

## ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.3>

УДК 622.276

# Перспективы нефтегазоносности зоны аномально высоких пластовых давлений в Ямало-Ненецком автономном округе с учетом глубинной флюидодинамики

A.A. Нежданов\*, B.B. Огабенин

Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, Тюмень, Россия

В Западной Сибири зона аномально высоких флюидных давлений (АВФД) охватывает территорию более 500 тыс. км<sup>2</sup> на севере бассейна. Она начинается с глинистой покрышки над ачимовской толщей песчано-алевритовых пластов неокома, охватывает ачимовскую толщу, верхнюю – нижнюю юру, триас и частично – палеозой и подчиняется тектоническому контролю, что свидетельствует о глубинном происхождении этого явления. Газонапорная, или газодинамическая, теория АВФД, предложенная К.А. Аникиевым в 70-е годы XX в., позволяет более высоко, чем принято, оценивать перспективы нефтегазоносности зоны АВФД.

Анализ результатов выполненных ранее геологоразведочных работ на глубокие горизонты Ямало-Ненецкого автономного округа свидетельствует, что их относительно низкая эффективность (50–60%) связана с недостаточно высоким качеством скважинных операций, в первую очередь, цементирования, что также обусловлено влиянием АВФД. Во всех пробуренных на глубокие горизонты скважинах получены прямые признаки нефтегазоносности и установлены дефекты цементирования.

Сделан вывод, что глубинные флюидодинамические процессы (активная, напорная дегазация недр Земли) ответственны как за насыщение углеводородами (УВ) пород-коллекторов, так и за динамику их заполнения (сверхвысокие давления и скорости), определяющую основные характеристики пород-коллекторов. Признание глубинного источника УВ не только позволит принципиально увеличить ресурсную базу зоны АВФД, но и потребует пересмотра представлений о формировании и строении залежей УВ этой зоны и петрофизическом обосновании их моделей. Однако для реализации уникального УВ-потенциала зоны АВФД необходимо в первую очередь повысить качество строительства глубоких скважин и их информативность.

**Ключевые слова:** Западная Сибирь, аномально высокие пластовые и поровые давления, глубинная модель нефтедобывания, оценка ресурсов нефти и газа, крепление и испытание скважин, геологоразведочные работы, глубокие горизонты

**Для цитирования:** Нежданов А.А., Огабенин В.В. (2023). Перспективы нефтегазоносности зоны аномально высоких пластовых давлений в Ямало-Ненецком автономном округе с учетом глубинной флюидодинамики. *Георесурсы*, 25(3), с. 13–26. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.3>

## Введение

В Западной Сибири зона аномально высоких флюидных давлений (АВФД), т.е. аномально высокого порового (АВПД) и пластового (АВПД) давлений, включает центральную часть Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), глубокие прогибы на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югра (ХМАО) (Тундринская, Юганская мегавпадины) и участки недр вблизи Колтогорского грабен-рифта в Томской области. Наиболее высокие значения коэффициента аномальности  $K_a$  (отношение замеренного давления к гидростатическому) пластового и порового давлений и промышленная нефтегазоносность зоны АВФД установлены на территории ЯНАО. Здесь она начинается с глинистой покрышки над ачимовской толщиной песчано-алевритовых пластов неокомских отложений и охватывает ачимовскую толщу, верхнюю, среднюю, нижнюю юру, триас и частично палеозой.

Эти отложения вскрыты большим числом скважин, их продуктивность установлена на 64 месторождениях ЯНАО (ачимовская толща и средняя юра), а ресурсная база составляет для ачимовского и среднеуральского нефтегазоконденсатных комплексов соответственно 40,5 и 26,65 млрд т условного топлива (по оценкам АО «СибНАЦ»). Запасы углеводородов (УВ) промышленных категорий ачимовской толщи и юры и добыча УВ из ачимовской толщи в сумме составляют около 15 млрд т условного топлива, т.е. общий УВ-потенциал ачимовской толщи и средней юры ЯНАО оценивают цифрой порядка 80 млрд т в нефтяном эквиваленте. Эту оценку можно считать со-поставимой с общими ресурсами зоны АВФД.

Наиболее изучена Уренгойско-Самбургская зона нефтегазоносности глубоких горизонтов (тюменская свита, ачимовская толща, нижние («полосовидные») шельфовые пласти неокома (БУ<sub>18</sub>–БУ<sub>16</sub>) с АВПД). Их геологические запасы нефти, газа и газового конденсата промышленных категорий составляют более 8,9 млрд т условного топлива

\* Ответственный автор: Алексей Алексеевич Нежданов  
e-mail: nezhdanova@zsniggg.ru

© 2023 Коллектив авторов  
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

\* Материалы настоящей статьи были представлены в виде доклада на конференции «Перспективы нефтегазоносности ачимовского и юрского комплексов севера Западно-Сибирской НГП» в г. Тюмень, 23–24 мая 2023 г.

(т. у.т.), причем к ачимовской толще приурочено около 6 млрд т. у.т., или 63% от этих запасов. На Тамбейском месторождении (северная часть п-ова Ямал), где проведена целенаправленная разведка юрских залежей, запасы газа в них составляют более 3 трлн м<sup>3</sup>, конденсата – более 300 млн т. На других, менее разведенных месторождениях запасы и ресурсы УВ в зоне АВФД существенно меньше, хотя имеются серьезные предпосылки их увеличения за счет критической оценки качества ранее выполненных геологоразведочных работ (ГРР) и корректировки моделей залежей.

Эффективность ГРР на залежи зоны АВФД является наиболее низкой по Надым-Пур-Тазовскому региону, где за все годы ведения ГРР она не поднималась выше 55–60%. Несколько выше была эффективность ГРР на рассматриваемые объекты на п-ове Ямал, где она составляла в советский период 60–70%, а в последние годы, благодаря успешному опоискованию и разведке юрских залежей на Тамбейском месторождении ПАО «Газпром», поднялась до 85% (эффективность оценена по соотношению промышленно продуктивных интервалов испытаний и общего их количества).

Тем не менее практически во всех пробуренных скважинах, вскрывающих зону АВФД, по ГИС, газовому каротажу и керну установлены прямые признаки нефтегазоносности тех или иных резервуаров ачимовской толщи и юры, а в притоках воды, получаемых при испытании, обязательно присутствуют признаки нефти, газа и конденсата, зачастую в заметных количествах. Кроме того, практически для всех скважин, вскрывающих зону АВФД (не только для них, но и для многих, более мелких скважин на газоносных территориях севера Западной Сибири), отмечается низкое качество цементирования обсадных колонн (отсутствие сцепления или неполное, частичное сцепление цементного камня с колонной, межколонные и заколонные перетоки, барботаж и грифонообразование на устье и т.п.).

Такие дефекты, как и отсутствие промышленных притоков УВ и получение притоков воды, характерны для всех категорий скважин, как поисково-оценочных и разведочных, так и добывающих. Расположение таких непродуктивных скважин не подчиняется геологической логике: чаще они расположены в пределах поднятий, т.е. гипсометрически выше продуктивных скважин, притоки воды характеризуются различной дебитностью (от долей до сотен м<sup>3</sup>/сут) и минерализацией (от менее 1 до 15–20 г/л). Однако ни одна из таких скважин, несмотря на явные дефекты цементирования, не признана техническим браком, для каждой из них установлены и обоснованы геологические причины получения водных притоков. Априорно принимается, что результаты испытания соответствуют отсутствию УВ-насыщения пластов, а водное насыщение объясняется наличием литологических и тектонических экранов, отделяющих продуктивные скважины от водоносных, а также миграцией воды снизу вверх и сверху вниз по геологическому разрезу вопреки здравому смыслу и законам физики (Гречнева, 2021; Морышев и др., 2018; Плешанов и др., 2020).

Низкая эффективность бурения на отложения зоны АВПД приводит, несмотря на имеющиеся масштабные открытия, к пессимистическим оценкам ее ресурсной

базы, резко снижает оценку запасов уже открытых месторождений УВ (Поляков и др., 2018; Скоробогатов и др., 2018; Скоробогатов, Хабибуллин, 2023 и др.).

Использование же для определения перспектив нефтегазоносности не традиционной осадочно-миграционной гипотезы нафтогенеза (ОМГН), а подкрепленной исследованиями последних десятилетий (Нежданов, Смирнов, 2021) глубинной гипотезы нафтогенеза позволяет оценить УВ-потенциал зоны АВФД как более значимый, чем принято, что, в свою очередь, позволяет считать Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн крупнейшим в мире не только по площади, но и по ресурсному потенциалу. Согласно представлениям авторов (Нежданов и др., 2013; Нежданов, Смирнов, 2021 и др.), УВ и АВФД имеют глубинное происхождение, а залежи УВ этой зоны не содержат подошвенных и законтурных подвижных вод, т.е. вся эта зона представляет собой единое, но сложнопостроенное «местоскопление» УВ.

Выявленные и активно разрабатываемые в Западной Сибири залежи УВ зоны гидростатических давлений (апт-сеноманские и неокомские залежи ЯНАО, залежи нефти ХМАО) являются верхней, видимой и известной частью «нефтегазового айсберга» Западной Сибири, для глубинной части которого, представленной зоной АВФД, не установлен фактический УВ-потенциал.

Целью настоящих исследований являлась оценка масштаба нефтегазоносности, связанной с зоной АВФД на территории ЯНАО, для чего решалась задача оценки качества выполненных геологоразведочных работ, в первую очередь, скважинных операций.

## Материалы и методы

В работе использованы материалы ГРР, в разные годы выполненные в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне (ЗСНГБ), результаты их обобщения и научных исследований по различным направлениям нефтегазовой геологии и геофизики, материалы ГИС, геолого-промышленную информацию по скважинам (от опорных до эксплуатационных), пробуренных как в советское время, так и в постсоветский период компаниями-недропользователями. Проанализированы опубликованные и фондовые материалы нефтегеологических исследований, позволяющие по-новому взглянуть на проблему нефтегазоносности зоны АВФД.

В отличие от ранее выполненных работ по указанной тематике, в данной работе использована глубинная модель нафтогенеза, игнорировать которую в настоящее время, учитывая накопленную информацию о высокой флюидодинамической активности недр большинства нефтегазоносных бассейнов (Дюнин, Корзун, 2003; Нежданов, Смирнов, 2021 и др.), уже невозможно.

## Результаты

### Природа АВФД

По поводу образования АВФД, т.е. аномально высокого пластового (АВПД) и порового (АВПоД) давлений в нефтегазовой геологии, как и по другим генетическим вопросам, существуют две противоположные точки зрения. Первая, «элизионная», связывает образование АВФД с отжатием седиментационной воды из уплотняющихся пород, в первую очередь глинистых (Карцев и др., 1986).

