

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА НАСЫЩЕНИЕ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Д.А. Кузьмин^{1,*}, К.В. Коняшкина¹, Н.В. Морозов¹, Д.Ю. Калачева¹, А.Е. Шохин¹,
А.Г. Борисов²

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²Сколковский институт науки и технологий, РФ, Москва

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Ловушки ачимовской толщи характеризуются сложным строением и труднопредсказуемым характером распределения свойств коллектора. Результаты геолого-разведочных работ (ГРП) показывают значительную степень неопределенности и в прогнозе типа насыщения: может наблюдаться неслучайная смена флюида (углеводороды/вода) как по разрезу, так и по площади.

Цель. Разработка экспертной системы с параметрической оценкой уверенности и привлекательности опций ачимовской толщи в портфеле ГРП.

Материалы и методы. Сформулирован пул из 9 геологических гипотез, каждая из которых затрагивает определенный аспект строения резервуара или процессов его заполнения углеводородами (УВ). Разработанные алгоритмы проверки позволили проверить гипотезы на тестовых участках.

Результаты. Выполнено ранжирование гипотез по степени влияния на прогноз типа насыщения, разработаны верификационные критерии, предложена последовательность приоритизации перспективных зон и объектов с учетом явных и неявных геологических факторов.

Заключение. Ни одна гипотеза не может в полной мере объяснить отсутствие закономерности в смене характера насыщения. Вероятно, гипотезы необходимо рассматривать в совокупности. С достаточной уверенностью тип насыщения могут предсказать только гипотезы, которые описывают факторы миграции УВ. Проявление неоднородности в строении коллектора обуславливает различный характер в распределении капиллярных давлений и, как следствие, различный характер насыщения флюидами.

Ключевые слова: нефть, вода, конуса выноса, флюидоупор, глинистые перемычки, литогенез, прогнозирование коллектора, 3D, HMT, очаг генерации, миграция УВ, тектонические нарушения, аномальные кольцевые зоны, аномальный разрез баженовской свиты, ачимовская толща, Западная Сибирь

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Кузьмин Д.А., Коняшкина К.В., Морозов Н.В., Калачева Д.Ю., Шохин А.Е., Борисов А.Г. Анализ влияния геологических факторов на насыщение ачимовской толщи в Западной Сибири. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2026;11(1):6–22. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-1-6-22>

Статья поступила в редакцию 25.12.2025

Принята к публикации 19.01.2026

Опубликована 30.03.2026

ANALYSIS OF THE GEOLOGICAL FACTORS INFLUENCE ON THE SATURATION OF THE ACHIMOV
FORMATION IN WESTERN SIBERIA

Dmitry A. Kuzmin^{1,*}, Ksenia V. Konyashkina¹, Nikita V. Morozov¹, Dariya Yu. Kalacheva¹,
Andrey E. Shokhin¹, Alexandr G. Borisov²

¹Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

²Skolkovo Institute of Science and Technology, RF, Moscow

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Achimov Formation traps are characterized by a complex structure and difficultly predictable nature of the distribution of the reservoir properties. The results of geological exploration show a significant degree of uncertainty in the prediction of the type of saturation: there may be an irregular change of fluid (HC/water) both in the section and in the area.

Purpose. Development of the expert system with a parametric assessment of the confidence and attractiveness of the options of the Achimov Formation in the portfolio of geological exploration.

Materials and methods. The pool of 9 geological hypotheses was formulated, each of which addresses a specific aspect of the reservoir structure or the processes of its filling with hydrocarbons. The developed verification algorithms allowed to check the hypotheses on test sites.

Results. The hypotheses were ranked according to their impact on the prediction of saturation type, verification criteria were developed, and a sequence of prioritization of promising zones and objects was proposed, taking into account both explicit and implicit geological factors.

Conclusion. No single hypothesis can fully explain the observed irregularity in the change of saturation patterns. It is likely that hypotheses should be considered in combination. Only hypotheses that describe the factors of hydrocarbon migration can predict the type of saturation with sufficient certainty. The heterogeneity

in the reservoir structure causes different patterns of capillary pressure distribution and, consequently, different patterns of fluid saturation.

Keywords: oil, water, turbidites, seal, clay beds, lithogenesis, reservoir forecasting, 3D, oil source formation, generation center, hydrocarbon migration, tectonic faults, abnormal ring zones, abnormal Bazhenov section, Achimov formation, Western Siberia

Conflict of interests: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Kuzmin D.A., Konyashkina K.V., Morozov N.V., Kalacheva D.Yu., Shokhin A.E., Borisov A.G. Analysis of the geological factors influence on the saturation of the Achimov formation in Western Siberia. PRONEFT. Professionally about oil. 2026;11(1):6–22. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-1-6-22>

Manuscript received 25.12.2025

Accepted 19.01.2026

Published 30.03.2026

ВВЕДЕНИЕ

Несмотря на достаточно длительный период изучения, уже более 60 лет, отложений ачимовской толщи (АТ) неокома Западной Сибири, результаты геолого-разведочных работ (ГРП) нередко показывают значительную степень неуверенности при прогнозе типа насыщения в конусах выноса турбидитовых потоков. Нередки случаи, когда при разбуривании предположительно однородного конуса получают различный характер притока (УВ, вода) в разных его частях. В районах развития «северной ачимовки» (к востоку от Обской губы) на ряде поднятий отмечается наличие подвижной воды в их сводовых частях при нефтенасыщении крыльевых зон. Ответом на указанные вызовы стал проект «НИР-насыщение» (научно-исследовательская работа). Цель проекта: разработка экспертной системы с параметрической оценкой уверенности и привлекательности опций АТ в портфеле ГРП. Перед НИР были поставлены 3 основные задачи:

- какие геологические факторы влияют на распределение насыщения;
- как можно прогнозировать (и можно ли вообще) тип насыщения;
- каким образом встроить результаты НИР в процесс ГРП на ачимовские объекты.

Проект выполнялся в несколько стадий:

1. Генерация гипотез, выбор тестовых участков
2. Проверка гипотез
3. Анализ результатов проверки гипотез
4. Результаты НИР-насыщение для оценки опций ГРП

ГЕНЕРАЦИЯ ГИПОТЕЗ, ВЫБОР ТЕСТОВЫХ УЧАСТКОВ

Этап анализа проблематики показал, что не существует единого мнения среди специалистов, как распределяется тот

или иной тип насыщения в ловушках ачимовской толщи. Серия коммуникаций с экспертами, геологами, разработчиками, петрофизиками, сейсмиками помогла сформировать пул гипотез, каждая из которых, как представлялось, могла в какой-то мере приблизить к пониманию обозначенных проблем. Отбраковка заведомо нерабочих вариантов сократила перечень до 9 гипотез:

- зависимость насыщения ачимовской толщи от удаленности от очага генерации;
- аномальные кольцевые зоны (АКЗ) — каналы миграции;
- связь нефтеносности ачимовской толщи с нефтеносностью шельфовой формации;
- тектонические нарушения как канал миграции;
- аномальный разрез бажендовской свиты;
- гидродинамически изолированные линзы;
- литогенетические преобразования глинистых пород («отжим» воды);
- глинистые перемычки АТ как дополнительные источники обводнения;
- влияние вещественно-структурных характеристик на насыщение переходной зоны.

ДЛЯ ДОСТОВЕРНОГО ПРОГНОЗА ТИПА НАСЫЩЕНИЯ ЛОВУШЕК АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ РАССМОТРЕНА СЕРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ГИПОТЕЗ, ПОЗВОЛИВШИХ РАЗРАБОТАТЬ КЛЮЧЕВЫЕ КРИТЕРИИ И НА ИХ НА ОСНОВЕ ПРЕДЛОЖИТЬ ОЧЕРЕДНОСТЬ ОСВОЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН С ЦЕЛЬЮ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ В ПОРТФЕЛЕ ГРП.

По каждой гипотезе был разработан алгоритм проверки — определенная последовательность пошаговых действий, которые необходимо выполнить, чтобы подтвердить или опровергнуть гипотезу.

Выбор приоритетных участков для проверки осуществлялся на основе полноты изученности геолого-геофизическими материалами, методами исследований и понимания, какие

методы требуются для проверки той или иной гипотезы.

ПРОВЕРКА ГИПОТЕЗ

ЗАВИСИМОСТЬ НАСЫЩЕНИЯ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ ОТ УДАЛЕННОСТИ ОТ ОЧАГА ГЕНЕРАЦИИ УВ (ГИПОТЕЗА 1)

Тезис: тип насыщения определяется положением ловушки относительно локального очага генерации и так называемого буфера миграции — области вокруг очага.

Эмиграция углеводородов (УВ) из очага происходит преимущественно по закону Дарси во все стороны. Ловушки, находящиеся в пределах буфера миграции, с более высокой вероятностью будут заполнены УВ, чем ловушки вне буфера миграции (они останутся заполнены водой).

Гипотеза получила подтверждение при проверке участков в южной части Ямало-Ненецкого автономного округа, где выделена группа локальных очагов с многочисленными залежами, расположенными в пределах буферных зон (рис. 1). В центральной части рассматриваемой территории по результатам бурения из ловушек АТ на ряде участков получены притоки воды. Данные районы располагаются между очагами и буферами миграции, что подтверждает тезис гипотезы.

Основные выводы:

- чем ближе ловушка располагается к очагу генерации, тем выше вероятность заполнения УВ;
- ширина буфера миграции зависит от различных параметров, определяется в процессе построения бассейновой модели и является одним из факторов неопределенности.

Заключение: гипотеза влияет на формирование распределения типа насыщения в ловушках отложений ачимовской толщи.

АНОМАЛЬНЫЕ КОЛЬЦЕВЫЕ ЗОНЫ — КАНАЛЫ МИГРАЦИИ (ГИПОТЕЗА 2)

Тезис: аномальные кольцевые зоны (АКЗ) — поисковый признак наличия залежей в непосредственной близости и отсутствия залежей внутри АКЗ.

АКЗ — один из типов флюидодинамических структур, распространенных в пределах северной части ЯНАО (рис. 2). По мнению А.А. Нежданова, АКЗ — области разуплотненного газонасыщенного разреза, аномальной записи сейсмического поля, области восходящей субвертикальной миграции флюидов [1].

