

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 24.10.2025 г.

Принята к публикации 27.01.2026 г.

EDN: ZPUIKY

УДК 624.131.34:551.732(571.53)

Константинова Л.Н.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, KonstantinovaLN@ipgg.sbras.ru

Моисеев С.А.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН); Новосибирский государственный университет (НГУ), Новосибирск, Россия, MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Белова Е.В.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, BelovaEV@ipgg.sbras.ru

СИСТЕМАТИЗАЦИЯ ДАННЫХ ПО ГЕОЛОГИЧЕСКИМ ОСЛОЖНЕНИЯМ И ИСПЫТАНИЯМ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ СОЛЕНОСНО-КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСА КЕМБРИЯ НА ТЕРРИТОРИИ АНГАРО-ЛЕНСКОЙ СТУПЕНИ

Изучению межсолевых отложений кембрия на территории Ангаро-Ленской нефтегазоносной области в настоящее время придается важное значение. С одной стороны, эти отложения рассматриваются как возвратный объект разведки залежей газа, а с другой – как основной источник гидроминерального сырья. В этих условиях анализ результатов испытания и осложнений в скважинах, пробуренных на территории Ангаро-Ленской нефтегазоносной области, необходим для понимания основных закономерностей геологического строения кембрийских межсолевых горизонтов. Проанализированы испытания и различного рода осложнения по более 400 скважинам. Показано, что в наибольшей степени опробован осинский горизонт. Максимальное количество рапопроявлений отмечено при бурении усольской свиты, а больше всего газопроявлений зафиксировано в ангарской свите. Верхняя часть соленосного комплекса кембрия (литвинцевская и ангарская свиты) характеризуются интенсивными поглощениями бурового раствора. Результаты выполненных исследований могут быть использованы при планировании геологоразведочных работ на территории Ангаро-Ленской нефтегазоносной области Восточной Сибири.

Ключевые слова: межсолевые отложения, кембрий, результат испытания скважины, геологическое осложнение в скважине, Ангаро-Ленская нефтегазоносная область, Восточная Сибирь.

Для цитирования: Константинова Л.Н., Моисеев С.А., Белова Е.В. Систематизация данных по геологическим осложнениям и испытаниям нефтегазоносных горизонтов соленосно-карбонатного комплекса кембрия на территории Ангаро-Ленской ступени // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2026. - Т.21. - №1. - https://www.ngtp.ru/rub/2026/2_2026.html EDN: ZPUIKY

Введение

Значительный интерес к геологическому строению межсолевых горизонтов нижнего и среднего кембрия в пределах Ангаро-Ленской ступени существенно возрос в XXI веке.

Основная причина заключается в том, что данные горизонты рассматриваются в качестве перспективных объектов для расширения ресурсной базы углеводородов Иркутской области. Ключевые запасы сосредоточены в подсолевом нефтегазоносном комплексе, представленном терригенными коллекторами венда. Наряду с этим дополнительный нефтегазовый потенциал сосредоточен в карбонатных горизонтах в составе соленосно-карбонатного комплекса кембрия, где выявлены промышленные скопления газа на Атовском, Знаменском, Тутурском месторождениях и ряде других площадей.

В последние годы значительное внимание уделяют гидроминеральным ресурсам. В этом отношении межслоевые отложения кембрия на территории Ангара-Ленской нефтегазоносной области (НГО) могут рассматриваться как один из первоочередных полигонов для изучения и промышленного извлечения гидроминеральных ресурсов. Однако разрез межсоловых отложений кембрия характеризуется весьма сложным и неоднородным гидродинамическим режимом, который существенным образом влияет на вскрытие и испытание этих отложений. Поэтому детальный анализ данных опробования и испытаний межсоловых горизонтов нижнего и среднего кембрия представляет собой важную научно-практическую задачу.