Если эта точка зрения еще кажется более или менее правдоподобной при изучении мощных кайнозойских глинистых толщ с АВПД и АВПД (например, в Мексиканском заливе), то для Западной Сибири, где зона аномально высоких давлений залегает на глубинах более 3500 м и охватывает породы, уплотнившиеся до пористости 5% (глины) не менее 50–90 млн лет назад, она вызывает сомнения. Гидрогеологи МГУ В.И. Дюнин и А.В. Корзун с помощью расчетов также установили, что количество элизионных вод, отжимающихся из пород при их уплотнении, недостаточно для формирования АВПД (Дюнин, 2000; Дюнин, Корзун, 2003).

С нашей точки зрения, вода, как и любая жидкость, не скимаема, поэтому она в принципе не может создавать АВПД и АВПД. Зона АВПД является зоной затрудненного водообмена, поэтому подвижной воды в этой зоне нет, т.к. подвижная вода и АВПД несовместимы: при наличии подвижной воды пластовое давление должно выравниваться до гидростатического. Однако этого не происходит даже при получении в скважинах высокодебитных притоков воды (50–150 м<sup>3</sup>/сут) из «слабых» пород-коллекторов зоны АВПД, что подтверждает переточную (по затрубью из шельфового неокома и выше) природу этой воды.

Следует заметить, что элизионная модель АВФД не могла объяснить наблюдаемые закономерности распространения АВПД, поэтому даже ее сторонники Н.Б. Вассоевич и А.А. Карцев (1976, с. 105) считали, «что по своей природе АВПД чаще всего полигенные». Поэтому мы не видим оснований считать элизионную модель АВФД адекватной.

Альтернативная газонапорная, или газодинамическая, модель АВФД К.А. Аникиева связывает АВФД с упругопульсационным вторжением сжатых глубинных флюидов в земную кору и осадочный чехол при тектонических сжатиях замкнуто-упругих залежей «в новейшее геологическое время и даже сейчас» (Аникиев, 1980, с. 208). Эта модель объясняет широкое распространение АВФД в недрах ЯНАО, или северного газоносного суббассейна ЗСНГБ, обладающего специфическими особенностями глубинного строения и истории развития (активное прогибание в мезозое, сменившееся неотектоническим дифференцированным воздыманием). С позиции этой модели легко объяснимы наличие на флюидоактивных территориях газовых труб и пузырей, аномальных колец зон (АКЗ), газовых диапиров, наличие АВПД в газовых залежах верхней (надсенонаской) части разреза и в зонах инъекции нефти в подошву баженовской свиты, колебания в значениях АВПД в зависимости от объема заполненного УВ резервуара (больше объем, меньше давление, и наоборот) и др. (Нежданов и др., 2013; Загоровский, 2017; Нежданов, Смирнов, 2021).

Существуют и другие, (по нашему мнению, несистемные) модели формирования АВФД (Кучерук, Люстрих, 1986) – за счет вторичных изменений (уменьшение пористости пород), нефтегазообразования в битуминозных породах, геотектоники (воздымание, тектонический стресс), разогрева недр (геотермический фактор). Эти причины могут вызвать формирование АВФД в отдельных частях разреза на локальных территориях и могут быть связаны с флюидодинамическими процессами, т.к. вторичные изменения пород максимальны в ореолах вторжения

глубинных флюидов, «нефтеобразование» в битуминозных породах баженовской свиты, сопровождаемое АВПД и ростом пластовых температур – это вторжение глубинных флюидов, неотектоническое воздымание и дегазация глубоких недр – это две стороны одного глубинного процесса.

Независимо от взглядов на происхождение АВФД считается общепринятым, что они могут создаваться и сохраняться непродолжительное время только в условиях гидро(газо)динамической изолированности резервуаров и сохранения упругости пород (Кучерук, Люстрих, 1986). Именно по этой причине АВПД и связано с линзовидными, гидродинамически изолированными пластами ачимовской толщи и юры.

### Распространение АВФД

Картина распространения АВПД, оцененного по данным ГИС с помощью методики А.И. Гальченко (1990), связывающей значения  $K_a$  порового давления с удельным электрическим сопротивлением (УЭС) глин, показана на рис. 1. АВФД распространены на территории ЯНАО, в ХМАО они приурочены к глубоким рифтогенным впадинам – Юганской и Тундринской, а на территории Томской области – к окрестностям Колтогорского рифта. В ачимовской толще значения АВПД вверх по разрезу уменьшаются на 20–30%, вниз по разрезу увеличиваются к подошве юры практически на ту же величину. Максимальные значения  $K_a$  порового и пластового давлений увеличиваются к центральным частям прогибов и сводовым частям неотектонических поднятий (Загоровский, 2017). Они также возрастают в объеме так называемых аномальных колец зон (АКЗ), или газовых труб (Нежданов и др., 2013).

На рис. 2 показано изменение  $K_a$  порового давления по разрезу Тюменской сверхглубокой скважины СГ-6, в которой установлена газонасыщенность всего вскрытого забоя до глубины 7502 м (Карасева и др., 1996). По мнению этих исследователей, наличие АВПД и газонасыщенности до подошвы вскрытого разреза является главным научным результатом бурения и исследования данной скважины.

### Оценка ресурсной базы зоны АВФД

Ресурсная база зоны АВФД оценивалась (с позиций глубинной модели нафтогенеза) исходя из того, что залежи УВ в этой зоне не контролируются гипсометрией, не имеют подошвенных и контурных подвижных вод, т.е. на основе газонапорной модели АВПД, правомерность использования которой изучалась нами при проведении геологоразведочных работ на севере Западной Сибири более 40 лет. За эти годы при нашем участии были увеличены запасы УВ ачимовской толщи месторождения Большой Уренгой, нижних шельфовых (литологически ограниченных) пластов неокома на Присклоновом, Восточно-Таркосалинском и других месторождениях, открыты залежи нефти и газового конденсата в ачимовской толще на Дремучем и Восточно-Медвежьем, Южно-Падинском, Украинско-Юбилейном, Ямбургском, Песцовом, Южно-Песцовом, Западно-Песцовом, Падинском, Северо-Тамбайском и других месторождениях, в тюменской свите – на Средненадымском, Песцовом, Ямбургском, Западно-Песцовом, Южно-Песцовом

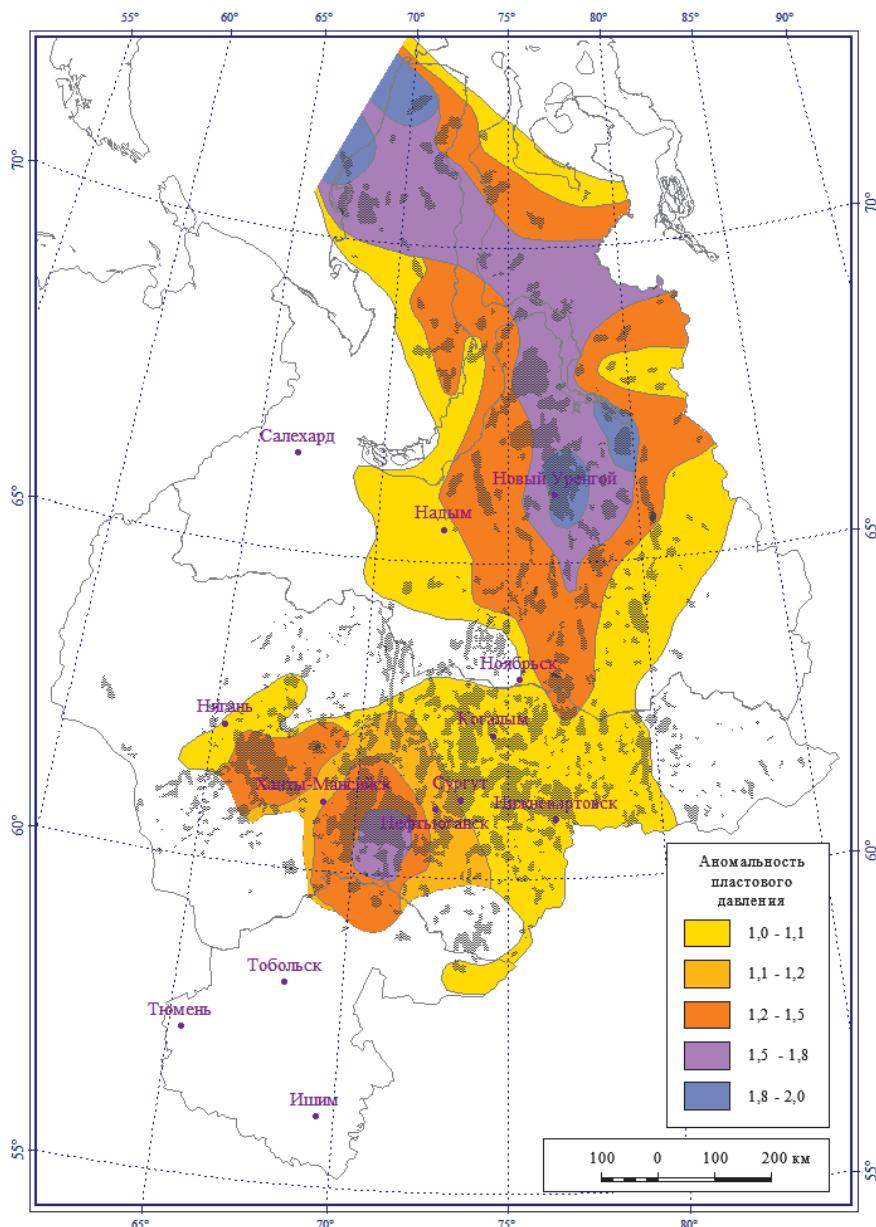


Рис. 1. Схема распределения значений  $K_a$  порового давления в кровле средней юры Тюменской области по (Гальченко, 1990)

месторождениях, в песчаных пластах большехетской серии нижней-средней юры ( $\text{Ю}_9$ ,  $\text{Ю}_{6-7}$ ,  $\text{Ю}_{2-4}$ ) на Малыгинском Западно-Тамбейском, Тасийском, Северо-Тамбейском, месторождениях, что позволило объединить три последних месторождения в единое – Тамбейское (Давыдов, 2018).

Эти открытия давались нелегко. Например, скв. 2-ВП на Восточно-Падинском ЛУ была заложена только после того, как в ООО «Газпром добыча Уренгой» произошла кадровая перестановка (прежнее руководство геологической службы опасалось закладывать скважину в центр Нерутинской впадины). Открытые залежи и высокие оценки их ресурсной базы однозначно убедили нас в обоснованности представлений о глубинном генезисе нефти и газа и правомерности использования газонапорной (газодинамической) модели АВФД. Это предположение было подкреплено также данными многих десятков скважин, в которых были получены прямые признаки нефтегазоносности пластов зоны АВПД, но из которых при испытании промышленных притоков УВ получить не удалось.