АКЗ хорошо картируются по данным сейсмических наблюдений и имеют следующие признаки (рис. 2) [1, 2, 3]:

- округлые в плане объекты на картах толщин;

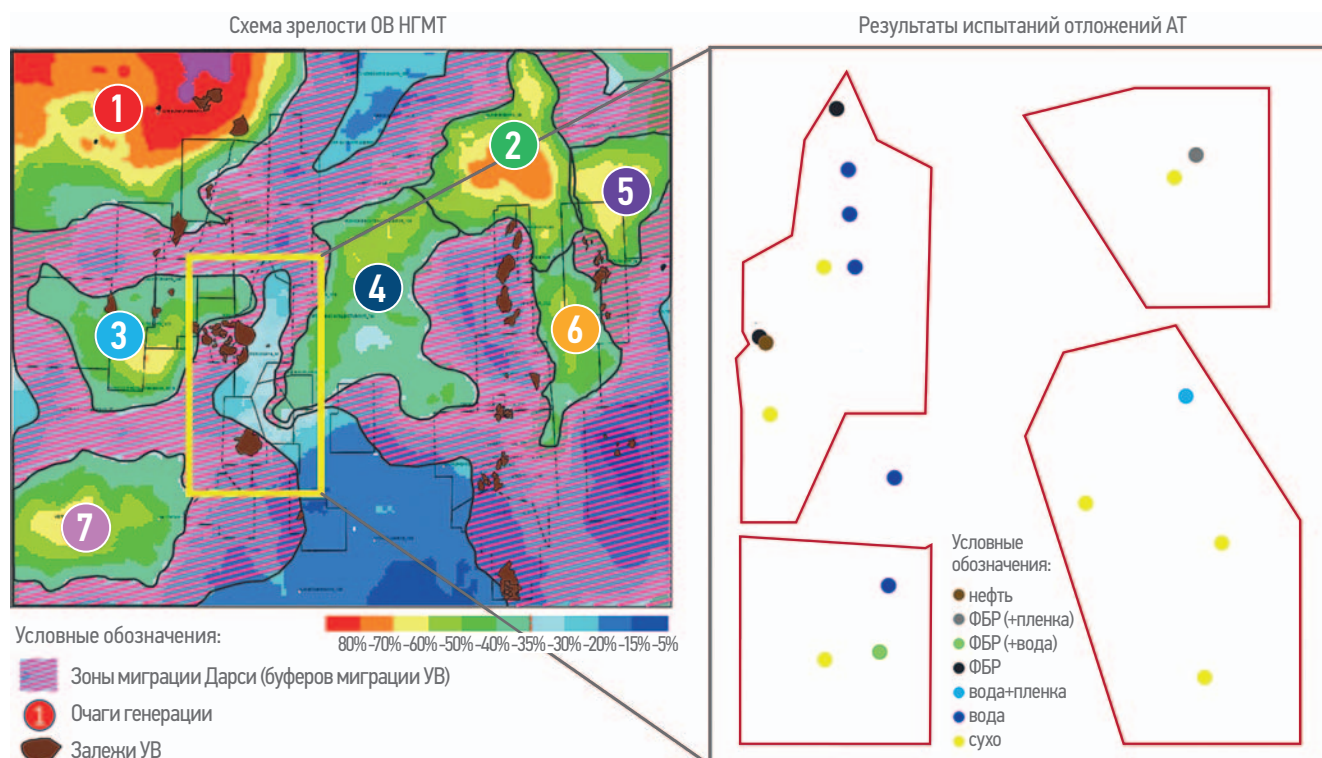
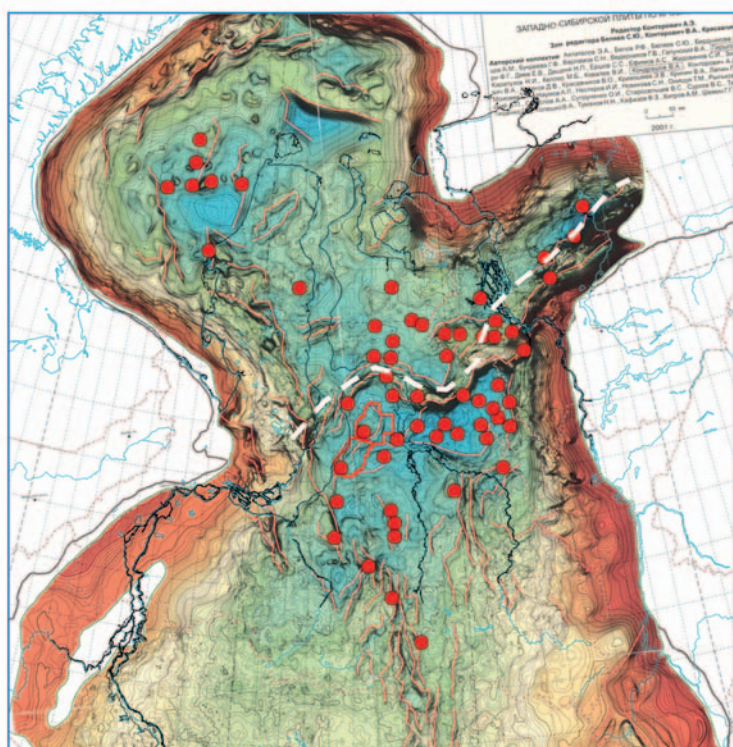


Рис. 1. Результаты проработки гипотезы 1. Составлено авторами
Fig. 1. The results of the study of hypothesis 1. Prepared by the authors

Пример выделения АКЗ на временном разрезе



АКЗ (ГСА, ИКС, ПКД, газовая труба, солитон)

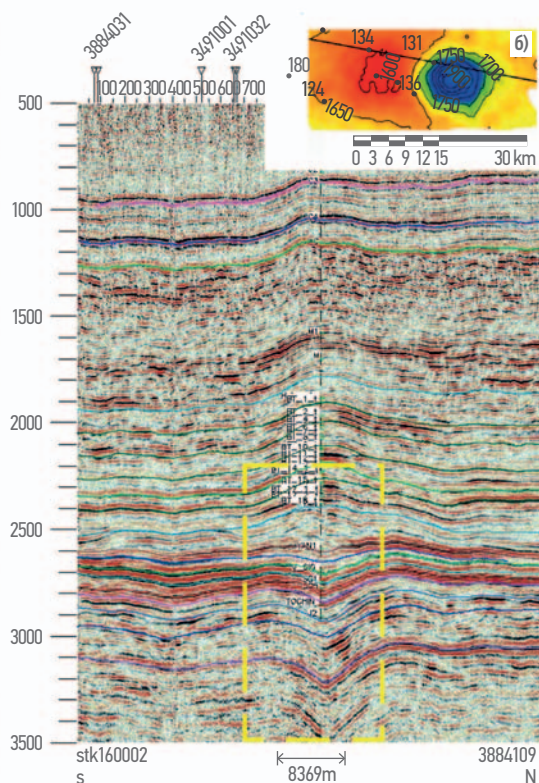


Fig. 2. Distribution scheme and characteristics of AKZ. Prepared by the authors [1]

- скоростная аномалия АКЗ, вероятнее всего, связана с наличием зоны разуплотнения (трещиноватости). Нарушение целостности покрышки в районе АКЗ не способствует увеличению аномально высокого пластового давления (АВПД) и/или формированию скоплений УВ газа;
- АКЗ могут являться негативным фактором, который свидетельствует о нарушении целостности покрышки, способствует вторичной миграции УВ и, вероятно, росту обводненности залежей. Данный

факт может служить одной из вероятных причин обводненности сводовой части залежи одного из месторождений северной ачимовки;

- АКЗ могут быть и позитивным фактором, который способствует повышению перспективности ловушек, расположенных над аномалией, но не затронутых ей, за счет «разрушения» нижележащих залежей.

Заключение: гипотеза условно влияет на распределение типа насыщения в ловушках ачимовской толщи. Относится к категории академических, труднопроверяемых обычными геолого-геофизическими методами.

СВЯЗЬ НЕФТЕНОСНОСТИ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ С НЕФТЕНОСНОСТЬЮ ШЕЛЬФОВОЙ ФОРМАЦИИ (ГИПОТЕЗА 3)

Тезис: гипотеза рассматривает возможную гидродинамическую связь в виде проницаемых склоновых каналов, связывающих ловушки в АТ и на шельфе в пределах единого клиноциклита. При наличии подобной связи более легкий

флюид (нефть или газ) может мигрировать в область шельфа, а в ачимовской ловушке останется вода.

Проверка данной гипотезы подразумевает обязательное наличие:

- сейсмической съемки МОГТ 3D, отработанной в области фонда-, клино- и ундаформы с разбуренными ловушками;
- расчета AVO-атрибутов в целевом интервале для локализации развития коллектора.

Наиболее корректно вывод о наличии/отсутствии гидродинамической связи возможно сделать при сравнении результатов изотопного анализа нефтей ачимовской и шельфовой залежей, однако подобного рода данные, как правило, присутствуют в ограниченном объеме. В качестве доказательной базы возможно использование результатов замера пластовых давлений, которые в случае связи должны быть близки по значениям.