В ходе геологоразведочных работ на исследуемой территории при бурении практически каждой скважины возникали осложнения в различных интервалах свит кембрия. Эти осложнения обусловлены высокой трещиноватостью и развитием карстовых процессов, что приводило к поглощениям бурового раствора, а также к газовым выбросам, разгазированию бурового раствора, фонтанированию водой или высокоминерализованными рассолами. Подобные условия нередко сопровождалась аварийными прихватами бурового инструмента. Следовательно, освоение межсоловых горизонтов кембрия сопряжено с существенными рисками возникновения геологических осложнений в процессе бурения. На примере Ковыктинского месторождения [Вахромеев, 2015; Вахромеев и др., 2019; Смирнов и др., 2016] уже разрабатываются проектные решения по конструкциям скважин и технологиям бурения, которые учитывают интервалы потенциальных осложнений и предполагают применение современных методов их предотвращения и ликвидации для снижения рисков и дополнительных затрат. Комплексное использование материалов 3D сейсморазведки МОГТ и 3D электроразведки ЗСБ позволило детально охарактеризовать строение коллекторов, изучить разрывные нарушения и прогнозировать зоны проявления рассолов и газа [Смирнов и др., 2016]. В настоящее время для бурения в горизонтах, содержащих рапу, предлагается применять буровой раствор на ее основе с минимальными добавками реагентов. Такой раствор менее вреден для окружающей среды и по своим характеристикам не уступает, а в некоторых случаях превосходит традиционные полимерные соленасыщенные растворы [Аверкина, Шакирова, 2019; Рапацкая, Николаева, Васенёва, 2015]. Для изоляции интервалов

интенсивных поглощений используются технологии локального крепления ствола скважины специальным оборудованием. Этот подход позволяет перекрыть осложненный горизонт за один цикл без изменения конструкции скважины и замены бурового раствора [Васильев, Милосердов, Милосердова, 2016; Хузина, Залятдинов, 2017].

Эти исследования, как отмечено ранее в работе Л.Н. Константиновой и Э.С. Волгиной (2025 г.), проводились для отдельных месторождений или участков, и до сих пор отсутствует сводный анализ геологических осложнений при бурении в кембрийских отложениях в контурах Ангаро-Ленской НГО. В настоящей работе систематизация разнообразных осложнений в процессе бурения и обобщение результатов испытаний проведены впервые, что важно при дальнейшем планировании геологоразведочных работ.

В данной статье с целью прогнозирования участков вероятных геологических осложнений при бурении в кембрийском соленосном комплексе на основе материалов по скважинам Ангаро-Ленской НГО составлены карты по свитам. На этих картах отображено распределение интервалов поглощений, а также всех типов проявлений: рассолов, газа, нефти и воды.

Материалы и методы

В ходе исследования систематизированы и изучены результаты испытаний 450 объектов в межсолевых горизонтах кембрия, вскрытых более чем 350 скважинами.

Условия бурения глубоких скважин на юге Сибирской платформы, в особенности в пределах Ангаро-Ленской ступени, характеризуются как осложненные. Для них часто типично сочетание различных осложнений в пределах одного литолого-стратиграфического горизонта.

Анализ осложнений, зафиксированных в процессе бурения, выполнен на основе комплексного обобщения геолого-геофизических данных, полученных из материалов буровых работ.

Все осложнения, которые отмечались в процессе бурения скважин разделены на две группы – это поглощение бурового раствора и нефтегазоводопроявления.

Интервалы поглощений бурового раствора классифицированы по стратиграфическим уровням и объемам: менее 10 м³/час, от 10 до 50 м³/час, более 50 м³/час до полного поглощения.

Данные о нефтегазоводопроявлениях систематизированы по стратиграфическим уровням и разделены на отдельные категории: нефтепроявления, газопроявления, водопроявления, рапопроявления, и совместные – газоводопроявления, нефтегазопроявления, нефтегазоводопроявления, фильтрат бурового раствора с водой, фильтрат бурового раствора

с газом [Константинова, Волгина, 2025].

Статистическое распределение геологических осложнений при бурении скважин в отложениях межсолевого комплекса кембрия

В разрезе нижнего-среднего кембрия Ангаро-Ленской НГО выделены четыре регионально распространённые соленасыщенные свиты: усольская, бельская, ангарская и литвинцевская. Булайская свита, залегающая между бельской и ангарской, сложена в основном бессолевыми, относительно однородными породами. Её мощность достаточно стабильна и колеблется в пределах 100-150 м. Общая мощность ненарушенной толщи соленосно-карбонатных пород составляет около 1700-1800 м, при этом каменная соль достигает до 900 м [Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов..., 2016]. Соленосные горизонты имеют не только самостоятельную поисковую ценность (каменные и калийные соли), но и служат наиболее эффективными флюидоупорами. Кроме того, они могут рассматриваться в качестве потенциальных объектов для создания подземных хранилищ гелия путём сооружения соляных каверн.