Оценка ресурсной базы зоны АВФД выполнена нами, исходя из площади этой зоны в 565 тыс. км<sup>2</sup> (по границе зоны с  $K_a = 1,2$  на рис. 1), экспертико предполагаемой средней эффективной толщине пород-коллекторов во вскрытом разрезе (ачимовская толща – нижняя юра – 50 м) и открытой пористости пород-коллекторов, равной 0,14. Для упрощения расчетов ресурсы оценивались в нефтяном эквиваленте, значение коэффициента насыщенности принято равным 0,75, плотность нефти – 0,8 т/м<sup>3</sup>, коэффициент усадки – 0,8.

При таких параметрах ресурсы зоны АВФД составляют 1,9 трлн т (в нефтяном эквиваленте), т.е. плотность ресурсов составляет 3,36 млн т/км<sup>2</sup>. Насколько реалистична такая оценка? На самом изученном Уренгойском ЛУ ООО «Газпром добыча Уренгой» доказанная плотность извлекаемых запасов УВ промышленных категорий в зоне АВПД составляет около 2 млн т/км<sup>2</sup> (в нефтяном эквиваленте). Это ачимовская толща и верхи средней юры (пласты  $\text{Ю}_{2-4}$ ), но, по нашему мнению, примерно половина запасов этих отложений не разведана и не поставлена

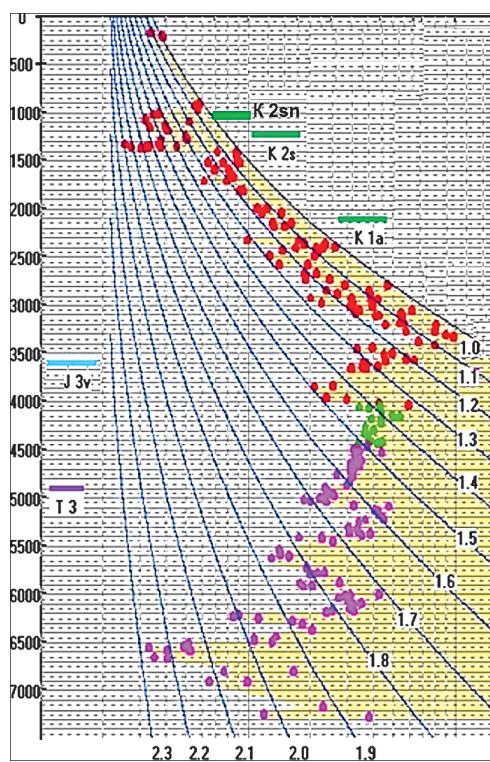


Рис. 2. Схема изменения расчетных значений  $K_a$  порового давления по разрезу Тюменской сверхглубокой скважины СГ-6. Составила Г.В. Магденко (ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2008) по методике А.И. Гальченко (Гальченко, 1990)

на государственный баланс запасов полезных ископаемых. С учетом недоизученности глубоких горизонтов, продуктивных по данным бурения (скв. 414 Уренгойская, СГ-6, СГ-7 и др.), плотность ресурсов УВ зоны АВФД более 3 млн т/км<sup>2</sup> вполне реальна. Именно такова плотность запасов промышленных категорий юрских залежей на Тамбейском месторождении.

Возражения оппонентов нам хорошо известны (Скоробогатов и др., 2018). Главные из них, что эти ресурсы завышены, они относятся к трудноизвлекаемым и не могут быть извлечены рентабельно, опровергаются масштабностью уже сделанных открытий, дебитами газоконденсатной смеси, получаемой при освоении ачимовских залежей на Уренгое, где они достигали 1 млн м<sup>3</sup>/сут, причем без использования гидроразрыва. Из пласта Ю<sub>2</sub> на Песцовом месторождении в скв. 208 был получен аварийный фонтан газоконденсата с ориентировочным дебитом более 1 млн м<sup>3</sup>/сут. Реально дебиты таких фонтанов на порядок больше. В штатном режиме из пласта Ю<sub>2</sub> (скв. 210) были получены фонтанные притоки газоконденсата дебитом около 400 тыс. м<sup>3</sup>/сут с использованием лишь миниГРП для удаления кольматанта бурового раствора из порового пространства пород-коллекторов. Аналогичные дебиты были получены и на Тамбейском месторождении (п-ов Ямал) из пластов Ю<sub>2-4</sub>, Ю<sub>6-7</sub>.

Сейсморазведка МОГТ позволяет успешно картировать высокодебитные зоны залежей УВ и в ачимовской толще, и в средней юре, что дает основание рассчитывать на получение высоких дебитов УВ в любом районе рассматриваемой зоны. Можно уменьшить оба наиболее критических параметра – площадь и толщину резервуаров в два раза (т.е. ресурсы станут в 4 раза меньше), но и в этом

случае они составят 475 млрд т в нефтяном эквиваленте, т.е. примерно в 6 раз больше существующих оценок, которые многими считаются «излишне оптимистическими» (Скоробогатов, Хабибуллин, 2023). Очевидный вывод заключается в том, что зона АВФД (АВПД) на севере Западной Сибири должна являться основным объектом ГРР, поскольку ее ресурсная база практически не ограничена. Однако эффективность ГРР на глубокие горизонты зоны АВФД не превышает, например, в Надым-Пур-Газовском регионе 55–60%. Покажем, что причиной этого являются не геологическое строение залежей и отсутствие запасов УВ, а низкое качество ГРР.

### Оценка качества и результатов ГРР

Как отмечено во введении, качество ГРР на отложения, залегающие в зоне АВФД, традиционно является низким. Главной причиной этого является высокая газонасыщенность разреза, обусловленная АВФД. При вскрытии отложений этой зоны скважинами происходит активная дегазация разреза, и мелкие газовые струи, размывая цемент, образуют в нем каналы, препятствуют схватыванию цементного камня и т.п. Данные акустической цементометрии (АКЦ), по которым определяется качество цементирования, во всех случаях получения водного притока из скважин с АВФД свидетельствуют о наличии обширных интервалов отсутствия сцепления цементного камня с колонной либо о «неполном», «частичном» сцеплении, т.е. подтверждает наличие мелких зон (каналов) негерметичности цементного кольца вокруг скважины. К тому же с помощью существующих методов качество сцепления цементного камня с породой оценить нельзя.

На рис. 3 представлены результаты испытания пластов ачимовской толщи и тюменской свиты на Уренгойском

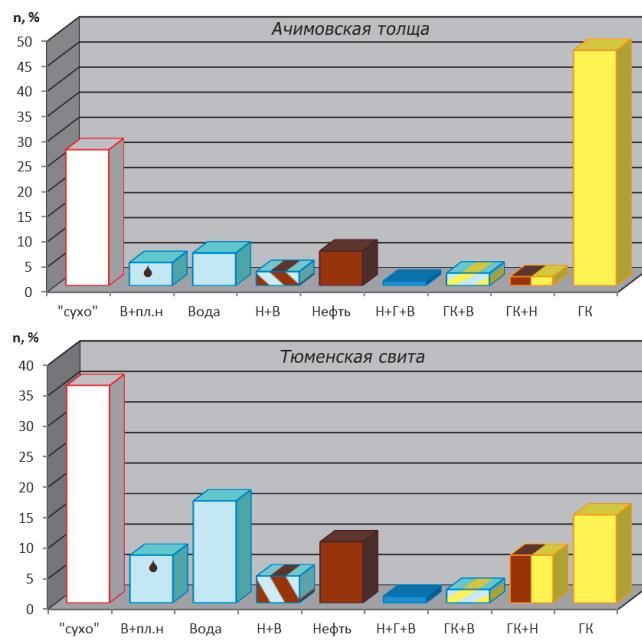


Рис. 3 Распределение дебитов притоков, полученных из пластов Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>3</sub> тюменской свиты и Ач<sub>1-6</sub> ачимовской толщи, по фазовому составу (Уренгойско-Самбургская зона). Характер притоков: «сухо» – интервалы, не давшие притока; В+пл.н – вода+пленка нефти; Н+В – нефть+вода; Н+Г+В – нефть+газ+вода; ГК+В – газоконденсат+вода; ГК+Н – газоконденсат+нефть; ГК – газоконденсат

нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ). В первую очередь обращает на себя внимание большое количество «сухих» интервалов испытаний, где не получено вообще притоков флюидов (26% по ачимовской толще и 34% по тюменской свите), а также большое количество притоков с водой (по ачимовской толще их 23%, по тюменской свите 38% от общего числа объектов испытаний). Отметим также большое сходство распределения притоков в ачимовской толще и тюменской свите. Оно неслучайно, т.к. в 60% скважин, которыми вскрыты тюменская свита и ачимовская толща, притоки, полученные из этих объектов испытаний, идентичны, что свидетельствует о работе какого-либо одного интервала (скорее всего, ачимовского) при освоении нефтяных залежей юры и ачимовской толщи.

На рис. 4 показано распределение полученных при испытании дебитов по величине притоков из ачимовской толщи и тюменской свиты на Уренгойском и Песцовом НГКМ. На рис. 4, а, где ачимовская толща имеет более высокие коллекторские свойства и эффективные толщины, чем тюменская свита, притоки из ачимовской толщи значительно выше. На Песцовом месторождении, где тюменская свита характеризуется более высокими коллекторскими свойствами и эффективными толщинами относительно ачимовской толщи, ситуация противоположная. Но в обоих случаях доминируют «сухие» (т.е. не давшие никаких притоков) объекты испытания, хотя они выбираются из-за наличия, по данным ГИС, пород-коллекторов с удовлетворительными фильтрационно-емкостными свойствами, позволяющими получать промышленные притоки УВ. Данный пример свидетельствует о кольматации компонентами переутяженных буровых растворов порового пространства пород-коллекторов. Естественно, что низкая (около 50%) эффективность испытаний резко снижает запасы открытых залежей УВ и требует отделения непродуктивных скважин от продуктивных разнообразными, отсутствующими в природе искусственными

экранами – литологическими и тектоническими.

Ввиду низкого качества выполненных ГРР дальнейшая разведка ачимовских и среднеюрских залежей УВ на Уренгойском и Песцовом лицензионных участках (ЛУ), на наш взгляд, является весьма перспективной. В случае же низкого качества строительства глубоких скважин при поисках нефти и газа ситуация более печальная: первые же скважины, не давшие промышленных притоков УВ, делают неперспективными для разработок изучаемые участки. Ярким примером этого является история опоискования Нерутинской впадины. Из 12 пробуренных в ней поисково-оценочных скважин (в 2007–2010 гг.) только одна залежь была поставлена на государственный баланс. На Западно-Юбилейном участке в скв. 23 при испытании интервала залегания кимериджского пласта Ю<sub>1</sub><sup>а</sup> был получен приток нефти с водой дебитом 4,0 м<sup>3</sup>/сут. До испытания эта скважина из-за негерметичности резьбовых соединений обсадной колонны фондировалась по затрубью водой с дебитом нефти около 5 м<sup>3</sup>/сут из пяти интервалов (по данным ГТИ), в том числе и из поставленного на баланс.

