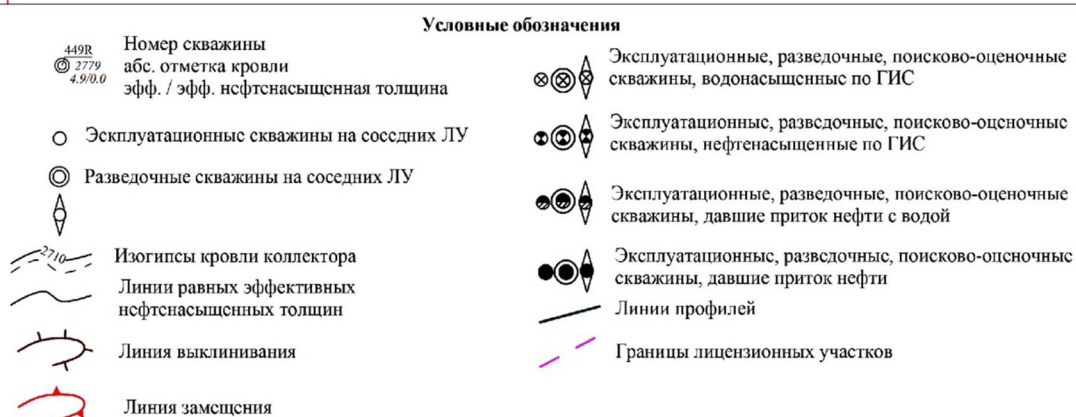
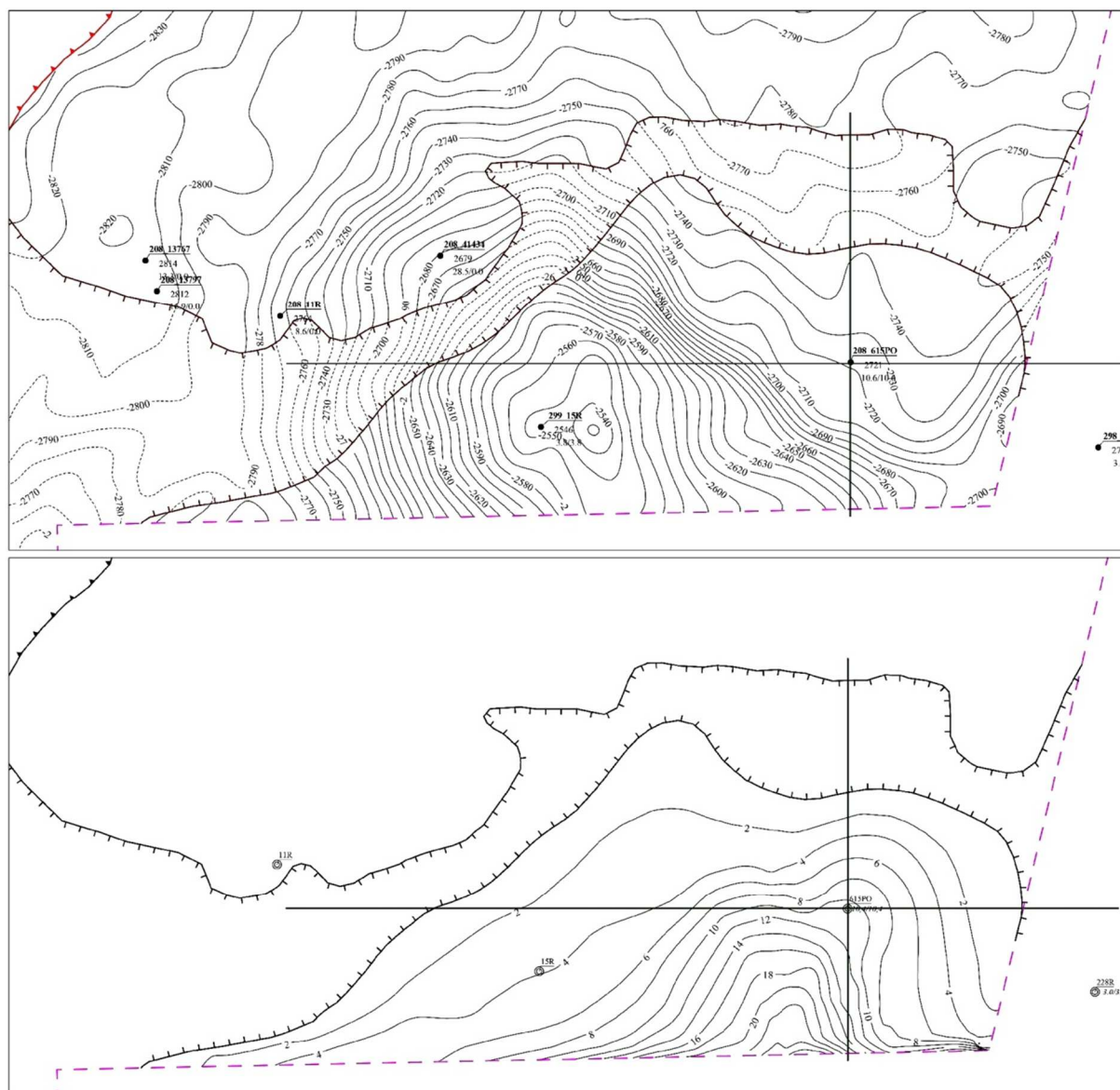