Вдоль восточной границы Ангаро-Ленской НГО на протяжении более 2000 км протягивается зона, сложенная в основном отложениями нижнего-среднего кембрия, смятыми в линейные складки. Формирование этих структур, предположительно, в значительной степени обусловлено соляным тектогенезом. Данное предположение подтверждается материалами глубокого бурения, сейсморазведки и других геофизических методов, указывающими, что большинство резко выраженных структурных форм образовалось в результате соляной тектоники.

Проведённые исследования свидетельствуют, что практически во всех скважинах на изучаемой территории наблюдались различные геологические осложнения. Среди них чаще всего происходили поглощения бурового раствора, вплоть до катастрофического. Почти весь надсолевой терригенно-карбонатный комплекс представляет собой зону поглощения. Вероятность вскрытия зон поглощения в соленосно-карбонатном комплексе снижается с увеличением глубины (рис. 1). Интенсивные (более 50 м³/час) и полные поглощения бурового раствора происходили в литвинцевской и ангарской свитах, а незначительные объёмы поглощений (менее 10 м³/час) – в нижезалегающей соленосной бельской свите. Максимальная степень нефтегазоводопроявлений зафиксирована в соленасыщенных усольской, ангарской и бельской свитах, тогда как в карбонатных булайской и литвинцевской свитах их число значительно меньше. Газопроявления чаще всего регистрировались в ангарской свите, рапопроявления – в усольской, а нефтепроявления – в бельской свите (рис. 2).

Также достаточно часто в одной скважине, но в разных интервалах происходили

разнотипные геологические осложнения. Например, сочетание нефтегазоводопроявлений и поглощений отмечалось в соленосных ангарской, реже усольской и бельской свитах, а вот нефтегазопроявления и рапопроявления характерны для усольской свиты. Следовательно, когда в одной свите есть интервалы поглощений и рапопроявлений, то очень сложно ликвидировать такие совместные осложнения, потому что увеличение плотности бурового раствора для подавления рапопроявления может увеличить в более верхних интервалах свиты трещиноватость пород и вызвать поглощение, а также вероятны «межпластовые перетоки» в различных направлениях [Ушивцева, 2020]. В единичных скважинах наблюдались незначительные по объему поглощения ниже интервала рапопроявления, связанные с утяжелением раствора.

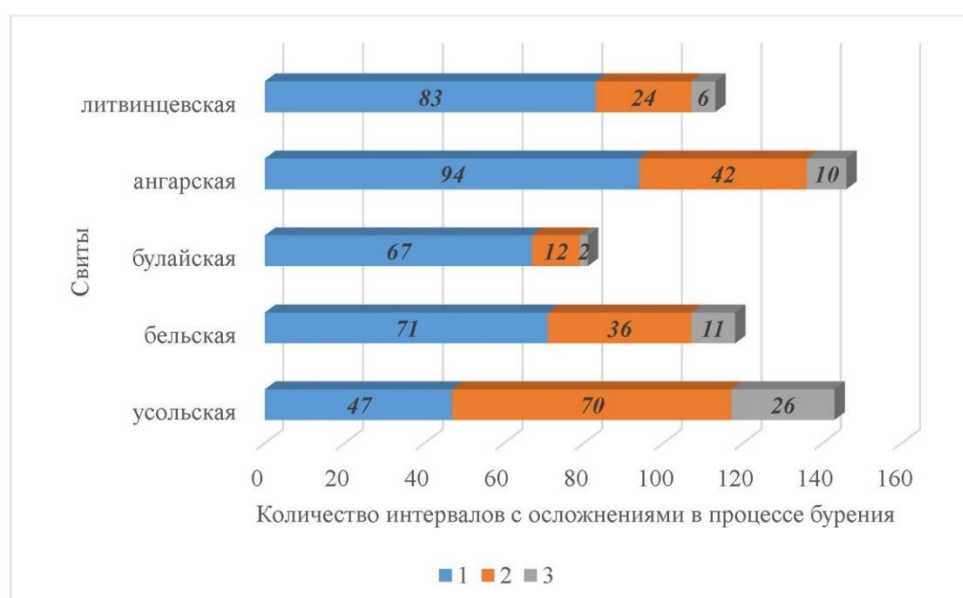


Рис. 1. Диаграмма статистического распределения геологических осложнений, зафиксированных в ходе бурения поисково-разведочных скважин в Ангаро-Ленской нефтегазоносной области

1 - поглощения, 2 - нефтегазоводопроявления, 3 - рапопроявления.