Все скважины, пробуренные в Нерутинской впадине, до испытаний оценивались по керну и ГИС как продуктивные по интервалам зоны АВФД, некоторые из них – и по шельфовым пластам неокомских отложений, но в процессе испытаний (частично не законченных) все они ощущимых притоков УВ не дали. Во всех скважинах цементирование было очень низкого качества, а наиболее проницаемые интервалы были кольматированы буровым раствором. Многочисленные и самые разнообразные осложнения и аварии в процессе бурения, крепления и испытания скважин, а также длительные попытки их устранения привели к тому, что в условиях «эффективного менеджмента» ПАО «Газпром» все скважины были ликвидированы, а Западно-Юбилейный (частично), Мариэттинский, Нерутинский и Западно-Ягенетский лицензионные участки, на которых проводилось поисково-оценочное бурение, возвращены в нераспределенный фонд недр ЯНАО. Однако на этом

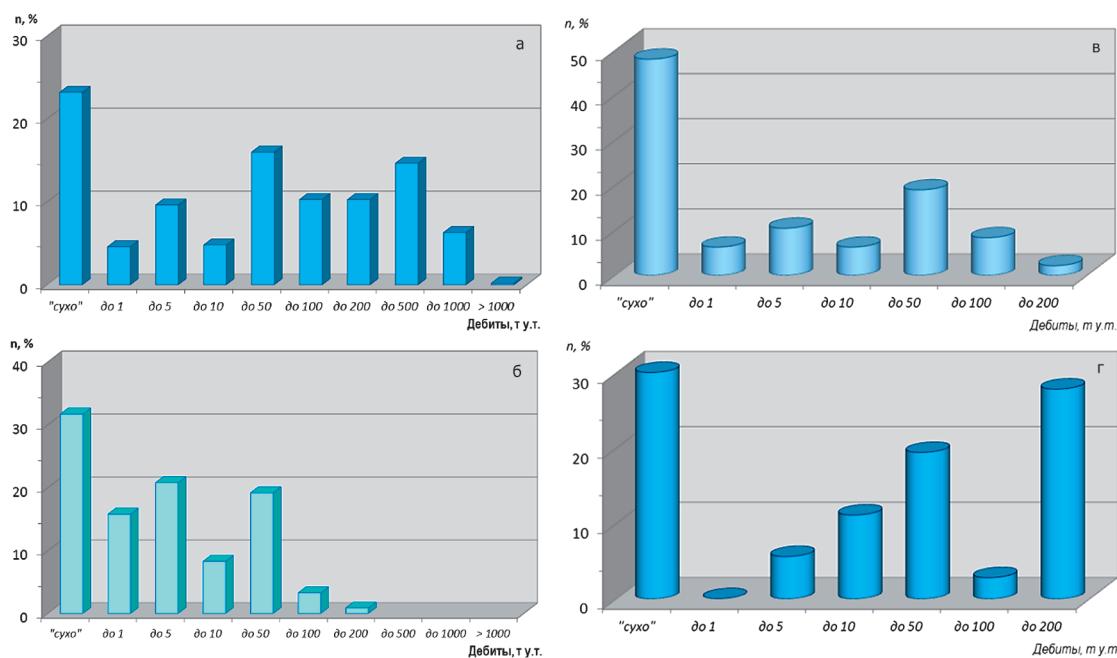


Рис. 4. Распределение по дебитности притоков, полученных из отложений зоны АВПД: а – ачимовская толща Уренгойского месторождения, б – тюменская свита Уренгойского месторождения, в – ачимовская толща Песцовского месторождения, г – тюменская свита Песцовского месторождения

ГРП в Нерутинской впадине, проводимые предприятиями ПАО «Газпром», не были прекращены.

Падинский и Восточно-Падинский ЛУ расположены севернее и гипсометрически ниже ранее рассмотренных участков, в центральной, самой погруженной части Нерутинской впадины, на 900 м ниже (по кровле юры) сводов Медвежьего и Ямсовойского поднятий (рис. 5). Поисково-разведочное бурение на этих участках привело к открытию в 2015–2016 гг. Падинского газоконденсатного месторождения с продуктивностью в ачимовских пластах

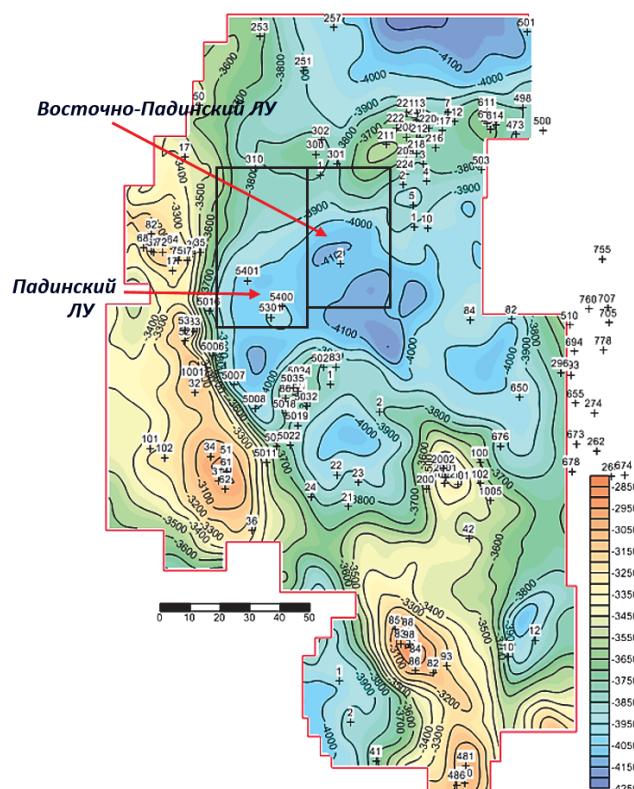


Рис. 5. Структурная карта по кровле верхней юры (отражающий сейсмический горизонт Б) Нерутинской впадины

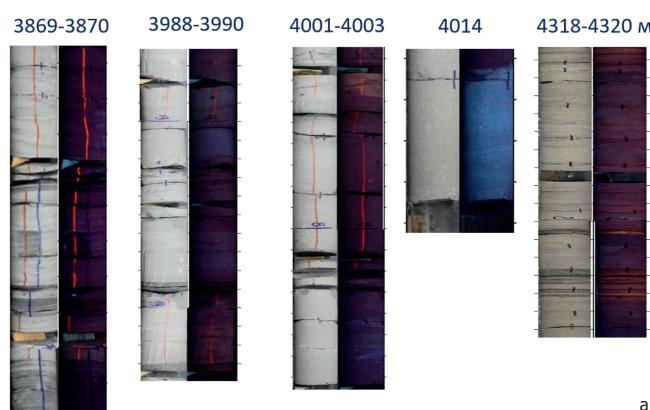
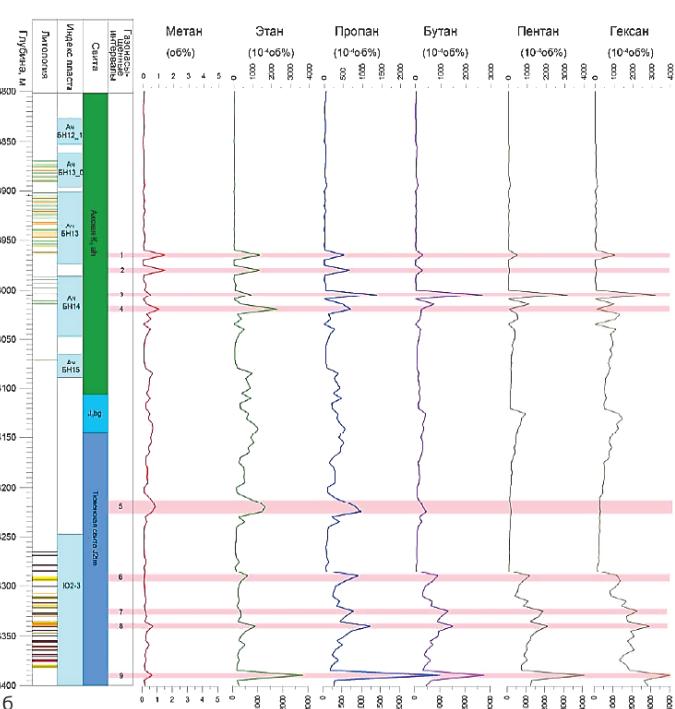


Рис. 6. а – Фотографии керна (в дневном и ультрафиолетовом свете). Свечение керна в ультрафиолетовом свете свидетельствует о наличии УВ-насыщения пластов ачимовской толщи и тюменской свиты в скв. 5401-П, цифрами сверху отмечены глубины отбора образцов, м; б – результаты детальной газометрии бурового раствора в скв. 5401-П (данные ЗАО «НПЦ „Геохимия“»). Розовым цветом показаны продуктивные интервалы, рекомендованные к испытанию

АЧ<sub>14</sub>–АЧ<sub>15</sub>. В скв. 5400-П, пробуренной первой, были получены притоки газоконденсатной смеси с дебитами 40,0–55,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а в скв. 2-ВП – 122,5–224,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В пластах Ю<sub>2-3</sub> притоков не было получено, несмотря на признаки продуктивности в керне.

Казалось бы, Нерутинская впадина все-таки доказала свою продуктивность, причем открытая залежь относится к «синклинальному» типу и занимает погруженную часть впадины. Но в последующей скважине 5401-П из ачимовской толщи были получены притоки воды (7,48–48,2 м<sup>3</sup>/сут) только со следами нефти (или конденсата) и газа. Несмотря на дефекты цементирования (отсутствие сцепления – 6%, частичное сцепление цементного камня с колонной – 94%; «неопределенное» сцепление цементного камня с породой – 98,5% и отсутствие сцепления – 1,5%), скважина не была признана техническим браком и существенно сократила перспективность этой залежи. По мнению наших коллег из ПАО «Газпром» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ», основанному на результатах, полученных в этой скважине, запасы Падинского месторождения весьма ограничены (Поляков и др., 2018). По нашему же мнению, эта скважина подтверждает газонасыщенность пластов-коллекторов зоны АВФД, о чем свидетельствует высокоточная газометрия бурового раствора, полученная в этой скважине (рис. 6, а) и подтвержденная люминесценцией (рис. 6, б). Указанные выше дефекты цементирования объясняют поступление в интервалы перфорации воды по затрубью из отложений шельфового неокома с гидростатическими давлениями. Мы считаем, что разведку Падинского газоконденсатного месторождения после уточнения его геолого-геофизической модели с учетом данных сейсморазведочных работ МОГТ 3D необходимо продолжить.