Рисунок 8 – Карта кровли коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Ач₁

Петрофизическое обоснование и методика интерпретации ГИС в пластах Ачимовских отложений

Продуктивными пластами в отложениях ачимовской толщи ЮЛТ Приобского месторождения являются Ач₁ и Ач₂. Для проведения интерпретации данных ГИС в пластах ачимовской толщи использовались граничные значения, критерии выделения

коллекторов и петрофизические зависимости, полученные по результатам исследования керн из пластов А_{ч1} – А_{ч2} в скважине № 615РО. Из этих пластов в данной скважине было отобрано и исследовано 400 образцов (определения пористости и плотности), на 385 образцах измерена газопроницаемость, на 140 образцах выполнены определения водоудерживающей способности. По 36 образцам из рассматриваемых отложений выполнены потоковые измерения (30 образцов на вытеснение и 6 – на ОФП).

Характеристика пород-коллекторов. Обоснование модели коллектора

Пласты А_{ч1} – А_{ч2} в разрезе скважины № 615РО охарактеризованы керном в интервале 2765–2854 м (отобрано 88,9 м керн).

Породы пластов А_{ч1} – А_{ч2} литологически представлены песчаниками, алевролитами и прослоями аргиллитов. По данным гранулометрического анализа большинство исследованных образцов (из 65) представлены песчаниками алевритовыми, реже песчаниками и алевролитами песчаными.

Песчаники светло-серые, преимущественно с буроватым оттенком за счёт признаков УВ (голубовато-жёлтое свечение в УФ свете), от мелко-тонко- до тонко-мелкозернистых (зернистость увеличивается преимущественно вниз по разрезу), от алевритистых до алевритовых, с неравномерным распределением глинистого и карбонатного материалов; с углистым растительным материалом; зёрнами сидерита и интракластами аргиллита, единично алевролита.

По данным гранулометрического анализа содержание алевритовой фракции в песчаниках от 12,1 до 42,1 % и в среднем составляет 22,9 %, глинистой фракции 7,4–12,1 % при среднем значении 9,5 %. Содержание карбонатного цемента варьирует от 5,3 до 31,7 %, в среднем 8,9 %. По результатам термовесового анализа карбонатный цемент представлен в равных долях кальцитом и сидеритом.

Минералогический состав глинистой фракции по результатам рентгенофазового анализа представлен каолинитом (3–58 %), хлоритом (17–66 %), гидрослюдой (13–39 %) и ССО (8–24 %).

На рисунке 9 показано сопоставление начальной и остаточной нефтенасыщенности по керну из ачимовских отложений ЮЛТ Приобского месторождения. Как видно из сопоставления, данные по ОФП хорошо согласуются с результатами экспериментов по вытеснению и позволяют установить достаточно тесную зависимость остаточной нефтенасыщенности от начальной.