Специфической особенностью «северной ачимовки» является факт наличия в АТ и отсутствия на шельфе АВПД, что свидетельствует

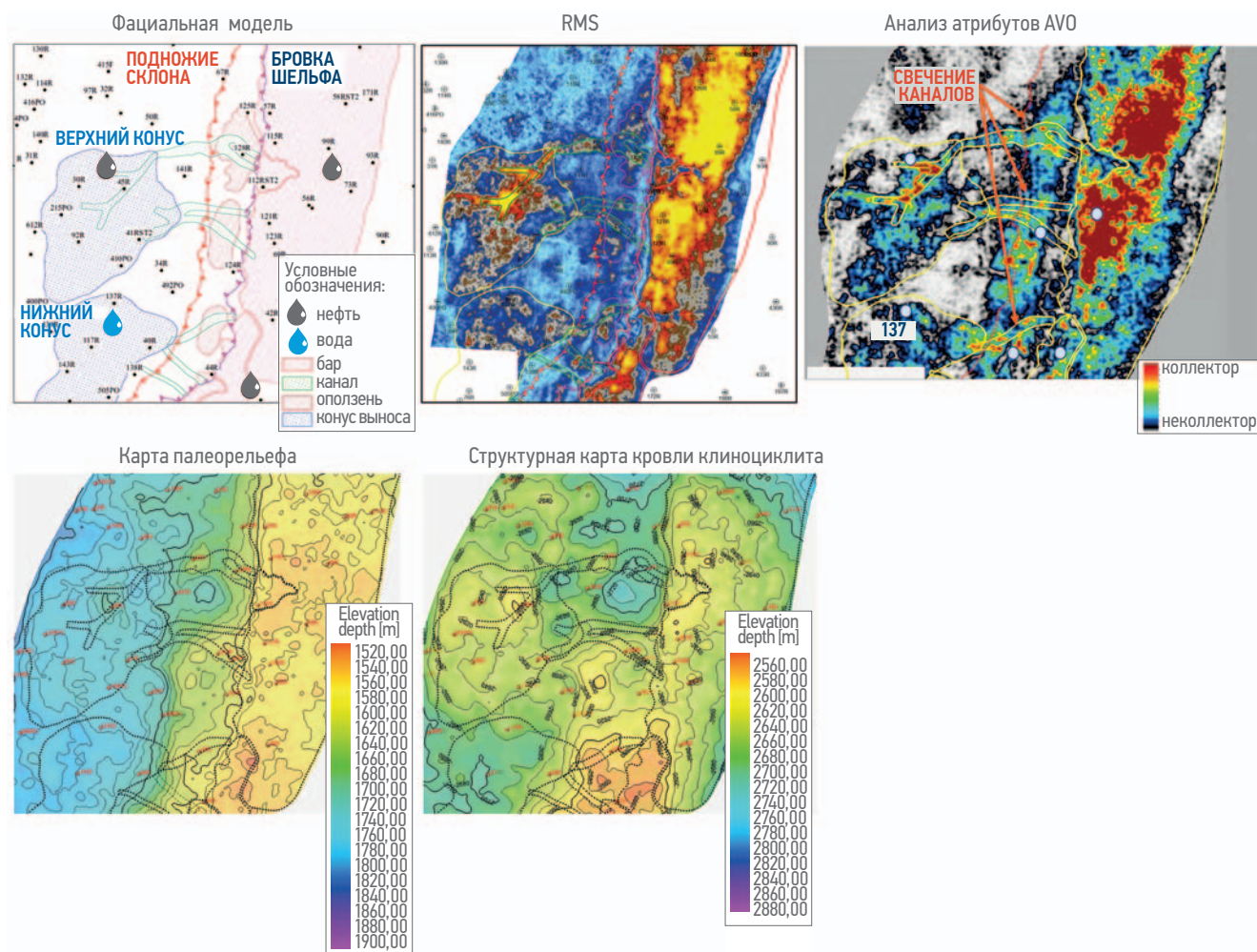


Рис. 3. Анализ параметров продуктивного пласта на тестовом участке. Составлено авторами
Fig. 3. Analysis of reservoir parameters in the test area. Prepared by the authors

об отсутствии гидродинамической связи между ловушками в АТ и на шельфе даже при наличии каналов на склоне.

Однако в районах без АВПД гипотеза может работать. Пример проверки в пределах тестового участка приведен ниже (рис. 3).

В пределах клиноциклита выделены верхний конус с насыщением нефть и нижний конус с насыщением вода, которые связаны каналными системами с баровыми телами на шельфе (насыщение нефть). По результатам анализа выявлено: «светящиеся» зоны в каналах по атрибуту AVO «продукт» являются признаком наличия песчаности.

На момент накопления конуса заполняли аккомодационное пространство фонда формы. Впоследствии в пределах верхнего конуса образовалось поднятие, и в современном структурном плане и ачимовский, и шельфовый объекты залегают на близких отметках. Сопоставление величин пластовых давлений показало достаточно близкие значения между верхним и нижним конусами и шельфом, что косвенно может показывать наличие гидродинамической связи (рис. 4).

Обводненность нижнего конуса объясняется возможностью миграции нефти в баровое тело по каналу. Нефтенасыщение верхнего конуса может быть объяснено затрудненностью миграции УВ: опесчаненные каналы залегают на более низких гипсометрических отметках («в яме») относительно конуса и барового тела (рис. 4).

Основные выводы:

- анализ AVO атрибутов позволяет с достаточной степенью уверенности выделять коллектор, в т.ч. опесчаненные склоновые каналы;

- наличие опесчаненного канала не всегда означает наличие гидродинамической связи: требуется учет палеоструктурных преобразований, влияния тектонических нарушений, наличие/отсутствие АВПД и т.п.
- вывод о наличии/отсутствии гидродинамической связи принимается по результатам сопоставления пластовых давлений в ловушках АТ и шельфа.

Заключение: проверка гипотезы показала свою состоятельность, но необходим учет различных факторов, влияющих на результат проверки.

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ НАРУШЕНИЯ КАК КАНАЛ МИГРАЦИИ (ГИПОТЕЗА 4)

Тезис: зоны с разрывными нарушениями рассматриваются в качестве наиболее приоритетных при поиске УВ (разломы — каналы миграции, впоследствии — экраны).

Геологическая история развития Западной Сибири характеризуется проявлением нескольких этапов структурно-тектонических перестроек [4]. Один из наиболее значимых — неогеновый (поздний палеоцен — ранний олигоцен), сформировавший шовные зоны горизонтальных сдвигов фундамента и их отражение в осадочном чехле — системы валов, сопряженных со структурами горизонтального сдвига (СГС) — кулисообразными системами сбросов и взбросов (рис. 5) [4].

В ачимовских отложениях встречаются залежи, как осложненные нарушениями (многочисленными или единичными), так и в пликативном варианте без участия разрывной тектоники.

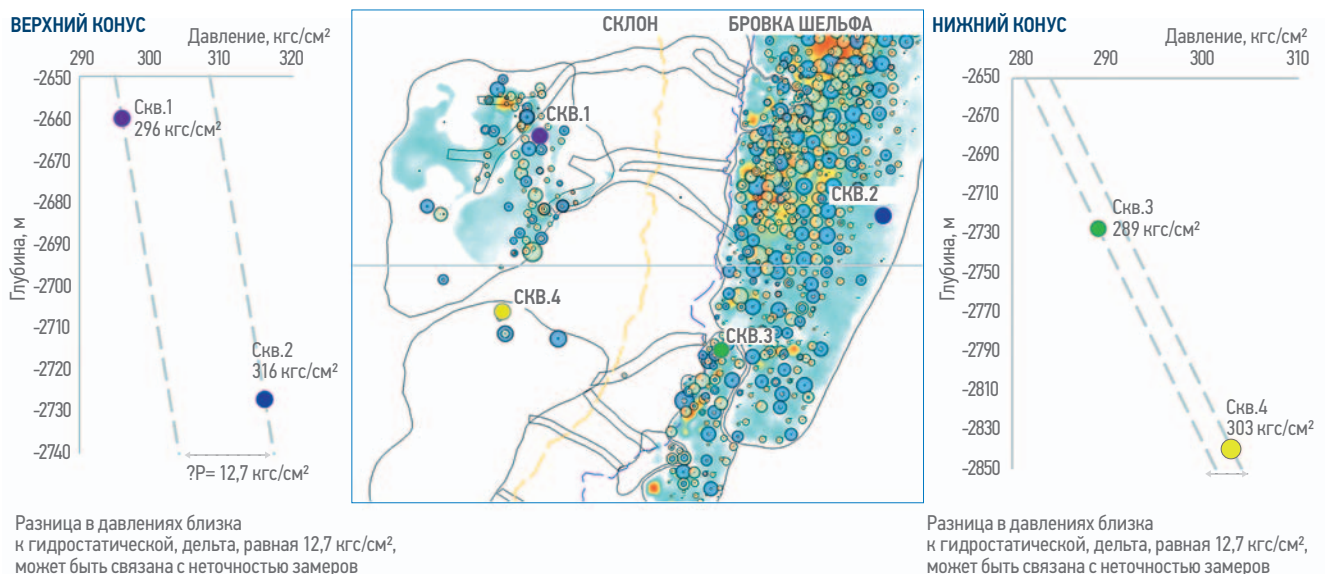


Рис. 4. Анализ продуктивности и пластовых давлений АТ и шельфа. Составлено авторами
Fig. 4. Analysis of Achimov and Shelf Formations productivity and pressures. Prepared by the authors

Структурная карта по кровле ОГ В с основными направлениями надпорядковых шовных сдвиговых зон

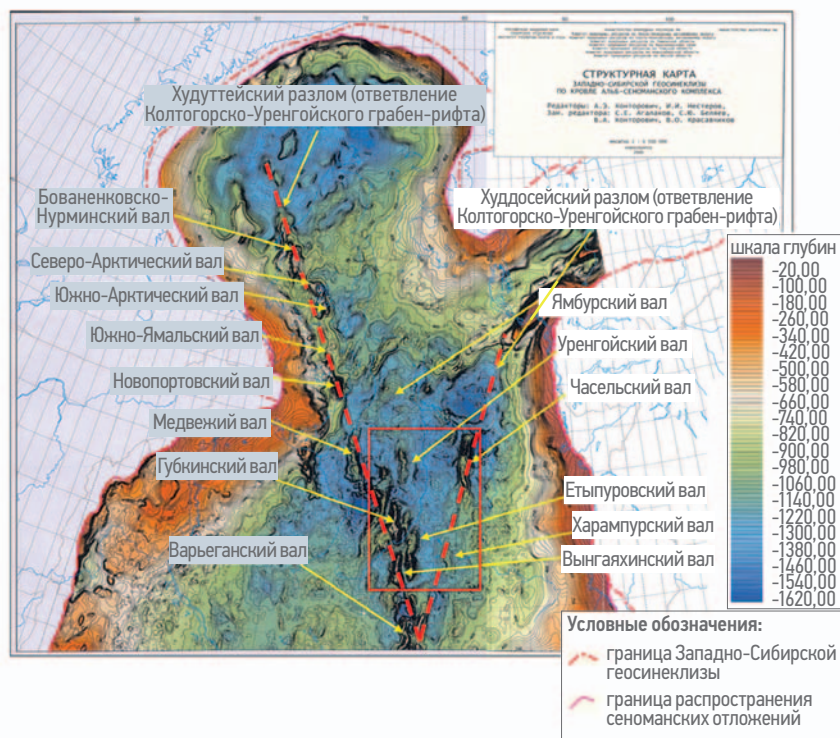


Схема развития тектоники горизонтального сдвига на юге ЯНАО



Пример строения горизонтально-сдвиговых зон на одном из участков

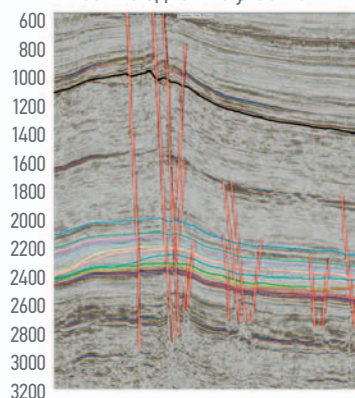


Рис. 5. Сдвиговые системы неогенового возраста. Составлено авторами [4]

Fig. 5. Neogene-age shear systems. Prepared by the authors [4]

Сопоставление времени начала эмиграции УВ и образования СГС показало разновременный характер данных процессов: основная эмиграция УВ началась позже формирования нарушений. То есть ловушки ачимовской толщи изначально были заполнены водой, потом нарушены тектоническими разломами, которые, вероятно, и послужили впоследствии каналами миграции УВ из нефтематеринской толщи (НМТ). В пользу данного положения свидетельствует связь между наличием СГС и многопластовостью месторождений. Сравнение величины геологических запасов ачимовских залежей с наличием и отсутствием разломов показал, что залежи с СГС содержат на 25% больше УВ, чем залежи без разломов.