Заметим, что в 90-е годы XX в. в непосредственной близости от точки заложения скв. 5400 была пробурена скв. 5301, в которой ачимовская толща не была испытана из-за технических дефектов и сильного газирования, по этой причине скважина считалась непродуктивной.



Падинское месторождение не было бы открыто, если бы мы также оценивали эту скважину.

Если по поисково-оценочным и разведочным скважинам, вскрывающим зону АВФД, информации, как правило, недостаточно для детального и достоверного анализа термобарических, газо- и гидрохимических параметров пластовых систем и флюидов (можно отметить лишь чрезвычайно большой разброс указанных параметров), то по эксплуатационным скважинам данных значительно больше, и они свидетельствуют о том, что притоки воды, получаемые совместно с газом, конденсатом и нефтью из ачимовской толщи на Уренгойском и Ямбургском месторождениях в таких скважинах, вызваны дефектами их цементирования и связаны с заколонными перетоками из неокомских отложений.

### Оценка качества эксплуатационного бурения

На северном куполе Уренгойского НГКМ АО «Ачимгаз» ведет добычу газоконденсата из ачимовской толщи. При последовательном разбуривании залежи от восточного крыла к своду совместно с продукцией (дебиты газа от 2–3 до 460 тыс. м<sup>3</sup>/сут, конденсата до 100 м<sup>3</sup>/сут) были получены значительные притоки воды (от 5 до 100–135 м<sup>3</sup>/сут) в присводовых скважинах. Ранее в этой же части месторождения водные притоки (совместно с УВ) были получены в разведочных скважинах 737, 739 (ачимовская толща), 510 (ачимовская толща и юра). Главной особенностью этой газовоносной зоны является приуроченность к АКЗ, осложняющей северный купол Уренгойского вала (рис. 7). Для таких флюидодинамических структур характерны гипервысокие флюидные давления и высокая газонасыщенность глубоких недр, за счет чего снижаются скорости распространения сейсмических колебаний и формируются «раздувы»

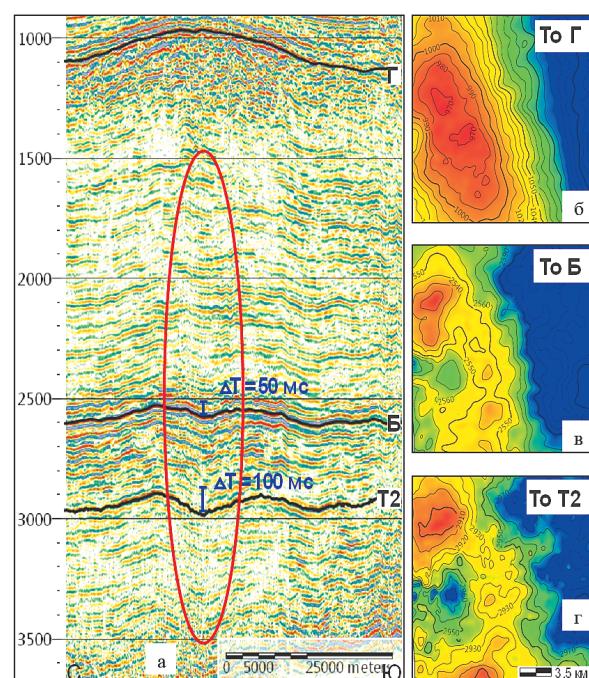


Рис. 7 Аномальная кольцевая зона (АКЗ), приуроченная к северной части Северного купола Уренгойского вала: а – временной сейсмический разрез, АКЗ выделена красным овалом; б, в, г – карты изохрон ( $T_g$ ) по отражающим горизонтам (ОГ): Г (кровля сеномана), Б (кровля юры) и Т2 (средняя юра, байос) соответственно. АКЗ характеризуется раздувами временных толщин, увеличивающими вниз по разрезу

в поле времен, фиксируемые по материалам сейсморазведки МОГТ (Нежданов и др., 2013). Все притоки воды с дебитом более 4 м<sup>3</sup>/сут получены из ачимовской толщи в этой зоне (рис. 8). Для всех пробуренных в ней скважин установлены серьезные дефекты цементирования. По нашему мнению, очевидна связь высоких давлений

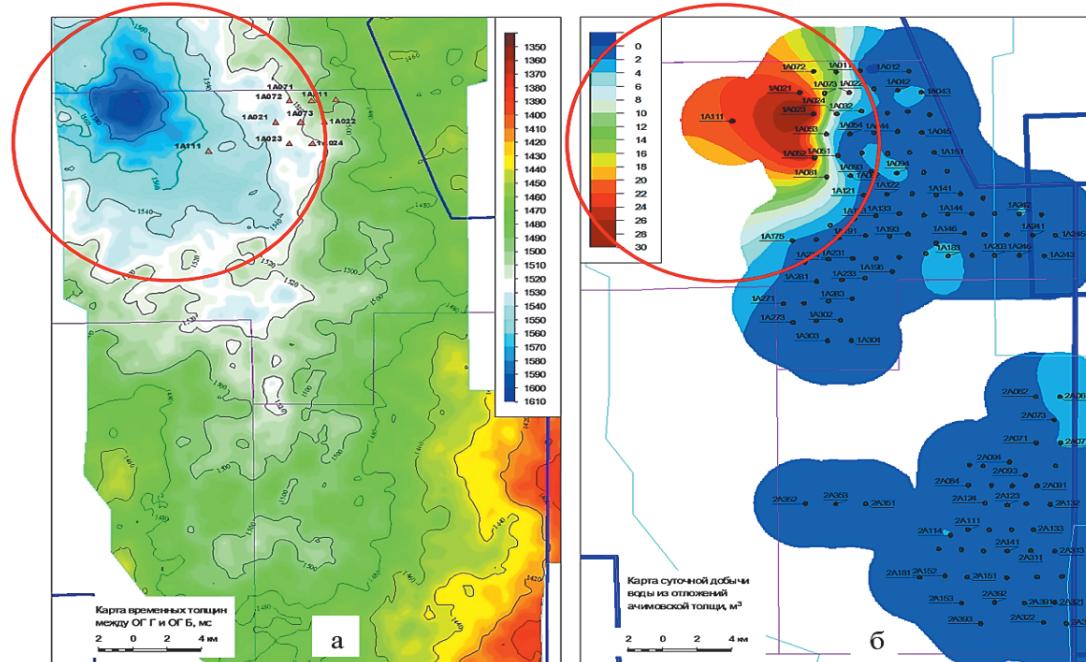


Рис. 8. а – Карта временных толщин между ОГ Г и Б. В АКЗ, положение которой показано красной окружностью, происходит резкое увеличение временных толщин между ОГ Г и Б, свидетельствующее о росте пластовых давлений и газонасыщенности разрезов неокома – юры; б – карта дебитов воды (м<sup>3</sup>/сут), получаемой из ачимовского пласта Ач<sub>3-4</sub> на участке 1А и 2А АО «Ачимгаз». Все притоки воды дебитом более 4 м<sup>3</sup>/сут получены из АКЗ

№ скв.	Дебиты			$P_{\text{заб}}$ , мПа	$T$ на устье, °C	Диаметр штуцера, мм
	Газа сепарации, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Нестабильный конденсат, м <sup>3</sup> /сут	Воды, м <sup>3</sup> /сут			
1A071	244,64–354,48	79,5–107,7	5,73–4,89	40,02–42,01	50,4–57,7	8,07–9,85 + эксп.
1A072	164,95–322,24	26,9–48,5	13,87–26,10	39,27–40,02	42,2–54,7	8,01–10,03 + эксп.
1A073	237,56–356,27	49,6–66,4	10,39–22,79	37,47–39,55	48,8–57,4	8,04–10,02 + эксп.
1A111	10,75–14,17	1,78–2,17	97,24–100,32	15,83–18,91	13,3–15,6	5–6
1A021	14,39–28,94	3,46–4,60	81,15–135,28	20,90–23,42	21,8–29,0	6,48–7,98
1A022	277,45–600,45	129,0–240,3	0,79–3,57	44,30–47,04	44,4–60,1	8,03–12,09 + эксп.
1A023	258,58–458,89	40,9–64,4	11,98–40,36	34,57–39,25	40,9–64,4	8,02–12,06 + эксп.
1A024	265,13–391,94	105,4–189,6	2,20–4,97	41,95–43,55	45,6–62,8	8,04–12,09+эксп.
1A164	20,85	25,41	118,24	27,5	23,9	8,01

Табл. 1. Промыслово-геологическая характеристика скважин с наиболее высокими притоками воды в эксплуатационных скважинах участка 1А АО «Ачимгаз»

и газонасыщенности в АКЗ с ухудшением качества цементирования, что стало причиной получения большого количества воды в продукции скважин. Анализ результатов геолого-технических исследований подтверждает этот вывод (табл. 1), представленный ниже.

На Ямбургском НГКМ разведка залежей УВ в зоне АВФД (ачимовская толща, тюменская свита) продолжалась более 20 лет. С учетом уникальности ачимовской толщи этого месторождения, связанной с авандельтой р. палеоТаз и достигающей общей мощности до 400 м при суммарной толщине песчано-алевритовых пород до 200 м и пород-коллекторов более 100 м, а также площади ее распространения (более 8,5 тыс. км<sup>2</sup>) предполагалось, что запасы УВ в ней составят не менее 20 млрд т у.т. В процессе разведки (около 30 скв.) притоки воды были получены в двух скважинах, из-за пониженных УЭС ачимовских пластов наличие воды или смешанного (вода и нефть) насыщения предполагалось еще в пяти скважинах.

Эти скважины расположены в присводовой части Ямбургского поднятия, осложненного АКЗ. Характерно также уменьшение УЭС ачимовского пласта АЧ<sub>18</sub><sup>1</sup> в сводовой части поднятия (при приближении к АКЗ) (Плещанов и др., 2020). Наибольший дебит нефти, полученный из этого пласта, составил 20 м<sup>3</sup>/сут, газоконденсата – 5,45 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Значение  $K_a$  пластового давления, равное 1,65, было определено в скв. 182, 183, пластовая температура составила 97,6–101,3 °C. Отметим, что термобарические параметры могут оказаться заниженными из-за недосвоенности объектов испытания. Но главное, что были получены устойчивые безводные притоки нефти.