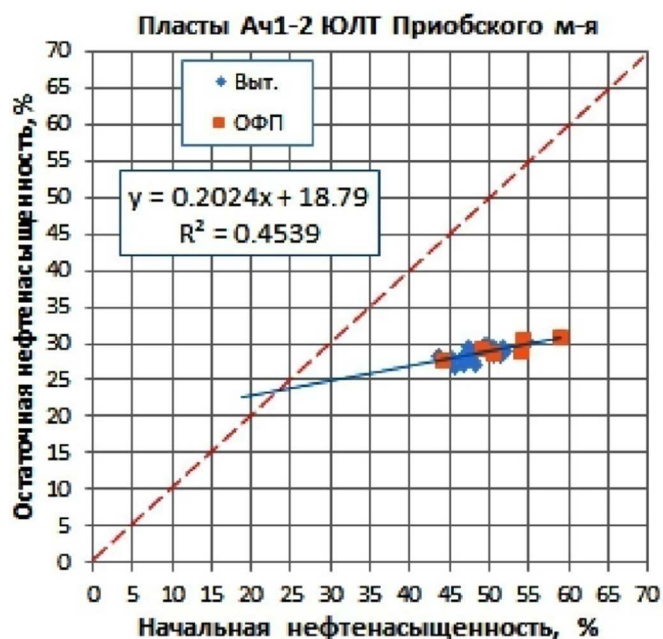


Рисунок 9 – Сопоставление начальной и остаточной нефтенасыщенности по керну из ачимовских отложений ЮЛТ Приобского месторождения

Следует отметить, что во всех приведённых эксперимента моделировалось предельное насыщение образцов нефтью (изначально создавалась остаточная водонасыщенность). Так как пласты Ач₁ – Ач₂ являются недонасыщенными объектами, то в полученные значения начальной и остаточной нефтенасыщенности вводились соответствующие поправки. За начальную нефтенасыщенность принимается величина, обратно пропорциональная водоудерживающей способности $K_{нн} = 100 - K_{вс}$, а полученная остаточная нефтенасыщенность уменьшалась на величину $0,33 \cdot (K_{вс} - K_{во})$.

Зависимость, приведённая на рисунке, позволяет прогнозировать остаточную нефтенасыщенность для всех образцов с измерениями водоудерживающей способности и оценивать для них величину динамической пористости. Это существенно расширяет выборку керн для обоснования граничных значений петрофизических параметров.

На рисунке 10 показано сопоставление расчётной динамической пористости с коэффициентами открытой пористости, газопроницаемости и водоудерживающей способности для пластов Ач₁ – Ач₂, позволяющее обосновать граничные значения петрофизических параметров: $K_{п}^{гр} = 13,4 \%$, $K_{пр}^{гр} = 0,135$ мД, $K_{вс}^{гр} = 76,7 \%$.