Основные выводы:

- кайнозойский этап оказал значительное влияние на современную структуру осадочного чехла, сформировав системы структурных, осложненных тектоникой ловушек;
- на текущий момент большинство нарушений представляет собой экраны; возможно, часть разломов могут быть проводящими;
- гипотеза позволяет объяснить формирование многозалежных месторождений; наличие тектоники увеличивает этаж

нефтегазоносности, но не оказывает решающего влияния на объем ресурсной базы (РБ) в ловушках ачимовской толщи;

- наличие или отсутствие нарушений в пределах залежей ачимовского возраста не влияет на величину текущей обводненности 60–80%, не изменяющуюся с течением времени;
- предполагается, что вследствие расхождения во времени процессов эмиграции и образования разломов, данные процессы не влияют друг на друга.

Заключение: тезис гипотезы подтвердился; ловушки АТ, осложненные разрывной тектоникой, в преобладающем большинстве случаев будут заполнены УВ. В то же время гипотеза не может в полной мере объяснить незакономерную смену типа насыщения в пределах конуса выноса.

АНОМАЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ (АРБ) (ГИПОТЕЗА 5)

Тезис: АРБ — возможный канал миграции УВ в ачимовскую толщу за счет повышенной дислоцированности пород.

Аномальный разрез рассматривается как разрез увеличенной относительно нормального разреза мощности, в котором нормальная стратиграфическая последовательность залегания пород нарушена,

битуминозные аргиллиты НМТ расслаиваются за счет внедрения песчано-глинистых пластов неомома [5].

Статистический анализ взаимного расположения АРБ, открытых залежей, результатов бурения показал достаточно высокую степень подтверждаемости тезиса (рис. 6).

Основные выводы:

Наличие АРБ является поисковым признаком при совпадении трех условий:

- рядом есть очаг и НМТ вошла в зону генерации;
- пласты АТ непосредственно примыкают к зоне АРБ;
- существует ловушка в АТ на путях миграции УВ.

В рассмотренных случаях большинство ловушек ачимовской толщи к востоку от АРБ являются нефтенасыщенными, ловушки к западу — преимущественно водонасыщенными. Заключение: гипотеза влияет на формирование различного типа насыщения в разных ловушках АТ.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИ ИЗОЛИРОВАННЫЕ ЛИНЗЫ (ГИПОТЕЗА 6)

Тезис: ачимовский конус представляет собой аккрецию многочисленных лопастей и каналов разного ранга [6]. Линзы, формирующие единое на сейсмике тело/образ, могут быть изолированы, не иметь гидродинамической связи и заполняться различными по типу флюидами [7].

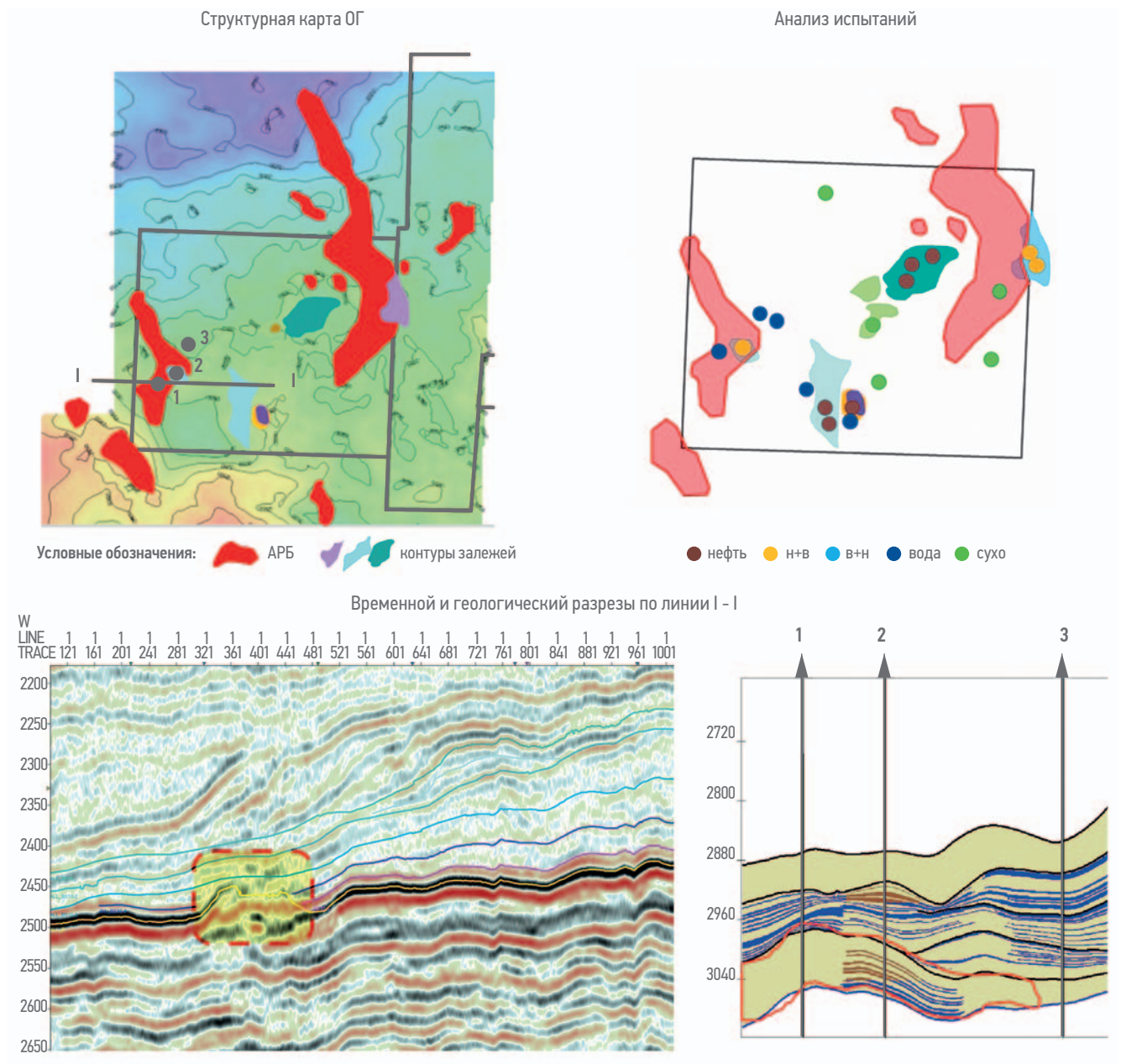


Рис. 6. Пример проработки гипотезы на тестовом участке. Составлено авторами
Fig. 6. An example of testing a hypothesis on a test site. Prepared by the authors

Данная гипотеза — результат наблюдаемых в ряде случаев различных по типу флюида (нефть/вода) испытаний в пределах единого конуса выноса.

Границы конусов, подводящие и распределительные каналы хорошо картируются по результатам анализа атрибутов сейсмической записи 3D (рис. 7). Напротив, фронтальные/терминальные лопасти уверенно выделяются только по данным керна и геофизических исследований скважин (ГИС). Анализ сейсморазведочных работ (СРР) 3D не дает такой возможности в силу ограничения вертикальной разрешающей способности.

Перемычки между лопастями внутри конуса выноса и перекрывающие конус глинистые отложения отличаются по мощности и составу: перемычки маломощные 1–5 м, представлены алевро-аргиллитами, мало отличаются по литологии от коллекторов, но хуже по проницаемости примерно в 2 раза, а перекрывающие отложения сложены аргиллитами мощностью от 10 м и более.

Результаты изучения аналогов показывают, что перемычки между фронтальными лопастями могут быть выдержаны по площади и играть роль флюидопоров [6, 7]. Капиллярное давление — функция радиуса поровых каналов — оказывает наибольший эффект по формированию сложных переходных зон в неоднородных по проницаемости пластах. В породах с поровыми каналами малого диаметра (алевролиты, глины, глинистые песчаники) силы капиллярного давления превышают давление вытеснения, что приводит к невозможности проникновения УВ. Поэтому вне зависимости от мощности перемычка может быть флюидопором при условии превышения

капиллярного давления над гидростатическим.

Основные выводы:

- конуса выноса состоят из отдельных разноранговых элементов;
- результаты бурения подтверждают выделение внутри конусов выноса отдельных лопастей и наличие между ними перемычек;
- анализ СРР 3D позволяет картировать общие границы конуса выноса, но не распространение отдельных лопастей и перемычек между ними;
- перемычки между лопастями неоднородны, не отличаются по литологическому составу от коллекторов, характеризуются малой мощностью и проницаемостью ниже, чем в коллекторе;
- если капиллярное давление в перемычке превышает гидростатическое, тогда перемычка выступает в роли флюидопора.

Закключение: представляется, что гипотеза может влиять на формирование различного типа насыщения в пределах конуса выноса. Однако механизм данного влияния пока до конца непонятен.

ЛИТОГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД («ОТЖИМ» ВОДЫ) (ГИПОТЕЗА 7). ГЛИНИСТЫЕ ПЕРЕМЫЧКИ — ИСТОЧНИК ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОБВОДНЕНИЯ (ГИПОТЕЗА 8)

Тезис: в ходе катагенеза по мере погружения глинистые минералы монтмориллонитовой группы переходят в иллит (процесс носит название «гидрослюдизация») с выделением связанной воды в свободную фазу, свободная вода отжимается в окружающее пространство,

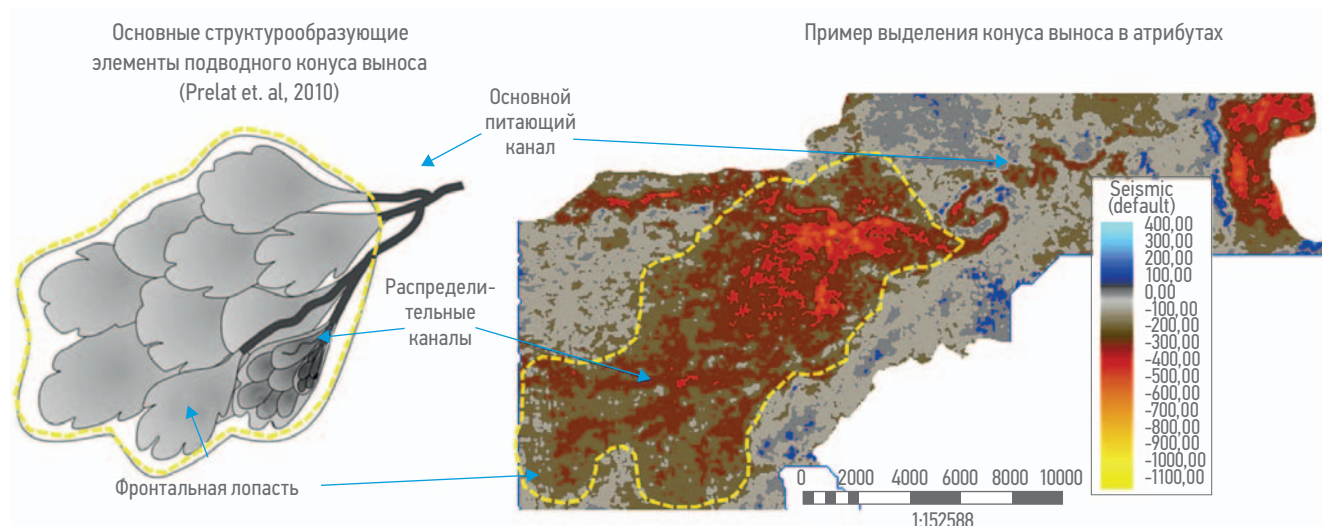


Рис. 7. Строение конуса выноса и пример выделения в атрибутах. Составлено авторами [6]
Fig. 7. Turbidite fan structure and an example of selection in attributes. Prepared by the authors [6]

в том числе в песчаные линзы ачимовской толщи.

Глинистые породы в конусе выноса представлены в составе перемычек алевро-глинистого состава между прослоями песчаников и алевролитов, а также перекрывающими конуса аргиллитовыми толщами. Рентген-структурный анализ (РСА) показал, что в перемычках преобладает иллит, а в аргиллитах кроме иллита и хлорита отмечено наличие смектита до 20%, что свидетельствует о незавершенном до конца процессе гидрослюдизации (смектит — промежуточный минерал в цепочке преобразования монтмориллонит — иллит).

Глинистые отложения в процессе литогенеза уплотняются с потерей воды [8, 9]. На начальном этапе на стадии диагенеза из осадка до глубины 900–1000 м отжимается 90% свободной воды; при дальнейшем погружении последовательно происходит высвобождение осмотически и адсорбционно связанной воды [8, 9]. Глины АТ, залегающие на тестовых участках на глубине 3–4 км, по результатам исследования шлифов достигли стадии мезокатагенеза и перешли в аргиллиты, вода в которых находится в связанном виде.

По данным ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) перемычки обладают большей пористостью и большим эффективным пространством, а аргиллиты — меньшей пористостью, которая практически полностью заполнена связанной водой.

Сопоставление процессов гидрослюдизации и генерации УВ показало, что при достижении отложениями НМТ стадии главной зоны нефтеобразования (ГЗН) основной объем воды в глинистых породах уже высвобожден, что минимизирует влияние литогенеза на формирование залежей (рис. 8).

Для понимания возможности выделения элизионной воды в объеме, влияющем на обводненность, было выполнено гидродинамическое моделирование на тестовом участке. Основным условием было включение в модель глинистых прослоев как водонасыщенных отложений с параметрами $K_{пр} 0,05$ мД, $K_{но} 19,75\%$, $K_{во} 79,6\%$.

По результатам установлено отсутствие какого-либо заметного влияния на наблюдаемую степень обводненности АТ: менее 1% подвижной водонасыщенности в неколлекторе в сочетании с низкой проницаемостью генерирует только 2–3 м³ дополнительного притока воды в первые месяцы работы.

Основные выводы:

- в процессе преобразования глинистых минералов монтмориллонитовой группы выделяется в свободную форму элизионная вода; 90% воды высвобождается

из осадков до глубины 1000 м на стадии диагенеза;

- потенциал отжима воды из глинистых отложений АТ исчерпан, процессы высвобождения основного объема воды и эмиграции УВ разнесены во времени и не влияют друг на друга;
- результаты расчетов на ГДМ для случая гипотетического влияния глинистых пород на обводненность показывают крайне низкие объемы возможного притока воды.

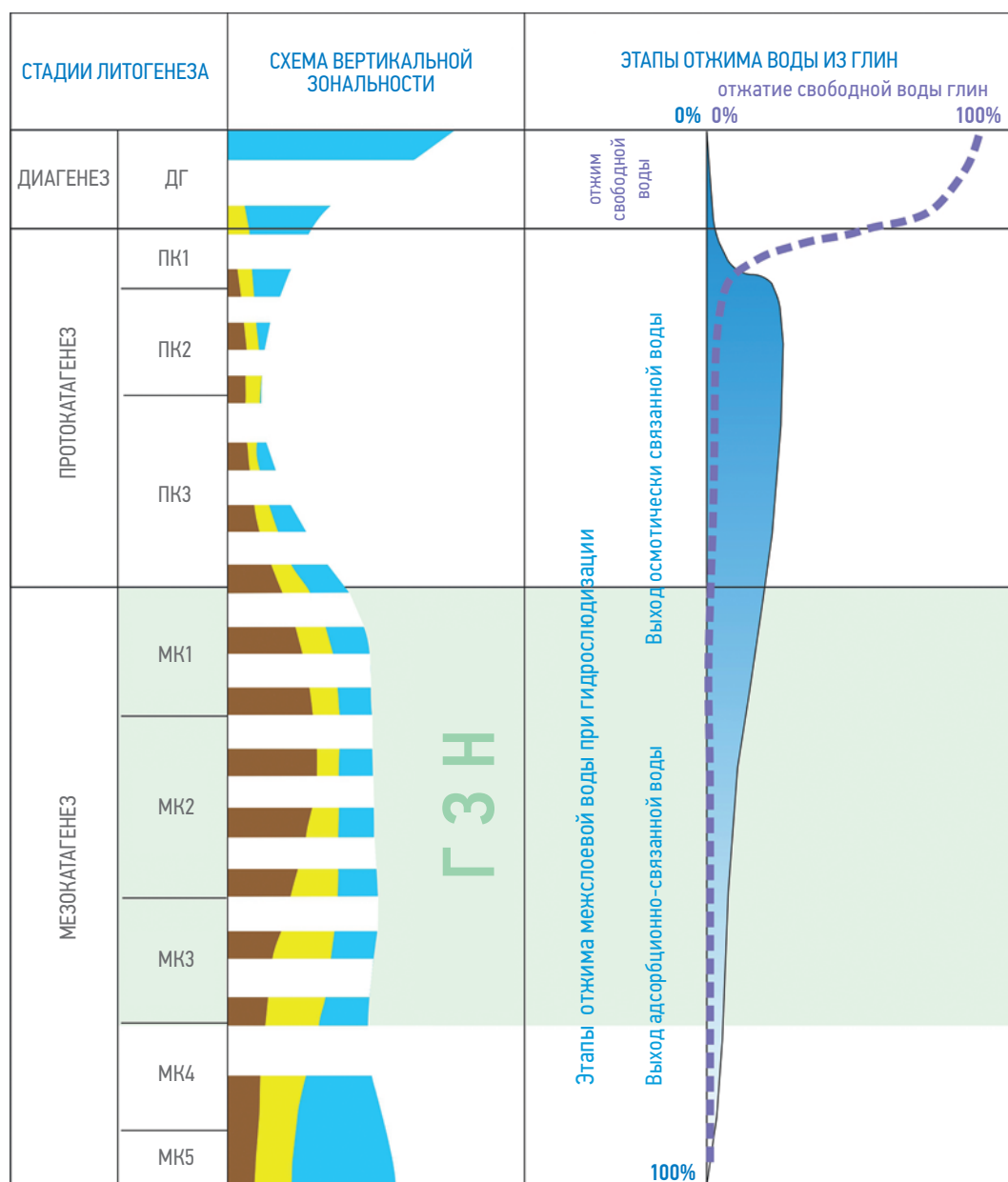
Закключение: гипотезы не влияют на формирование наблюдаемой обводненности отложений ачимовской толщи.

ВЛИЯНИЕ СТРУКТУРНО-ВЕЩЕСТВЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НА НАСЫЩЕНИЕ ПЕРЕХОДНОЙ ЗОНЫ (ГИПОТЕЗА 9)

Тезис: вещественно-структурные характеристики коллектора (в том числе вторичные изменения) влияют на тип флюидонасыщения (заполнение водой или УВ).