В 2019–2020 гг. одной из компаний, аффилированных с ПАО «Газпром», в присводовой части Ямбургского НГКМ, восточнее АКЗ, было пробурено несколько эксплуатационных скважин с боковыми горизонтальными стволами (БГС) протяженностью до 1 км, в которых был выполнен многоступенчатый гидроразрыв с закачкой в пласт проппанта в количестве 100–300 т/порт. В результате в скважинах были получены высокодебитные смешанные притоки нефти, газа, конденсата и воды (сотни м<sup>3</sup>/сут жидкостей и сотни тыс. м<sup>3</sup>/сут газа). Был сделан вывод о том, что ачимовские нефтяные и газоконденсатные залежи в присводовой части Ямбургского поднятия обводнены и непригодны для разработки. На наш взгляд, этот вывод является спорным. Данные термометрии, полученные в одной из скважин

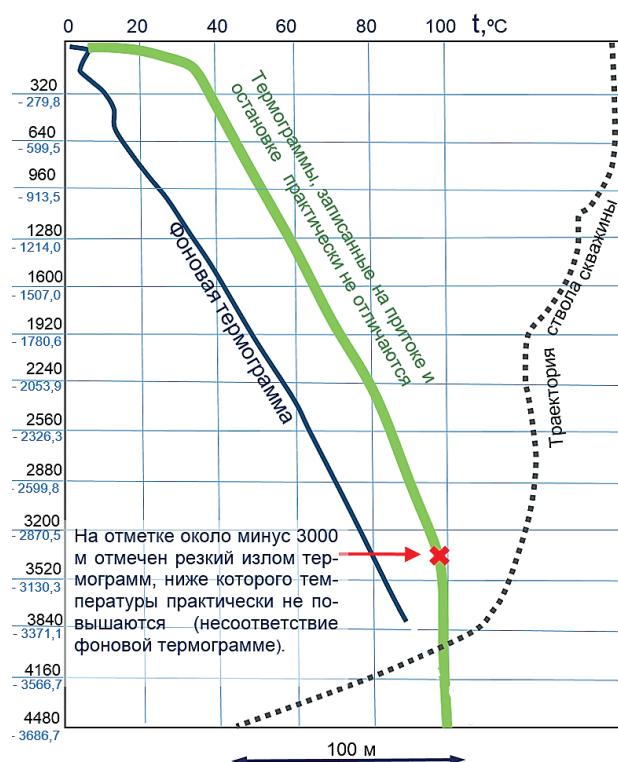


Рис. 9. Результаты термометрии по одной из скважин с БГС на Ямбургском НГКМ

с БГС, показывают следующее (рис. 9). На фоновой термограмме, записанной в остановленной скважине, температура вниз по разрезу (до отметки –3350 м) равномерно повышается в соответствии с температурным градиентом около 2,72 °C/100 м. Термограммы, записанные в работающей скважине, на притоке и на остановке практически не отличаются и демонстрируют одну важную особенность: на отметке –3000 м происходит резкий излом кривых и ниже этой отметки температуры в скважине практически не повышаются (несоответствие фоновой термограмме). На отметке –3000 м залегает мощный, водообильный пласт БУ<sub>5</sub>, который в случае негерметичности обсадной колонны может служить источником воды, поступающей в скважину по затрубью. В данном случае массированный гидроразрыв мог сыграть роль перфоратора, разрушающего цементное кольцо и породу вокруг ствола скважины и облегчающего поступление воды в порты гидроразрыва.

## Обсуждение результатов

Рассматриваемая проблема оценки перспектив нефтегазоносности слабо изученных пластовых систем с АВФД является, пожалуй, одной из самых сложных в нефтегазовой геологии, а тема оценки качества выполненных ГРР и эксплуатационного бурения была закрыта для обсуждений. Тем не менее это важные проблемы, которые требуют рассмотрения и открытого обсуждения, поскольку они, по нашему мнению, наносят значительный экономический ущерб не только добывающим компаниям, но и государству, и не позволяют правильно оценить уникальный УВ-потенциал Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

«Месторождение можно разведать только один раз, поэтому любая ошибка разведки неисправима» – считают Г.А. Габриэлянц и В.И. Пороскун (2017, с. 26). Однако с этим трудно согласиться. Ретроспективный анализ эффективности ГРР в Западной Сибири показал (Нежданов и др., 2014), что даже при высокой плотности ресурсов УВ каждый новый шаг в геологоразведочном процессе приводил к серьезным проблемам в изучении продуктивных объектов и негативно сказывался на эффективности ГРР. В 70-е годы – начале 80-х годов ХХ в. в большинстве глубоких скважин были получены лишь признаки УВ (незначительные притоки воды с пленками нефти и конденсата и растворенным газом), даже в шельфовых неокомских отложениях. Из-за недостаточно высокого качества ГРР сложилось представление о низком УВ более глубоких (относительно сеномана) горизонтов, поскольку залежи нефти и газоконденсата в неокоме «с первой попытки» были открыты только на Уренгойском и Ямбургском месторождениях. Позднее, при повторном опоисковании неокомских горизонтов залежи УВ были открыты на большинстве месторождений ЯНАО, зачастую со 2–3-й попытки. Рекордсменом является Медвежье месторождение, на южном куполе которого неокомские залежи были открыты в 2005 г. лишь с пятой попытки. Ачимовские отложения на Уренгойском НГКМ удалось опробовать только в третьей скважине, вскрывшей их.

Проблема качества цементирования глубоких скважин является системной и аналогичной по решаемости традиционным российским проблемам – дорог, футбола и пр. В связи с этим приведем слова известного ученого-нефтяника А.И. Булатова, основателя ВНИИКРнефти и созданного на его основе НПО «Бурение»: «Некачественное цементирование скважин может быть причиной неправильной оценки перспектив разведываемых площадей. Это один из наиболее опасных видов осложнений, часто переходящих в аварии. Перетоки флюидов – обычное явление. Как далеко заходят эти процессы, пока точно неизвестно – таких экспериментов специально не ставят, но, очевидно, очень далеко».

Какую скважину после бурения считать качественной? При нынешнем подходе к строительству скважин – почти никакую. Мы должны заботиться о кладовых природы, должны охранять их для своего же блага и блага своих потомков. В основе охраны недр существует правило «Не навредить» (Булатов, 2017, с. 11).

В этом отношении зона аномально высоких флюидных давлений, «рабочим телом» которых является глубинный газ (и газированная нефть), представляет наибольшую

опасность. Выделяющийся из пород газ дренирует цемент, создает в нем каналы и пустоты, нарушая герметичность цементного камня. В первую очередь это происходит в зонах наиболее высоких АВФД, создающих разнообразные по морфологии газовые трубы, наиболее крупными из которых являются АКЗ. Именно такие флюидодинамические структуры расположены на северном куполе Уренгойского вала и в присводовой части Ямбургского поднятия, где высокодебитные притоки низкотемпературной воды получены при освоении ачимовской толщи в эксплуатационных скважинах. В данном случае сомневаться в переточной природе этой воды нет оснований, поскольку высокие дебиты воды противоречат законам физики – в зоне АВФД подвижной воды быть не может.

Резкое снижение УЭС в пределах АКЗ, зафиксированное и на Уренгойском, и на Ямбургском месторождениях, рассматривается в качестве доказательства обводненности ачимовских залежей в сводах гигантских поднятий (Мормышев и др., 2018; Плещанов и др., 2020) вопреки геологическим законам. Заметим, что уменьшение УЭС пород под влиянием АВФД является известным явлением, оно вызвано снижением эффективного напряжения, действующего на породы, и раскрытием за счет этого токопроводящих путей – поровых каналов, трещин, мелких капилляров, что также сопровождается растворением содержащихся в породе солей (Кобранова, 1986; Гальченко, 1990). Поэтому рассматривать снижение значений коэффициента нефтегазонасыщенности в качестве единственной причины уменьшения УЭС пород-коллекторов нельзя. В данном случае, и на Ямбургском, и на Уренгойском (северный купол) месторождениях наличие АКЗ свидетельствует о росте АВФД, значения  $K_a$  которого в таких структурах могут достигать 2,4 (Нежданов и др., 2013). По нашему мнению, именно это, а не снижение газонасыщенности, влияет на уменьшение УЭС в рассматриваемых объектах.

Зачастую отсутствие возможности получения законных перетоков объясняется высокими забойными давлениями, которые фиксируются на забое скважины. Это объяснение для скважин на северном куполе Уренгоя неприемлемо, т.к. значения забойных давлений в скважинах с водными притоками настолько низкие (до 15,9–20,8 мПа, табл. 1), что позволяют получать воду по затрубью не только из неокомских отложений, но и из пластов покурской свиты (апт – сеноман). Тесные связи (значения коэффициентов корреляции больше 0,9) между дебитами воды, забойными давлениями и температурами на устье (рис. 10) однозначно свидетельствуют о переточной (по затрубью из вышележащих водоносных пластов с низкими пластовыми температурами) природе полученных притоков воды на северном куполе Уренгоя.

На Ямбургском месторождении провести анализ забойных давлений нам не удалось из-за недостаточности имеющихся в нашем распоряжении данных, хотя результаты термометрии, по нашему мнению (рис. 9), убедительно свидетельствуют о переточном характере полученной в скважинах с БГС воды. Чтобы доверять забойным давлениям, необходимо изучить взаимодействие пластовых систем и внутристкважинного пространства, что далеко не всегда возможно.

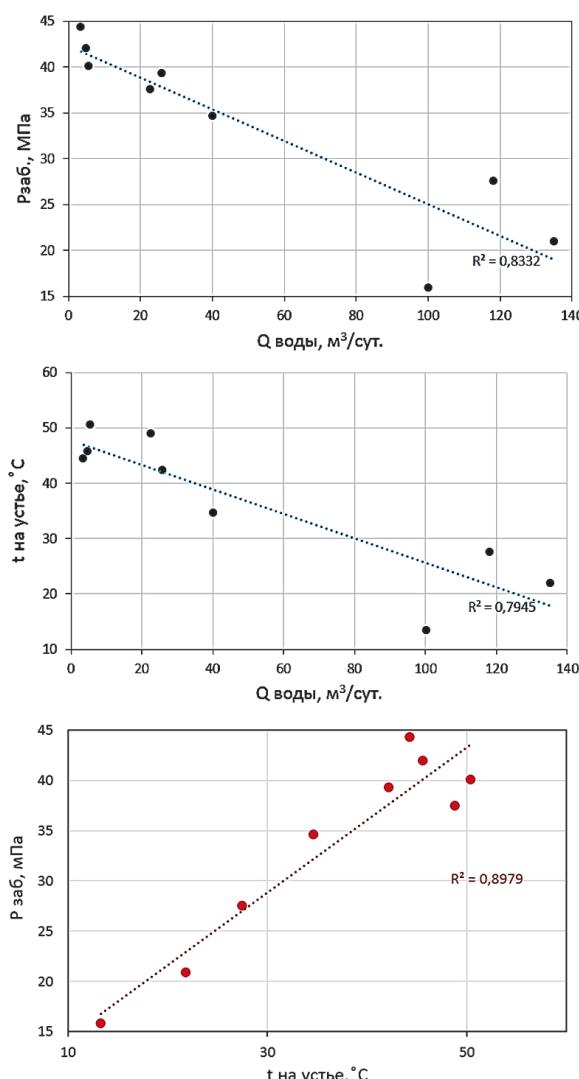


Рис. 10. Графики связи дебитов воды с забойными давлениями и температурой на устье по скважинам с высокодебитными притоками воды на участке 1А АО «Ачимгаз» Уренгойского НГКМ

Приведем еще два аргумента в пользу «переточности» получаемой воды в эксплуатационных и других высокодебитных скважинах. Во-первых, это длительная работа таких скважин с устойчивыми смешанными притоками, зачастую с преобладанием воды. Из-за различий в фазовых проницаемостях вода в таком случае неизбежно «отожмет» газ и скважина будет «работать» только водой. Во-вторых, отсутствует (по данным ГТИ) дифференциация газ/вода по высоте в значительных по высоте (толщине) интервалах перфорации (до 100 м), не говоря уже о БГС, что также соответствует поступлению воды в скважину по затрубью сверху.