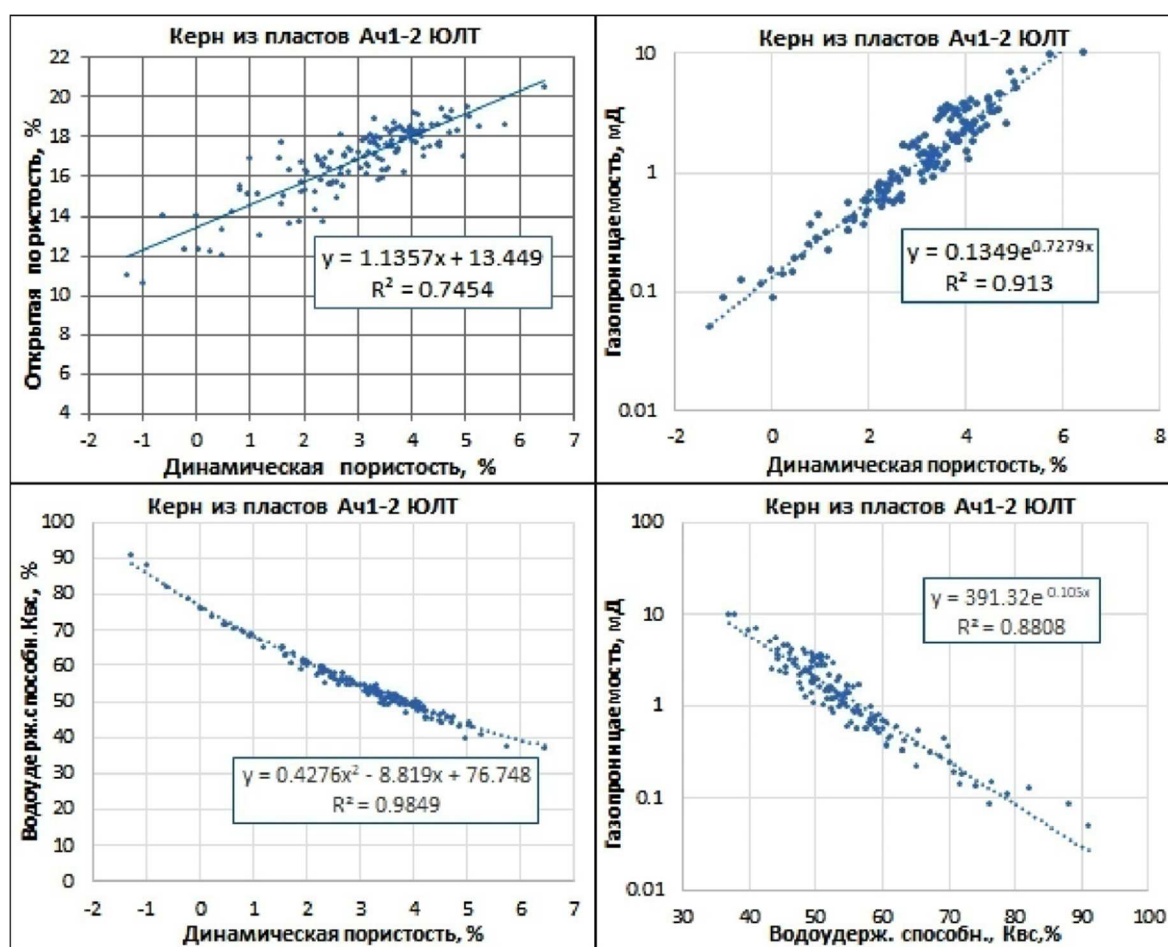


Рисунок 10 – Определение граничных параметров отложений пласта Ач₁ – Ач₂ ЮЛТ Приобского месторождения

Литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов

Продуктивный разрез ачимовских отложений согласно описанию керн и материалам ГИС включает следующие литологические разности – песчаники, алевролиты слабоглинистые и глинистые, аргиллиты и глины, а также плотные прослои, представленные песчаниками и алевролитами с высоким содержанием карбонатного вещества.

Аргиллиты и глины выделяются по максимальным показаниям методов СП, АК и ГК, минимальным значениям бокового, микрометодов и нейтронного методов. Плотные прослои выделяются по максимальным показаниям БК и НК (нейтронного каротажа).

Выделение коллекторов проводилось по комплексу геофизических методов с использованием прямых качественных и косвенных количественных признаков. Прямые качественные признаки обусловлены проникновением в коллекторы фильтрата промывочной жидкости, что приводит к образованию глинистой корки на стенках скважин, положительных приращений на кривых микрозондов, возникновению радиального градиента сопротивлений по показаниям электрических зондов разной глубинности. Дополнительными качественными признаками являются также минимальные показания на диаграммах гамма-метода, отрицательные амплитуды СП, если кривая СП дифференцирована по разрезу.

При отсутствии в комплексе ГИС методов МКЗ и КВ используются косвенные количественные критерии, которые необходимы для выделения коллекторов в наклонных скважинах. Основным количественным критерием в данном разрезе является граничное значение пористости $K_{II}^{ГР}$.