Распределение результатов испытаний и осложнений в литвинцевской свите

Верхняя часть свиты представлена толщей мергелей и доломитов, от трещиноватых до кавернозных с прослоями солей, ангидритов, ангидрито-доломитов, глинистых доломитов. Ввиду того, что верхняя соленосная часть литвинцевской свиты на большей части изучаемой территории размыта, то часто под региональным предверхоленским перерывом в осадконакоплении сохранена только бессолевая карбонатная нижняя часть свиты.

Наиболее интенсивные поглощения (более 50 м³/час до полного) зафиксированы на Ковыктинской площади (в 15 скважинах), а также на прилегающих с юга Чиканской и Южно-Ковыктинской площадях (рис. 3). По материалам сейсморазведки 3D совместно с данными

бурения здесь выделена зона складок срыва, сформировавшаяся под действием горизонтальных напряжений байкальского типа, в пределах которой широко развит соляной диапиризм, а в хрупких карбонатных породах образуются многочисленные трещины и каверны, формируя высокодебитный коллектор. Вторая зона поглощений в литвинцевской свите присутствует в северной части Ангаро-Ленской НГО, включая Братскую площадь.

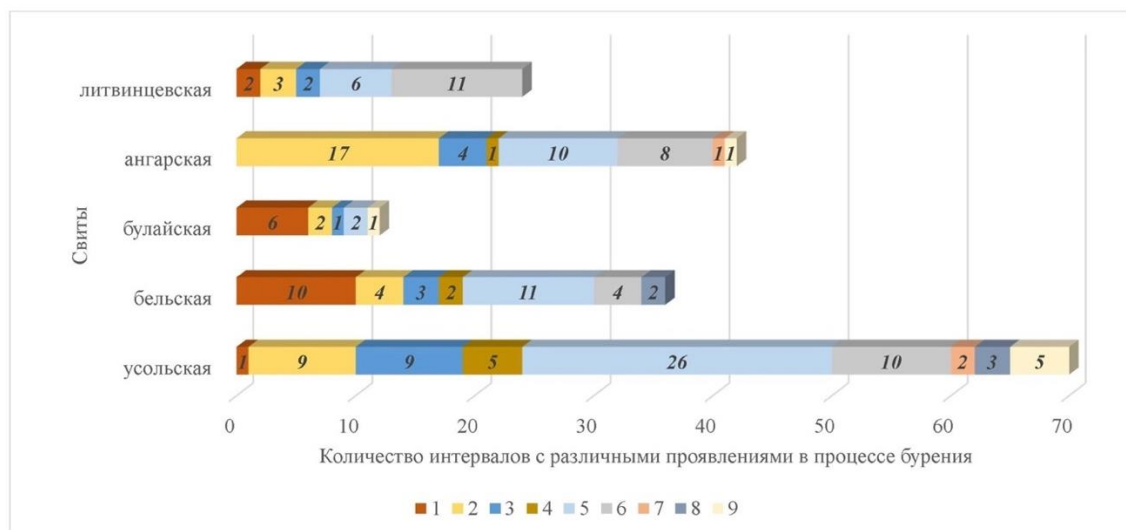


Рис. 2. Статистическая диаграмма газо-жидкостных проявлений по свитам кембрия, зарегистрированных при бурении скважин Ангаро-Ленской нефтегазоносной области
 1 - нефть, 2 - газ, 3 - вода, 4 - нефть+газ, 5 - рапа, 6 - газ+вода, 7 - нефть+газ+вода, 8 - фильтрат бурового раствора + вода, 9 - фильтрат бурового раствора + газ.

В северо-восточной части Ангаро-Ленской НГО между этими двумя зонами поглощений можно выделить рапопроявление на Турукской, где соленасыщенность литвинцевской свиты достигает 80%, и Усть-Кутской площадях. Другие геологические осложнения носят единичный характер. В отдельных скважинах отмечаются признаки нефтеносности в виде выпотов нефти и полужидких битумов.