Таким образом, на основе вышесказанного можно заключить, что высокодебитные (экспертно, первые десятки  $\text{м}^3/\text{сут}$  и более) притоки воды, получаемые при испытаниях из пластов зоны АВПД, однозначно являются переточными. Во-первых, такие притоки воды для «слабых» ачимовских и юрских пород-коллекторов не характерны. Во-вторых, свободная, способная перемещаться вода и АВПД несовместимы. Предполагать же наличие связанной воды, способной обеспечить такой дебит, с нашей точки зрения некорректно.

В настоящей статье мы не рассматриваем вопросы о минерализации получаемой из скважин воды, о связи УЭС с процессами формирования газовых и газоконденсатных залежей. Заметим только, что, по нашему мнению, минерализация воды, получаемой совместно с продукцией из ачимовских залежей, также свидетельствует о перетоке этой воды в зону АВПД из неокома, а УЭС газонасыщенных пород-коллекторов отражают в первую очередь динамику (скорость и давление) процесса заполнения пород-коллекторов газом. Однако эти вопросы требуют отдельного рассмотрения.

Можно теоретически предполагать, что в случае низких коллекторских свойств пород зоны АВПД и малой активности глубинных флюидодинамических процессов, идущих с относительно невысокими давлениями (в любом случае они должны быть выше давления естественного гидроразрыва пород либо соизмеримы с ним, т.е. близки к геостатическому давлению) пласти-коллекторы могут быть лишь незначительно заполнены УВ, содержать довольно большое количество в разной степени связанной и малоподвижной воды. Скорее всего, это должно происходить в условиях незначительного превышения значений  $K_a$  над гидростатическим давлением, т.е. по периферии зоны АВПД.

Для центральных частей зоны АВПД – Надым-Пуртазовский регион, п-ов Ямал, Гыданский п-ов (рис. 1) – такая ситуация менее ожидаема, т.к. при высокой активности флюидодинамических процессов и субвертикальной миграции глубинных УВ газов и паров, заполняться ими будут резервуары в любой структурной позиции, как на поднятиях, так и в прогибах, причем в последних значения  $K_a$  АВПД будут даже большими. Поэтому мы и считаем прогибы в зоне АВПД не менее перспективными, чем поднятия.

На территориях, лишенных крупных антиклинальных структур, основные перспективы нефтегазоносности будут связаны с неантиклинальными и структурно-литологическими залежами зоны АВПД (нижние шельфовые пласти неокома, ачимовская толща, юра). Это в первую очередь территория Гыданского п-ова. Целесообразным будет бурение разведочных юрских скважин по периферии Бованенковского, Харасавэйского, Круженштерновского, Южно-Тамбейского, Малыгинского поднятий, расширение контуров Тамбейского месторождения в сторону Малыгинского. Остается перспективным объектом для дальнейшего изучения нефтегазоносности Нерутинская впадина и ее продолжение – Танловская впадина, а в восточной части ЯНАО – Большелехетская впадина. Перспективны и прогибы с АВПД на территории ХМАО – Тундринская, Юганская впадины, Уренгойско-Колтогорский рифт, продолжающийся в Томскую область.

Однако для того чтобы однозначно решить вопрос о продуктивности отложений зоны АВПД в конкретных скважинах, имеющихся традиционных данных в большинстве случаев недостаточно. Газовый каротаж в условиях бурения с утяжеленными буровыми растворами из-за их переутяжеления и использования «нефтяных ванн» малоинформативен, важные, но ограниченные методы изучения керна (определение фильтрационно-емкостных свойств, литолого-седиментологические исследования) не дают информации о нефтегазоносности вскрытого

разреза. И в XXI в. характер насыщения пластов определяют органолептически, «по запаху», в лучшем случае путем люминескопии. Как показывает опыт ПАО «Газпром» (Черепанов и др., 2016, 2011 и др.), для повышения информативности скважинных данных, в том числе (если не в первую очередь) для зоны АВФД, в скважинах должны проводиться детальная газометрия бурового раствора и газохимические исследования всего отобранного керна (газометрия, а также изучение спиртобензольных и хлороформенных вытяжек), с хроматографическим определением содержания большого количества углеводородных и неуглеводородных компонентов. Эта информация позволяет, во-первых, выявить продуктивные интервалы и получить количественную характеристику насыщения пород-коллекторов. Во-вторых, она дает основание оценить качество испытаний и принять обоснованное решение в случае получения притоков воды либо о целесообразности изменения модели залежи, либо о наложении штрафных санкций на бурового подрядчика.

Таким образом, главным условием повышения качества и эффективности ГРР на отложения, залегающие в зоне АВПД, является использование современных технологий бурения, крепления и испытания глубоких скважин, позволяющих вскрывать пласти зоны АВПД «на равновесии», качественно выполнять их цементирование, исключающее возможность заколонного перетока в интервал перфорации из выше- или нижележащих отложений.

## Заключение

Глубинная модель нафтогенеза и газонапорная (газодинамическая) модель формирования АВФД позволяют исключительно высоко оценивать перспективы нефтегазоносности глубинной зоны АВФД Западной Сибири, которая рассматривается как единое, но сложнопостроенное «местоскопление» газа, конденсата и нефти. Ее ресурсы экспертно оценены в диапазоне 475 (условно локализованных) – 1900 (условно потенциальных) млрд т у.т., что позволяет считать Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн крупнейшим в мире не только по площади, но и по ресурсной базе.

Рассмотрены типичные примеры низкой эффективности ГРР в зоне АВФД, установлено, что во всех случаях отсутствие продуктивности в скважинах обусловлено их дефектами, в первую очередь низким качеством цементирования. По этой причине необходимы системные мероприятия по повышению качества бурения, крепления и испытаний глубоких скважин, вскрывающих зону АВФД. Поскольку флюидодинамические процессы, в том числе и формирование АВФД, остаются слабоизученными, необходимы специализированные научно-исследовательские работы по этой тематике, создание полигонов для изучения глубинной флюидодинамики. Залежи УВ в ачимовской толще и тюменской свите требуют доработки и существенной корректировки моделей на всех лицензионных участках в ЯНАО.

## Литература

- Аникиев К.А. (1980). Геодинамическая теория сверхвысокой пластовой энергии разбуриваемых нефтегазоносных недр Земли. *Дегазация Земли и геотектоника: Сб. тр..* М.: Наука, с. 205–217.
- Булатов А.И. (2017). Концепция качества пробуренных нефтяных и газовых скважин (обращение А.И. Булатова к потомкам). *Булатовские чтения: Материалы I Междунар. науч.-практ. конф.* Краснодар: Изд-дом «ЮГ», Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика, с. 11–13.
- Васкоевич Н.Б., Карцев А.А. (1976). [Рец.] Полезный обзор. *Изв. вузов. Нефть и газ.*, (8), с. 103–106.
- Габриэлянц Г.А., Поросун В.И. (2017). История научных основ поисков нефти. *Известия НАН РА. Науки о Земле*, 70(3), с. 21–30.
- Гальченко А.И. (1990). Способы оценки и прогноза геофлюидальных давлений на основе данных ГИС в нефтегазоносных районах Западной Сибири. Автореф. ... дис. канд. геол.-минерал. наук. М.: ВНИИГЕОИНФОРМСИСТЕМ, 20 с.
- Гречнева О.М. (2021). Гипотеза формирования подвижной воды в ачимовских пластах Уренгойского месторождения. *Газовая промышленность*, (3), с. 32–37.
- Давыдов А.В. (2018). Новые горизонты. *Газпром*, (4), с. 11–15.
- Дюнин В.И. (2000). Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. М.: Науч. мир, 472 с.
- Дюнин В.И., Корзун А.В. (2003). Движение флюидов: происхождение нефти и формирование месторождений углеводородов: обзорная информация. М.: Науч. мир, 97 с.
- Загоровский Ю.А. (2017). Роль флюидодинамических процессов в образовании и размещении залежей углеводородов на севере Западной Сибири: Автореф. ... дис. канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, ТИУ, 20 с.
- Карасева Т.В., Горбачев В.И., Келлер Б.М., Пономарев В.А. (1996). Основные научные результаты исследования Тюменской сверхглубокой скважины. *Тюменская сверхглубокая скважина (интервал 0–7502 м). Результаты бурения и исследования: Сб. науч. докл.* Пермь: КамНИИКИГС, с. 49–62.
- Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М. (1986). Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 224 с.
- Кобранова В.Н. (1986). Петрофизика. М.: Недра, 392 с.
- Кучерук Е.В., Люстик Т.Е. (1986). Прогнозирование и оценка аномальных пластовых давлений по материалам геофизических исследований. М.: ВИНТИИ, 128 с.
- Мормышев В.В., Нестеренко А.Н., Загорнов С.О. (2018). Геологическое и геолого-технологическое моделирование нижнемеловых отложений севера Западной Сибири на основе программного комплекса Visual Geomodel. СПб.: ООО «Недра», 128 с.
- Нежданов А.А., Огабинин В.В., Давыдов А.В. (2014). Ретроспективный анализ эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири. *Газовая промышленность*, S(716), с. 113–118.
- Нежданов А.А., Огабинин В.В., Смирнов А.С. (2013). Роль флюидодинамических процессов в формировании месторождений УВ севера Западной Сибири. *Материалы XVI Координационного геологического совещания*. М.: ООО «Газпром экспо», с. 40–53.
- Нежданов А.А., Смирнов А.С. (2021). Флюидодинамическая интерпретация сейморазведочных данных. Тюмень: ТИУ, 286 с.
- Плешанов Н.Н., Пескова Д.Н., Забоева А.А., Наумов А.А., Останков А.В., Ниткалев И.М. (2020). Комплексный анализ факторов, влияющих на прогноз зон подвижной воды в ачимовских пластах на лицензионных участках компании «Газпром нефть». *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, (3), с. 16–25.
- Поляков Е.Е., Рыбальченко В.В., Рыжов А.Е., Скоробогатов В.А., Хабибуллин Д.Я. (2018). Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? *Геология нефти и газа*, (4s), с. 45–57.
- Скоробогатов В.А. Пятницкая Г.Р., Соин Д.А., Скоробогатко А.Н. (2018). Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах. *Геология нефти и газа*, (4s), с. 59–65.
- Скоробогатов В.А., Хабибуллин Д.Я. (2023). Учение об этапности освоения углеводородного потенциала разномасштабных геологических объектов (территорий) в связи с формированием и развитием минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи. *Вестник газовой науки*, (1), с. 71–81.
- Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Бондарев В.Л., Миртоворский М.Ю., Клокова В.П. (2011). Комплексирование геофизических и geoхимических методов при выделении интервалов испытания поисково-разведочных скважин севера Западной Сибири. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (8), с. 47–52.
- Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Нерсесов С.В., Мясников И.Ф., Миртоворский М.Ю., Зверева В.Б. (2016). Комплексные geoхимические исследования на некоторых объектах Западной Сибири. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (7), с. 43–54.