Оценка характера насыщения коллекторов

Для оценки характера насыщения коллекторов ачимовской толщи была построена палетка вида $K_B = f(K_{пр}, K_B^{кр})$ (рис. 11) по данным ОФП керна. На график сопоставления « $K_B - K_{пр}$ » нанесены точки с шифром критической водонасыщенности K_B^* , $K_B^{кр}$ и K_B^{**} , соответствующие однофазному течению нефти, равновероятному двухфазному течению нефти и воды и однофазной фильтрации воды. Линии граничных значений K_B^* и K_B^{**} делят область сопоставления $K_B - K_{пр}$ на три зоны качественного определения характера насыщения: «нефть», «нефть + вода», «вода».

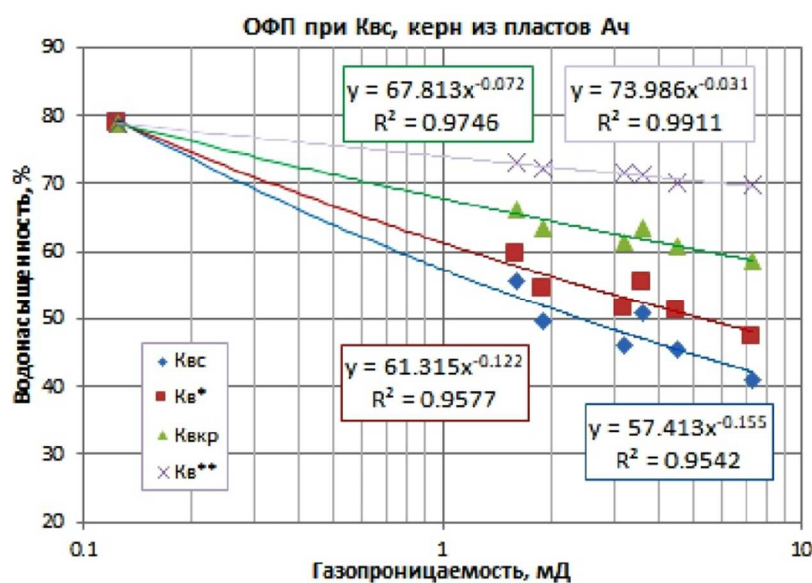


Рисунок 11 – Зависимости критической водонасыщенности от газопровоницаемости по данным ОФП керна из пластов Ач ЮЛТ Приобского месторождения

Краткая геологическая характеристика Приобского месторождения

Приобское нефтяное месторождение находится в Тюменской области в Ямало-Ненецком автономном округе. Возраст ачимовской свиты, к которой приурочено месторождение, относится к нижнемеловому периоду, а отложения широко распространены на территории Западной Сибири. В литологическом плане месторождение характеризуется переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов. Месторождение приурочено к отложениям глубоководной обстановки осадконакопления, а именно к отложениям турбидитовых потоков (рис. 12).