Вещественно-структурные характеристики отложений анализируются по шлифам, включают анализ эпигенетических изменений, как стадийных, так и наложенных [10, 11]. Данные процессы протекают повсеместно глубже 1000 м, приводят к изменению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) как в положительную (выщелачивание, растворение), так и в отрицательную сторону (карбонатизация) [10, 11]. Основные действующие факторы — давление, температура, глубина, растворы. Анализ шлифов на тестовых участках показал, что отложения АТ достигли стадии мезокатагенеза и испытали влияние различных типов вторичных процессов [10]. Отмечено несколько типов литогенеза: стадийный прогрессивный, элизионный, элизионный с АВПД, характеризующиеся площадным распространением. В стадийном прогрессивном типе преобладают процессы постепенного уплотнения и последовательного развития вторичных процессов и уменьшения пористости с глубиной. Для элизионного типа характерно развитие вторичной пористости и улучшение ФЕС глубже 3,5–4,0 км. Элизионный с АВПД характеризуется развитием зон трещиноватости. При этом, даже рядом расположенные скважины могут испытать разные типы литогенеза. Так, на одной из площадей отмечен разброс доли конформных контактов на 27% в рядом расположенных скважинах, что связывается с более интенсивным развитием процессов выщелачивания и широким развитием элизионных процессов в одной из скважин.

Вещественный состав не влияет на тип насыщения. На рис. 9 показаны два различных



Условные обозначения:

■ нефть ■ жирный газ ■ сухой газ

Рис. 8. Схема сопоставления процессов генерации УВ и этапов отжима воды из глин. Составлено авторами
Fig. 8. Comparison chart of hydrocarbon generation processes and water extraction stages from clay.
 Prepared by the authors

по насыщению интервала с одинаковым минеральным составом песчаников. При этом верхний водоносный интервал хуже по проницаемости, чем нижний и представлен неоднородным переслаиванием тонких пропластков. Одним из методов, который в значительной степени позволяет снизить неопределенность по определению коэффициентов пористости и водоносности, является метод ртутной порометрии. При стандартных исследованиях методом центрифугирования часть порового пространства,

содержащего как связанную, так и подвижную воду, остается недоизученной (рис. 10). Показано, что только межзерновые поры вносят вклад в проницаемость, т.к. формируют связанное поровое пространство (рис. 11). Существует связь между долей межзерновых пор и содержанием кварца и полевых шпатов. Неснижаемой водоносностью характеризуются поры глин, смешанные поры и большая часть межзерновых пор. Часть условно свободной воды находится в межзерновых порах (рис. 12).

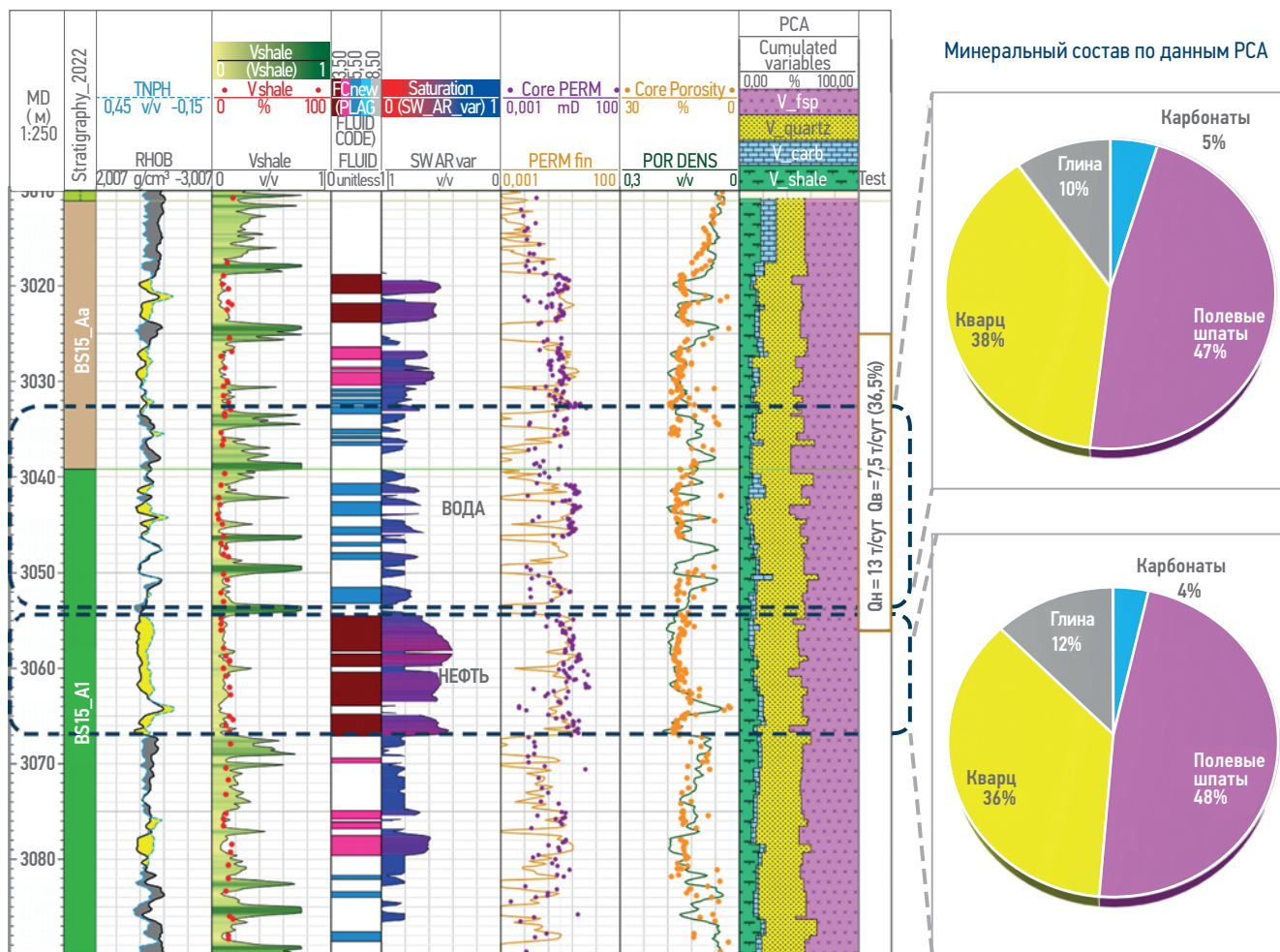


Рис. 9. Сравнение вещественного состава в разных по типу насыщения пластах. Составлено авторами
Fig. 9. Comparison of the material composition in different types of reservoirs. Prepared by the authors



Рис. 10. Распределение радиусов поровых каналов, выделяемых разными методами. Составлено авторами
Fig. 10. Distribution of pore channel radius obtained by different methods. Prepared by the authors

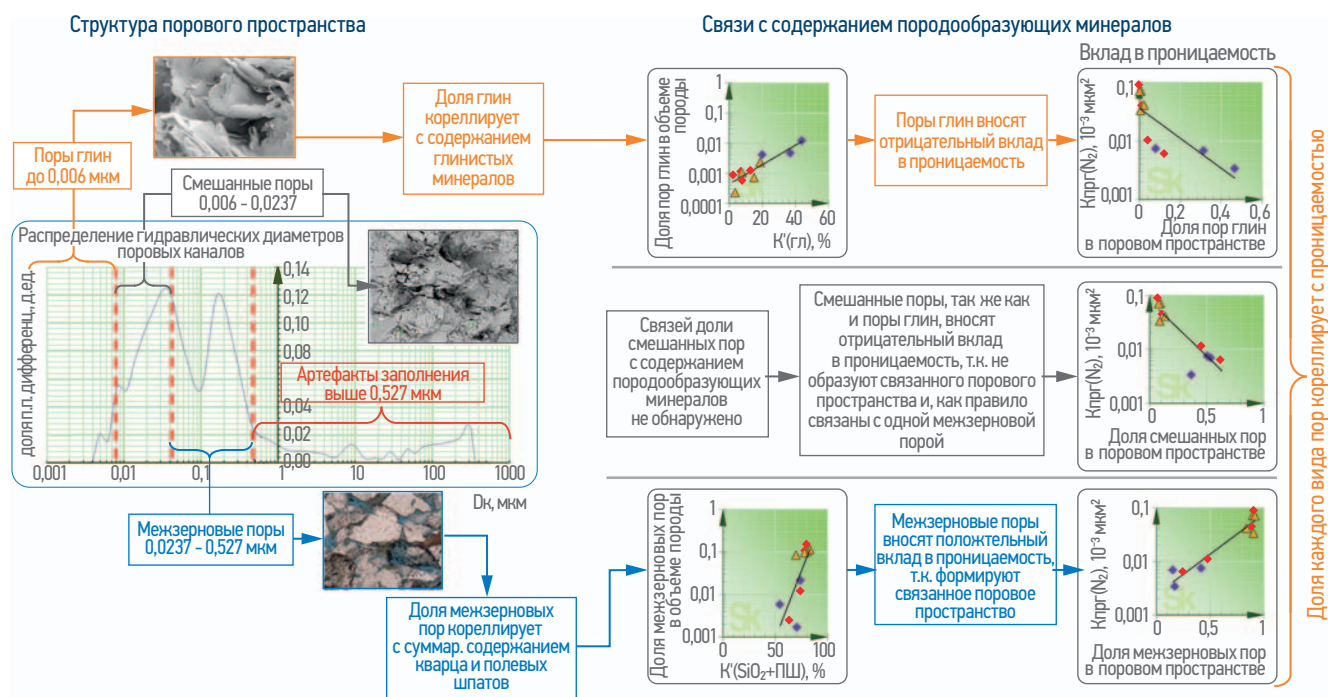


Рис. 11. Модель порового пространства по данным ртутной порометрии. Составлено авторами
Fig. 11. Pore space model based on mercury porometry data. Prepared by the authors