**Сведения об авторах**

*Алексей Алексеевич Нежданов* – доктор геол.-минерал. наук, советник по геологии, Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики (ЗапСибНИИГ)

Россия, Тюмень, ул. Республики, д. 48  
e-mail: nezhdanova@zsniiigg.ru

*Валерий Владимирович Огабенин* – кандидат геол.-минерал. наук, и.о. заместителя генерального директора по геологоразведке, Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики (ЗапСибНИИГ)

Россия, Тюмень, ул. Республики, д. 48

Статья поступила в редакцию 19.07.2023;  
Принята к публикации 22.08.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Prospects for the oil and gas potential of the zone of abnormally high reservoir pressures in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug assuming deep fluid dynamics

*A.A. Nezhdanov\*, V.V. Ogabenin*

*West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics, Tyumen, Russian Federation*

\*Corresponding author: Alexey A. Nezhdanov, e-mail: nezhdanova@zsniiigg.ru

**Abstract.** In Western Siberia, the zone of abnormally high reservoir pressures (AHRP) covers an area of more than 500 thousand km<sup>2</sup> in the north of the basin. It begins with a clay layer above the Achimov formation of Neocomian sandy-silty formation, covers the Achimov formation, Upper-Lower Jurassic, Triassic and partially Paleozoic and is subject to tectonic control, which indicates the deep origin of this phenomenon. Gas-pressure, or gas-dynamic, theory of AHRP, proposed by K.A. Anikiev in the 70s of the 20th century, allows us to assess the prospects for oil and gas content of the AHRP zone higher than it is commonly-accepted.

Analysis of the results of previously completed geological exploration work on the deep horizons of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug indicates that their relatively low efficiency (50–60%) is associated with the insufficiently high quality of well operations, primarily cementing, which is also due to the influence of AHRP. In all wells drilled to deep horizons, direct signs of oil and gas potential were obtained and cementing defects were identified.

It is concluded that deep fluid-dynamic processes (active, pressure degassing of the Earth's interior) are responsible both for the saturation of reservoir rocks with hydrocarbons and for the dynamics of their filling (ultra-high pressures and velocities), which determine the main characteristics of reservoir rocks. Recognition of a deep source of hydrocarbons will not only make it possible to fundamentally increase the resource base of the AHRP zone, but will also require a revision of ideas about the formation and structure of hydrocarbon deposits in this zone and the petrophysical substantiation of their models. However, to realize the unique hydrocarbon potential of the AHRP zone, it is necessary, first of all, to improve the quality of deep wells construction and appropriate information content.

**Keywords:** Western Siberia, abnormally high reservoir pressures, deep model of naphtidogenesis, assessment of oil and gas resources, well welling and testing, geological exploration, deep horizons

**Recommended citation:** Nezhdanov A.A., Ogabenin V.V. (2023). Prospects for the oil and gas potential of the zone of abnormally high reservoir pressures in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug assuming deep fluid dynamics. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 13–26. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.3>

### References

- Anikiev K.A. (1980). Geodynamic theory of ultra-high reservoir energy of drilled oil and gas subsoil of the Earth. *Earth degassing and geotectonics: Coll papers*. Moscow: Nauka, pp. 205–217. (In Russ.)
- Bulatov, A.I. (2017). The concept of the quality of drilled oil and gas wells (A.I. Bulatov's appeal to descendants). *Bulatov Readings: Materials of the I Int. Sci.-Pract. Conf.* Krasnodar: Yug Publ., Vol. 1: Forecasting, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and Field Geophysics, pp. 11–13. (In Russ.)
- Cherepanov V.V., Menshikov S.N., Varyagov S.A., Bondarev V.L., Mirotovskiy M.Yu., Klokov V.P. (2011). Integration of geophysical and geochemical methods in the allocation of test intervals for exploration wells in the north of Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and development of oil and gas fields*, (8), pp. 47–52. (In Russ.)
- Cherepanov V.V., Menshikov S.N., Varyagov S.A., Nersesov S.V., Myasnikov I.F., Mirotovskiy M.Yu., Zvereva V.B. (2016). Complex geochemical studies at some objects of Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and development of oil and gas fields*, (7), pp. 43–54. (In Russ.)
- Davydov A.V. (2018). New horizons. *Gazprom*, (4), pp. 11–15. (In Russ.)
- Dunin V.I., Korzun A.V. (2003). The movement of fluids: the origin of oil and the formation of hydrocarbon deposits: an overview. Moscow: Nauch. Mir, 97 p. (In Russ.)
- Dunin V.I. (2000). Hydrogeodynamics of deep horizons of oil and gas basins. Moscow: Nauch. Mir, 472 p. (In Russ.)
- Gabrielyants G.A., Poroskin V.I. (2017). The history of the scientific foundations of oil prospecting. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the Republic of Armenia. Earth Sciences*, 70(3), pp. 21–30. (In Russ.)
- Galchenko, A.I. (1990). Methods for estimating and predicting geofluidic pressures based on GIS data in oil and gas regions of Western Siberia. Cand. geol. and mineral. sci. diss. Moscow: Vnigeoinformsystem, 20 p. (In Russ.)
- Grechneva, O.M. (2021). The hypothesis of the formation of mobile water in the Achimov strata of the Urengoyskoye field. *Gazovaya promyshlennost'*, (3), pp. 32–37. (In Russ.)

Karaseva, T.V., Gorbachev, V.I., Keller, B.M., Ponomarev, V.A. (1996). The main scientific results of the study of the Tyumen ultra-deep well. *Tyumen ultra-deep well (interval 0–7502 m). Results of drilling and research: Coll. papers.* Perm: KamNIKIGS, pp. 49–62. (In Russ.)

Kartsev A.A., Vagin S.B., Matusevich V.M. (1986). Hydrogeology of oil and gas basins. Moscow: Nedra, 224 p. (In Russ.)

Kobranova, V.N. (1986). Petrophysics. Moscow: Nedra, 392 p. (In Russ.)

Kucheruk E.V., Lustikh T.E. (1986). Prediction and estimation of anomalous reservoir pressures based on geophysical research materials. Moscow: VINITI, 128 p. (In Russ.)

Mormyshev V.V., Nesterenko A.N., Zagornov S.O. (2018). Geological and geological-technological modeling of the Lower Cretaceous deposits of the north of Western Siberia based on the Visual Geomodel software package. St.Petersburg: Nedra, 128 p. (In Russ.)

Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Davydov A.V. (2014). Retrospective analysis of the effectiveness of geological exploration for oil and gas in Western Siberia. *Gazovaya promyshlennost'*, S(716), pp. 113–118. (In Russ.)

Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Smirnov A.S. (2013). The role of fluiddynamic processes in the formation of hydrocarbon deposits in the north of Western Siberia. *Proc. XVI Coordination Geological Meeting.* Moscow: Gazprom Expo LLC, pp. 40–53. (In Russ.)

Nezhdanov, A.A., Smirnov, A.S. (2021). Fluid-dynamic interpretation of seismic data. Tyumen: TIU, 286 p. (In Russ.)

Pleshakov, N.N., Peska, D.N., Zaboeva, A.A., Naumov, A.A., Ostankov, A.V., Nitkaliyev, I.M. (2020). A comprehensive analysis of the factors influencing the forecast of mobile water zones in the Achimov formations in the license areas of Gazprom Neft. *PRONEFT*, (3), pp. 16–25. (In Russ.)

Polyakov, E.E., Rybalchenko, V.V., Ryzhov, A.E., Skorobogatov, V.A., Khabibullin, D.Ya. (2018). Where to look for new largest, giant and unique gas-containing fields in Northern Eurasia? *Geologiya Nefti I Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, (4s), pp. 45–57. (In Russ.) <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-4s-45-57>

Skorobogatov V.A., Khabibullin D.Y. (2023). The doctrine of the phasing of the development of the hydrocarbon potential of different-scale geological objects (territories) in connection with the formation and development of the mineral resource base of gas and oil production. *Vesti gazovoy nauki*, (1), pp. 71–81. (In Russ.)

Skorobogatov V.A., Pyatnitskaya G.R., Soin D.A., Skorobogatko A.N. (2018). Experience in estimating potential free gas resources of sedimentary basins in Russia and their confirmability during prospecting and exploration. *Geologiya Nefti I Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, (4s), pp. 59–65. (In Russ.) <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-4s-59-65>

Vassoevich N.B., Kartsev A.A. (1976). [Rev.] Useful overview. *Izv. vuzov. Neft i gaz*, (8), pp. 103–106. (In Russ.)

Zagorovsky, Y.A. (2017). The role of fluiddynamic processes in the formation and placement of hydrocarbon deposits in the north of Western Siberia. Cand. Geol.-Mineral. Sci. Diss. Tyumen: TIU, 20 p. (In Russ.)

## About the Authors

**Alexey A. Nezhdanov** – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Advisor on Geology, West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics (ZapSibNIIGG)

48 Respublika st., Tyumen, Russian Federation

**Valeriy V. Ogibenin** – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Acting Deputy Director General for Geological Exploration, West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics (ZapSibNIIGG)

48 Respublika st., Tyumen, Russian Federation

*Manuscript received 19 July 2023;  
Accepted 22 August 2023; Published 30 September 2023*