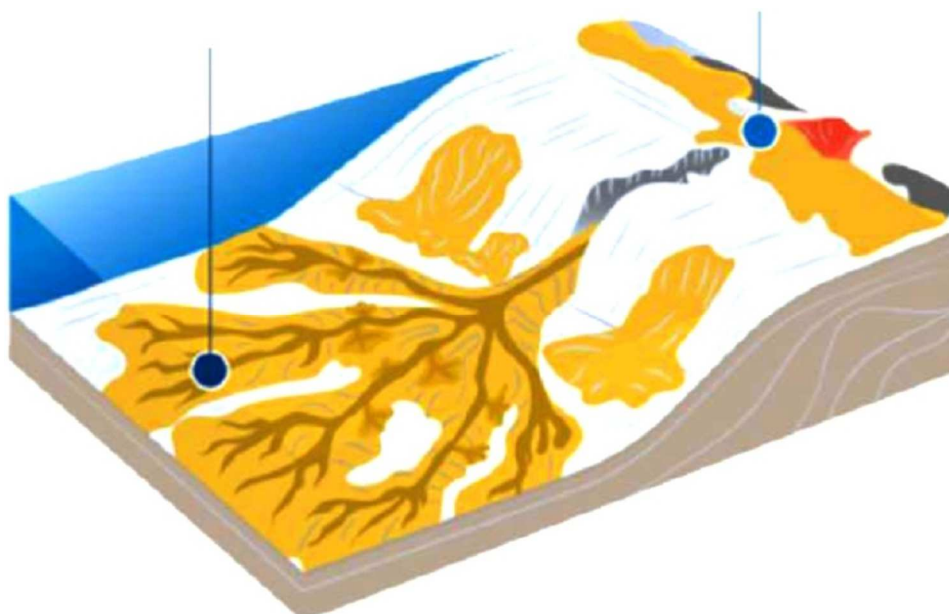


Рисунок 12 – Концептуальная модель отложений

Месторождение приурочено к Нерутинской мегавпадине и имеет сложное строение, не выдержанное по площади, отложения не залегают на баженовской свите, которая является маркерным горизонтом на данной территории, и широко распространены на всей Западной Сибири.

На Приобском месторождении главные нефтеносные горизонты приурочены к песчаным фондоформенным телам, которые относятся к глубоководным обстановкам осадконакопления.

Месторождение характеризуется сложным строением, площадь залежей газа и нефти относится к литологической границе коллекторов, распространённых в подводных конусах выноса глубоководной части бассейна, приуроченных к осадкам многочисленных турбидитных потоков.

В пределах месторождения порода-коллектор имеет типичное клиноформное строение. На месторождении выделяется 8 основных клиноформ, в подошвах которых находятся отражающие горизонты $Id - Id_7$.

Нижнехетская свита (возраст берриас-валанжин) представляется аргиллитом и алевролитом с карбонатным цементом, также в нижней части свиты встречаются песчаники.

В таблице 3 приведены основные характеристики месторождения.

Нефть может быть охарактеризована как лёгкая с низким содержанием газа и средней плотностью (табл. 4, рис. 13), в то время как порода характеризуется низкими фильтрационными свойствами и аномально высоким пластовым давлением в нижнем пласте.

Таблица 3 – Основные характеристики коллектора

Свойство	Пласт 1	Пласт 2	Пласт 3
Кровля, м	-3300	-3350	-3400
Нефтеносная площадь, 10^8 м^2	6,081	6,370	3,1
Нефтенасыщенная толщина, м	22	25	29
Проницаемость, мД	0,98	0,98	0,98
Пористость, %	16	16	18
Насыщенность нефти, доли ед.	0,62	0,62	0,68
Начальное давление, бар	320	320	570
Начальная температура, °С	88,0	88,1	88,1
Сжимаемость породы, 10^{-9} бар	2	2	2
Тип залежи	литологически ограниченные, линзовидные		
Тип коллектора	терригенный, поровый		

Таблица 4 – Свойства пластовых флюидов

Свойство	Пласт 1, 2 и 3
Вязкость нефти в пластовых условиях, сП	1,4
Давление насыщения, бар	51
Растворённый газ, м ³ /м ³	45,8
Сжимаемость нефти, 10 ⁻⁵ бар	11,2
Объёмный коэффициент	1,11
Содержание серы в нефти, %	0,1
Содержание парафина в нефти, %	4,67
Сжимаемость воды, 10 ⁻⁵ бар	3
Плотность воды в поверхностных условиях, г/см ³	1,014
Вязкость воды, сП	0,33