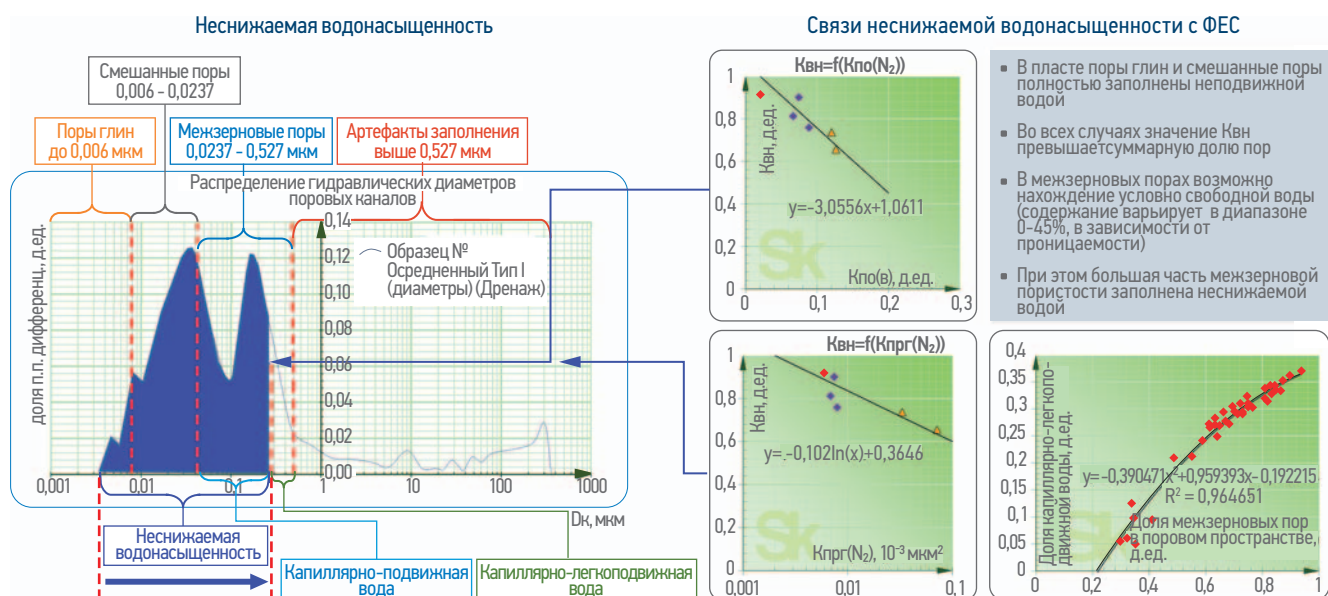


Рис. 12. Распределение водонасыщенности в поровом пространстве коллектора. Составлено авторами
Fig. 12. Distribution of water saturation in the reservoir's pore space. Prepared by the authors

Основные выводы:

- высокое содержание первичных неустойчивых компонентов в отложениях АТ предопределяет широкий набор вторичных процессов: механического и физико-химического уплотнения, метосоматоза и растворения;
- на рассмотренных участках установлено развитие различных типов литогенеза; отмечено значительное влияние только процессов карбонатизации, обусловленное развитием в поровом пространстве

пойкилитового цемента. Процесс ухудшает коллекторские свойства, но не объясняет незакономерный характер распределения типа насыщения (нефть/вода). Остальные вторичные процессы носят подчиненный характер и не способны оказать заметного влияния на ФЕС.

- ачимовские коллектора относятся к классу гидрофильных с изначально высоким содержанием остаточной воды 60-70% [7, 10]. Отложения представлены неравномерным переслаиванием различных по мощности

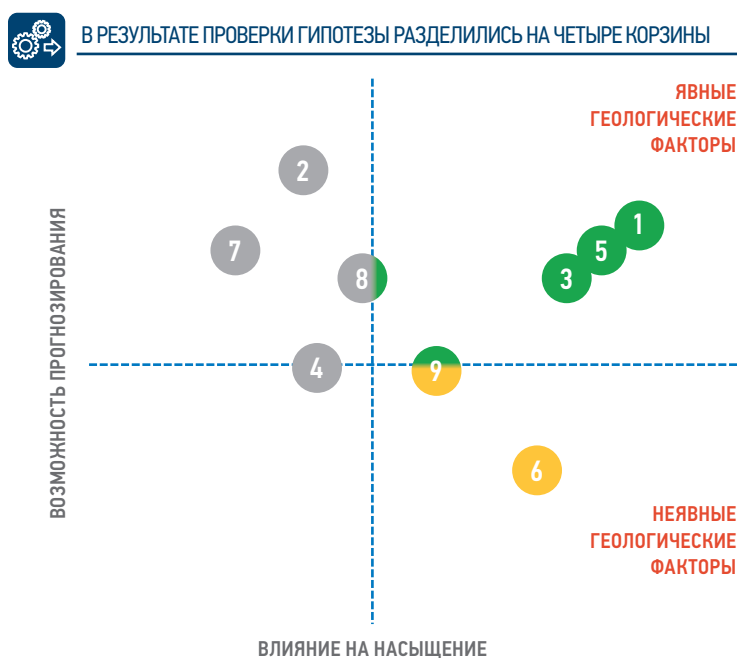
пропластков песчаников, алевро-глинистых отложений, аргиллитов, что определяет различные фильтрационные свойства, различный характер распределения капиллярных давлений и «пятнистый» характер нефтенасыщения;

- капиллярно-легкоподвижная вода присутствует только в межзерновых порах; большая часть межзерновой пористости заполнена неснижаемой водой;
- наиболее критические параметры, оказывающие влияние на результат построения

ПФМ — проницаемость и минерализация пластовой воды;

- различные подходы к построению петрофизической модели (ПФМ) (Дахнова — Арчи, Ваксмана — Смита, с учетом объемной влажности и др.) характеризуются своими положительными и отрицательными сторонами, каждый из подходов имеет право на существование с учетом допущений. Каждую из моделей в конечном счете можно адаптировать к ГДМ что, по сути, свидетельствует об отсутствии

!	ВЛИЯЮЩИЕ ГИПОТЕЗЫ
1	ЗАВИСИМОСТЬ НАСЫЩЕНИЯ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ ОТ УДАЛЕННОСТИ ОТ ОЧАГА ГЕНЕРАЦИИ УВ (ГИПОТЕЗА 1)
5	АНОМАЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ БАЖЕНА (ГИПОТЕЗА 5)
3	СВЯЗЬ НЕФТЕНОСНОСТИ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ С НЕФТЕНОСНОСТЬЮ ШЕЛЬФОВОЙ ФОРМАЦИИ (ГИПОТЕЗА 3)
6	ГИДРОДИНАМИЧЕСКИ ИЗОЛИРОВАННЫЕ ЛИНЗЫ (ГИПОТЕЗА 6)
9	ВЛИЯНИЕ СТРУКТУРНО-ВЕЩЕСТВЕННЫХ (ГИПОТЕЗА 9) ХАРАКТЕРИСТИК НА НАСЫЩЕНИЕ ПЕРЕХОДНОЙ ЗОНЫ
?	НЕВЛИЯЮЩИЕ ГИПОТЕЗЫ
8	ГЛИНИСТЫЕ ПЕРЕМЫЧКИ АТ КАК ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ИСТОЧНИКИ ОБВОДНЕНИЯ (ГИПОТЕЗА 8)
4	ТЕКТОНИЧЕСКИЕ НАРУШЕНИЯ КАК КАНАЛ МИГРАЦИИ (ГИПОТЕЗА 4)
2	АНОМАЛЬНЫЕ КОЛЬЦЕВЫЕ ЗОНЫ (ГИПОТЕЗА 2) — КАНАЛЫ МИГРАЦИИ
7	ЛИТОГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД (ОТЖИМ ВОДЫ) (ГИПОТЕЗА 7)



ГИПОТЕЗЫ	ДОСТАТОЧНОСТЬ ДАННЫХ	ВЛИЯНИЕ	РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОРАБОТКИ
1 ЗАВИСИМОСТЬ НАСЫЩЕНИЯ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ ОТ УДАЛЕННОСТИ ОТ ОЧАГА ГЕНЕРАЦИИ	●	●	Гипотеза влияет: чем ближе ловушка к очагу генерации, тем выше вероятность заполнения УВ.
5 АНОМАЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ	●	●	Гипотеза влияет: большая часть УВ насыщенных объектов характеризуется наличием прямой связи с АРБ.
3 СВЯЗЬ НЕФТЕНОСНОСТИ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ С НЕФТЕНОСНОСТЬЮ ШЕЛЬФОВОЙ ФОРМАЦИИ	●	●	Связь ачимовской и шельфовой частей посредством каналов не является четким признаком. Работает в ряде случаев.
6 ГИДРОДИНАМИЧЕСКИ ИЗОЛИРОВАННЫЕ ЛИНЗЫ	●	●	Предполагается наличие внутренних гидродинамических границ. Критерий не является поисковым признаком.
9 ВЛИЯНИЕ СТРУКТУРНО-ВЕЩЕСТВЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НА НАСЫЩЕНИЕ ПЕРЕХОДНОЙ ЗОНЫ	●	●	Условно влияет: вещественный состав влияет на распространение коллектора, структурные характеристики породы влияют на объем подвижной воды.
4 ТЕКТОНИЧЕСКИЕ НАРУШЕНИЯ КАК КАНАЛ МИГРАЦИИ	●	●	Нет четкого влияния на тип насыщенности ачимовских залежей. Критерий влияет на формирование залежей выше по разрезу.
8 ГЛИНИСТЫЕ ПЕРЕМЫЧКИ КАК ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ИСТОЧНИКИ ОБВОДНЕНИЯ	●	●	Не влияет на обводненность: по результатам моделирования глинистые породы могут отдать не более 2-3 м ³ дополнительного объема воды.
2 АНОМАЛЬНЫЕ КОЛЬЦЕВЫЕ ЗОНЫ (АКЗ) — КАНАЛЫ МИГРАЦИИ	●	●	Условно влияет: предполагается деструктивное влияние на флюидоупоры и позитивное на формирование залежей выше влияния АКЗ.
7 ЛИТОГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД (ОТЖИМ ВОДЫ)	●	●	Не влияет: потенциал отжима воды из глинистых отложений исчерпан до начала процессов эмиграции УВ и заполнения ловушек.

Рис. 13. Результаты проверки и ранжирования гипотез. Составлено авторами
Fig. 13. Results of hypothesis testing and ranking. Prepared by the authors

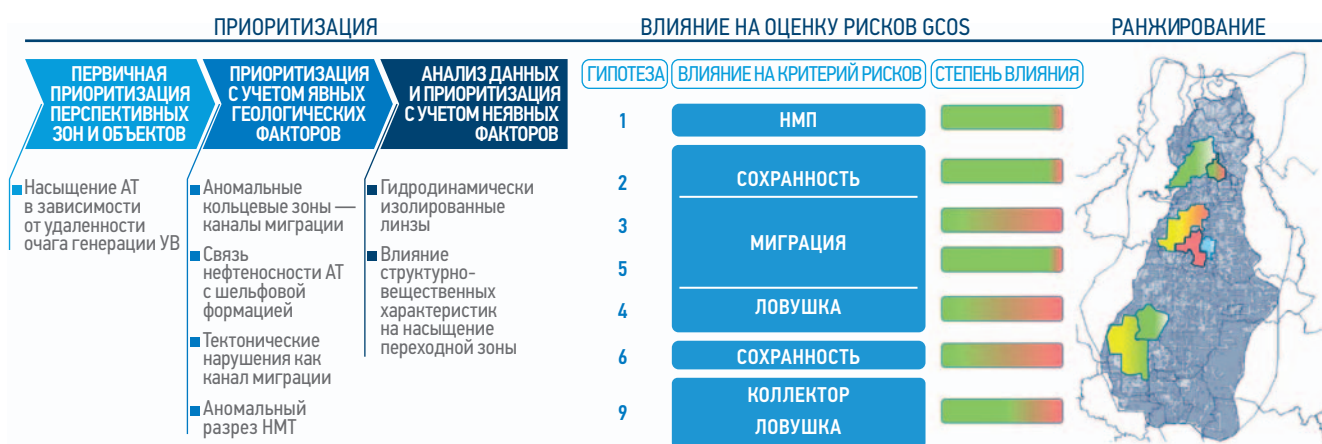


Рис. 14. Образ экспертной системы с оценкой опций ГРП. Составлено авторами
Fig. 14. Image of an expert system with an assessment of exploration options. Prepared by the authors

корректного инструмента проверки результатов интерпретации.

Заключение: вещественный состав не влияет на тип флюидонасыщения, но влияет на распределение коллектор/неколлектор. Структурные характеристики породы влияют на объем подвижной воды. Гипотеза условно считается влияющей на формирование типа насыщения.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕРКИ И РАНЖИРОВАНИЯ ГИПОТЕЗ

Из 9 ключевых гипотез представляется, что наибольшее влияние на прогноз насыщения оказывают гипотезы 1, 2, 3, 6 и 9 (рис. 13). Отмечено отсутствие влияния либо несущественное влияние гипотез 2, 4, 7, 8.

РЕЗУЛЬТАТЫ НИР-НАСЫЩЕНИЕ ДЛЯ ОЦЕНКИ ОПЦИЙ ГРП

Целевой образ результата — экспертная система с параметрической оценкой уверенности и привлекательности опций в портфеле ГРП, в конечном счете, направленная на повышение качества управленческих решений. Представляется, что конечным результатом должна быть схема ранжирования опций, учитывающая влияние той или иной гипотезы на оценку рисков gCoS (рис. 14).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Ни одна гипотеза в полной мере не может объяснить отсутствие закономерности в смене характера насыщенности. Гипотезы необходимо рассматривать в совокупности.
2. С достаточной степенью уверенности тип насыщения ловушки в ачимовской толще могут предсказать только гипотезы, которые описывают факторы миграции УВ.
3. Площадное распределение неявных факторов, описывающих внутреннее строение конуса выноса и распределение свойств коллектора, пока возможно описать только стохастически на основе идеализированных моделей. Площадной прогноз зон развития вторичных изменений коллектора, например карбонатизации, на текущей стадии развития геолого-геофизических методов затруднен.
4. Ачимовские коллектора характеризуются отсутствием зоны предельного насыщения. Зона насыщения носит так называемый «недонасыщенный» характер с рыхлой связанной, капиллярно-удерживаемой водой, обладает изначально высоким содержанием остаточной воды 60–70%.
5. Проявление неоднородности в строении коллектора обуславливает различный характер в распределении капиллярных давлений в каждом из пропластков и, как следствие, различный характер насыщения флюидами (нефть/вода).

Список литературы

1. Нежданов А.А., Смирнов А.С. Флюидодинамическая интерпретация сейсморазведочных данных. — Тюмень: ТИУ, 2021. 286 с.
2. Бембель Р.М., Мезеря В.М., Бембель С.Р. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов // Тюмень: Вектор Бун, 2003. — 244 с.
3. Бородин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Лунашов А.В., Смирнов О.А. Характеристика геологической природы инверсионных кольцевых структур в пределах Арктических районов Западной Сибири как критерия нефтегазоносности //

Геология нефти и газа. — 2017. — №3. — С. 69–75.

4. Тимурзиев А.И., Гогоненков Г.Н. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: от нефтегазогеологического районирования недр до технологии поисков и разведки глубокозалегающих месторождений углеводородов // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030г.: сборник научных статей. — 2012. — С. 68–85.

5. Бембель С.Р., Цепляева А.И. Геологическое строение и некоторые особенности формирования аномальных разрезов баженновской свиты в Западной Сибири // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое дело. — 2014. — №10. — С. 7–17.

6. Prelat A., Covault J.A., Hodson D.M., Fildani A., Flint S.S. Intrinsic controls on the range of volumes, morphologies and dimensions of submarine lobes // Sedimentary Geology. — 2010. — №232. — С. 66–76

7. Плешанов Н.Н., Пескова Д.Н., Забоева А.А., Наумов А.А., Останков А.В., Ниткалиев И.М. Комплексный анализ факторов, влияющих на прогноз зон подвижной воды в ачимовских пластах на лицензионных участках компании «Газпром нефть» // PRO нефть. — 2020. — №3. — С. 16–25.

8. Вассоевич Н.Б., Либрович В.Л., Лигвиненко Н.В., Марченко В.И. Справочник по литологии // Москва: Недра, 1983. 509 с.

9. Ломтадзе В.Б. О формировании свойств глинистых пород // Записки Ленинградского ордена Ленина и ордена Трудового Красного Знамени горного института. Том XXXII, вып.2, Москва. — 1955. — С. 41–87.

10. Тугарова М.А., Кирсанов И.В., Музраева Б.Ю. Вторичные процессы в ачимовских песчаниках на примере пласта Ач18-1 Ямбургской площади (Западная Сибирь) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2022. — Т.17. — №4. — С. 1–18.

11. Япаскерт О.В. Стадиальный анализ литогенеза. — Москва: Изд-во МГУ, 1995. 143 с.

References

1. Nezhdanov A.A., Smirnov A.S. *Fluidynamic interpretation of seismic exploration data*. — Tyumen: TIU, 2021. 286 p.

2. Bembel R.M., Megerya V.M., Bembel S.R. *Geosolitons: the functional system of the Earth, the concept of exploration and development of hydrocarbon deposits*. Tyumen: Vektor Buk, 2003. — 244 p.

3. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Lukashov A.V., Smirnov O.A. Characteristics of the geological nature of inversion ring structures within the Arctic regions of Western Siberia as a criterion for oil and gas potential // *Geology of oil and gas*. — 2017. — No. 3. — P. 69–75.

4. Timurziev A.I., Gogonenkov G.N. The Latest Tectonics of Sedimentary Basins: From Oil and Gas Geological Zoning of Subsoils to Technology of Search and Exploration of Deep Hydrocarbon Deposits // *Problems of Resource Support for Russia's Gas-Producing Regions until 2030: Collection of Scientific Articles*. — 2012. — P. 68–85.

5. Bembel S.R., Tsepelyaeva A.I. Geological structure and some features of formation of anomalous sections of the Bazhenov Formation in Western Siberia // Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and Gas Business. — 2014. — No. 10. — P. 7–17.

6. Prelat A., Covault J.A., Hodson D.M., Fildani A., Flint S.S. Intrinsic controls on the range of volumes, morphologies and dimensions of submarine lobes // Sedimentary Geology. — 2010. — №232. — С. 66–76

7. Pleshanov N.N., Peskova D.N., Zaboieva A.A., Naumov A.A., Ostankov A.V., Nitkaliev I.M. Comprehensive analysis of factors influencing the forecast of mobile water zones in the Achimov formations at the license areas of Gazprom Neft // *PROneft*. — 2020. — No. 3. — P. 16–25.

8. Vassoevich N.B., Librovich V.L., Ligvinenko N.V., Marchenko V.I. Handbook of lithology // Moscow: Nedra, 1983. 509 p.

9. Lomtadze V.B. On the Formation of Clay Rock Properties // Notes of the Leningrad Order of Lenin and Order of the Red Banner of Labor Mining Institute. Volume XXXII, Issue 2, Moscow. — 1955. — P. 41–87.

10. Tugarova M.A., Kirsanov I.V., Muzraeva B.Yu. Secondary processes in Achimov sandstones on the example of the Ach18-1 formation of the Yamburg area (Western Siberia) // Oil and Gas Geology. Theory and Practice. — 2022. — V.17. — No.4. — P.1–18.

11. Yapakurt O.V. Stadial analysis of lithogenesis. — Moscow: Moscow State University Press, 1995. 143 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Д.А. Кузьмин — проработка концепции и материалов для исследования. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

К.В. Коняшкина — проработка концепции и материалов для исследования.

Н.В. Морозов — проработка концепции и материалов для исследования.

Д.Ю. Калачева — проработка концепции и материалов для исследования.

А.Е. Шохин — проработка концепции и материалов для исследования.

А.Г. Борисов — проработка концепции и материалов для исследования.

Dmitry A. Kuzmin — developed the concept and data for experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ksenia V. Konyashkina — developed the concept and data for experiment.

Nikita V. Morozov — developed the concept and data for experiment.

Daria Yu. Kalacheva — developed the concept and data for experiment.

Andrey E. Shokhin — developed the concept and data for experiment.

Alexandr G Borisov — development the concept data for experiment.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Дмитрий Александрович Кузьмин* — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»
190121, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: dkuzmin_saratov@mail.ru

Ксения Вячеславовна Коняшкина — руководитель проекта по разработке продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»

Никита Владимирович Морозов — руководитель проекта по разработке продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»

Дарья Юрьевна Калачева — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Андрей Евгеньевич Шохин — главный специалист по геологии и скринингу, Группа компаний «Газпром нефть»

Александр Геннадьевич Борисов — кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией нетрадиционных коллекторов, Сколковский институт науки и технологий

Dmitry A. Kuzmin* — Task leader, Gazprom нефть company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190121, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: dkuzmin_saratov@mail.ru

Ksenia V. Konyashkina — Product development project manager, Gazprom нефть company group

Nikita V. Morozov — Product development project manager, Gazprom нефть company group

Daria Yu. Kalacheva — Task leader, Gazprom нефть company group

Andrey E. Shokhin — Chief specialist, Gazprom нефть company group

Alexandr G. Borisov — Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Head of Laboratory of unconventional reservoirs, Skolkovo Institute of Science and Technology

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author