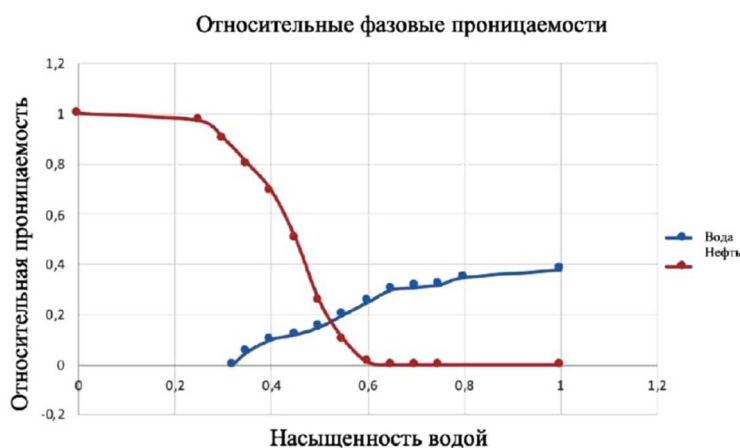


Рисунок 13 – Относительные фазовые проницаемости

Литература

1. Дополнение к технологической схеме разработки Приобского нефтяного месторождения в пределах Южной лицензионной территории ХМАО: в 4-х книгах / Отв. исп. Карпов А.А. – СПб., 2020.
2. Модель формирования и текстурные особенности по-род ачимовского комплекса севера Западной Сибири: учебное пособие / В.Н. Бородкин [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2011. – 84 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
4. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / С.А. Горбунов [и др.]. – М. : Издательство Академии горных наук, 2000. – 247 с.
5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
7. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: в 2 томах: учебное пособие. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021. – Т. 1–2.
8. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
9. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
10. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 9. – С. 1630–1642.
11. Ключевые проблемы освоения Ачимовских отложений на разных масштабах исследования / М.В. Букатов [и др.] // Профессионально о нефти. – 2018. – № 2 (8). – С. 16–21.
12. Григулецкий В.Г. Опытные-промышленные работы при цементировании обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского месторождения // Нефтегазовые технологии. – 2007. – № 11. – С. 2–14.

13. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российского нефтегазового дела // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 5. – С. 19–28.
14. 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.
15. 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.
16. Контроль деформаций зданий и сооружений на застроенных территориях в пределах горных отводов месторождений нефти и газа в условиях Крайнего Севера / Ю.И. Кантемиров [и др.] // Записки Горного института. – 2010. – Т. 185. – С. 247–249.
17. Освоение участков ачимовских отложений ООО «Газпром добыча Уренгой» / А.Ю. Корякин [и др.] // Научный журнал Российского газового общества. – 2017. – № 3. – С. 21–28.
18. Опытнo-промышленные ремонтно-изоляционные работы на сеноманских скважинах Уренгойского НГКМ / Г.А. Ланчаков [и др.] // Газовая промышленность. – 2006. – № 3. – С. 54–56.
19. Мухидинов Ш.В., Беляков Е.О. Определение интервалов с наличием подвижной воды в отложениях ачимовской толщи // PRНефть. Профессионально о нефти. – 2020. – № 4 (18). – С. 34–39.
20. Попов С.Н., Кашников Ю.А. Численное моделирование индикаторных диаграмм скважин, вскрывших ачимовские отложения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 9–10. – С. 40–44.
21. Сопнев Т.В., Бекетов С.Б. Уточнение газогидродинамической модели сеноманской газовой залежи Южно-Русского месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2–2. – С. 162–173.
22. Повышение достоверности интерпретации гидродинамических исследований скважин, вскрывающих ачимовские отложения Уренгойского месторождения / В.П. Тюрин [и др.] // Газовая промышленность. – 2019. – № 1 (779). – С. 36–42.
23. Анализ выработки запасов газа и конденсата Западно-Ярoяхинского лицензионного участка / С.И. Шиян [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 9 (633). – С. 5–17.
24. Щипанов П.А., Козьминых Н.В. Расчёт забойного давления в газоконденсатных скважинах, вскрывающих ачимовские отложения с учётом жидкой фазы // Сборник трудов Международной научно-практической конференции имени Д.И. Менделеева, посвящённой 90-летию профессора Р.З. Магарила (25–27 ноября 2021 года, г. Тюмень). – Тюмень : Издательство Тюменского индустриального университета, 2022. – С. 385–387.
25. Rogachev M.K., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia // Journal of Mining Institute. – 2019. – Vol. 240. – P. 711–715.

References

1. Addition to the technological scheme for the development of the Priobskoye oil field within the southern licensed territory of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug: in 4 books / Ed. Spanish Karpov A.A. – SPb., 2020.
2. Formation model and textural features of the rocks of the Achimov complex in the north of Western Siberia: textbook / V.N. Borodkin [et al.]. – Tyumen : Tsogu, 2011. – 84 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiyчук R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : LLC «Publishing House – South», 2016. – 576 p.
4. Geology and oil and gas potential of the Achimov strata of Western Siberia / S.A. Gorbunov [et al.]. – M. : Publishing house of the Academy of Mining Sciences, 2000. – 247 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical foundations for the development of oil and gas fields. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
6. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Ed. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
7. Savenok O.V. Designing the development of oil fields: in 2 volumes: textbook. – Ukhta : Ukhta State Technical University Publishing House, 2021. – Vol. 1–2.
8. Berezovsky D.A., Lavrentiev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling from the point of view of establishing the conditions for the onset of factors complicating production // Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
9. Technologies and principles of development of multilayer deposits / D.A. Berezovsky [et al.] // Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
10. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. Geological structure and prospects for the oil and gas potential of the Achimov strata of the West Nerutinsky oil and gas zone // Geology and Geophysics. – 2015. – Vol. 56. – № 9. – P. 1630–1642.

11. Key problems of the development of Achimov deposits on different scales of research / M.V. Bukatov [et al.] // Professionally about oil. – 2018. – № 2 (8). – P. 16–21.
12. Griguletsky V.G. Pilot work in cementing casing strings of gas wells of the Pestsovaya area of the Urengoy field // Neftgazovye tekhnologii. – 2007. – № 11. – P. 2–14.
13. Griguletsky V.G. Watering of deposits is a fundamental issue of modern Russian oil and gas business // Oil, gas and business. – 2007. – № 5. – P. 19–28.
14. Griguletsky V.G., Petrescu V.I. Improving the efficiency of cementing casing strings of gas wells in the Pestsovaya area of the Urengoy field (part I) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2008. – № 1. – P. 40–50.
15. Griguletsky V.G., Petrescu V.I. Improving the efficiency of cementing casing strings of gas wells in the Pestsovaya area of the Urengoy field (part II) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2008. – № 2. – P. 43–49.
16. Control of deformations of buildings and structures in built-up areas within the mining allotments of oil and gas fields in the conditions of the Far North / Yu.I. Kantemirov [et al.] // Notes of the Mining Institute. – 2010. – Vol. 185. – P. 247–249.
17. Development of areas of Achimov deposits of OOO Gazprom dobycha Urengoy / A.Yu. Koryakin [et al.] // Scientific Journal of the Russian Gas Society. – 2017. – № 3. – P. 21–28.
18. Pilot-industrial repair and insulation works at the Cenomanian wells of the Urengoy oil and gas condensate field / G.A. Lanchakov [et al.] // Gas industry. – 2006. – № 3. – P. 54–56.
19. Mukhidinov Sh.V., Belyakov E.O. Determination of intervals with the presence of mobile water in the deposits of the Achimov stratum // PROneft. Professionally about oil. – 2020. – № 4 (18). – P. 34–39.
20. Popov S.N., Kashnikov Yu.A. Numerical modeling of indicator diagrams of wells that penetrated Achimov deposits // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. – 2005. – № 9–10. – P. 40–44.
21. Sopnev T.V., Beketov S.B. Refinement of the gas-hydrodynamic model of the Cenomanian gas deposit of the Yuzhno-Russkoye field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2–2. – P. 162–173.
22. Improving the reliability of the interpretation of hydrodynamic studies of wells penetrating the Achimov deposits of the Urengoy field / V.P. Tyurin [et al.] // Gas industry. – 2019. – № 1 (779). – P. 36–42.
23. Analysis of the development of gas and condensate reserves of the Zapadno-Yaroyakhinsky license area / S.I. Shiyan [et al.] // Oilfield business. – 2021. – № 9 (633). – P. 5–17.
24. Shchipanov P.A., Kozminykh N.V. Calculation of bottomhole pressure in gas condensate wells penetrating Achimov deposits taking into account the liquid phase // Proceedings of the International Scientific and Practical Conference named after D.I. Mendeleev, dedicated to the 90th anniversary of Professor R.Z. Magarila (November 25–27, 2021, Tyumen). – Tyumen : Publishing house of the Tyumen industrial university, 2022. – P. 385–387.
25. Rogachev M.K., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia // Journal of Mining Institute. – 2019. – Vol. 240. – P. 711–715.