Литвинцевская свита испытана в 10 скважинах, в каждой - по одному объекту (рис. 4). Два из указанных объектов опробованы вместе с подстилающими отложениями. В скв. Христофоровская-1П на глубине 377 м при вскрытии пласта, сложенного водорослевыми доломитами, произошёл выброс бурового раствора, после чего скважина перешла в режим фонтанирования газом и нефтью. Дебит газа достиг 2 тыс. м³/сутки, нефти – 2-3 м³/сутки. Этот объект относится к средней части литвинцевской свиты. Он расположен выше продуктивного келорского горизонта. Данное обстоятельство даёт основание для выделения в средней части литвинцевской свиты дополнительного продуктивного пласта.

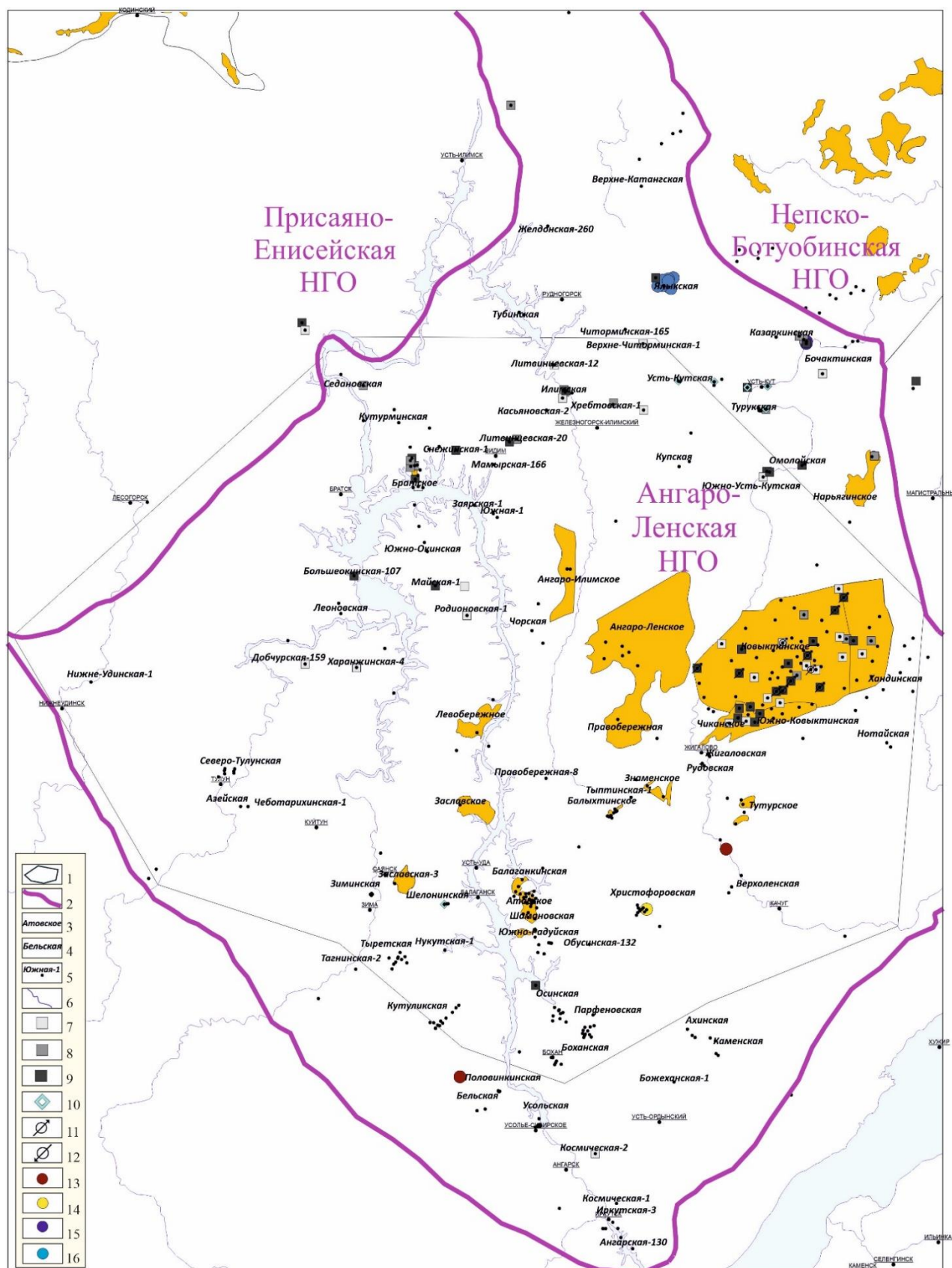
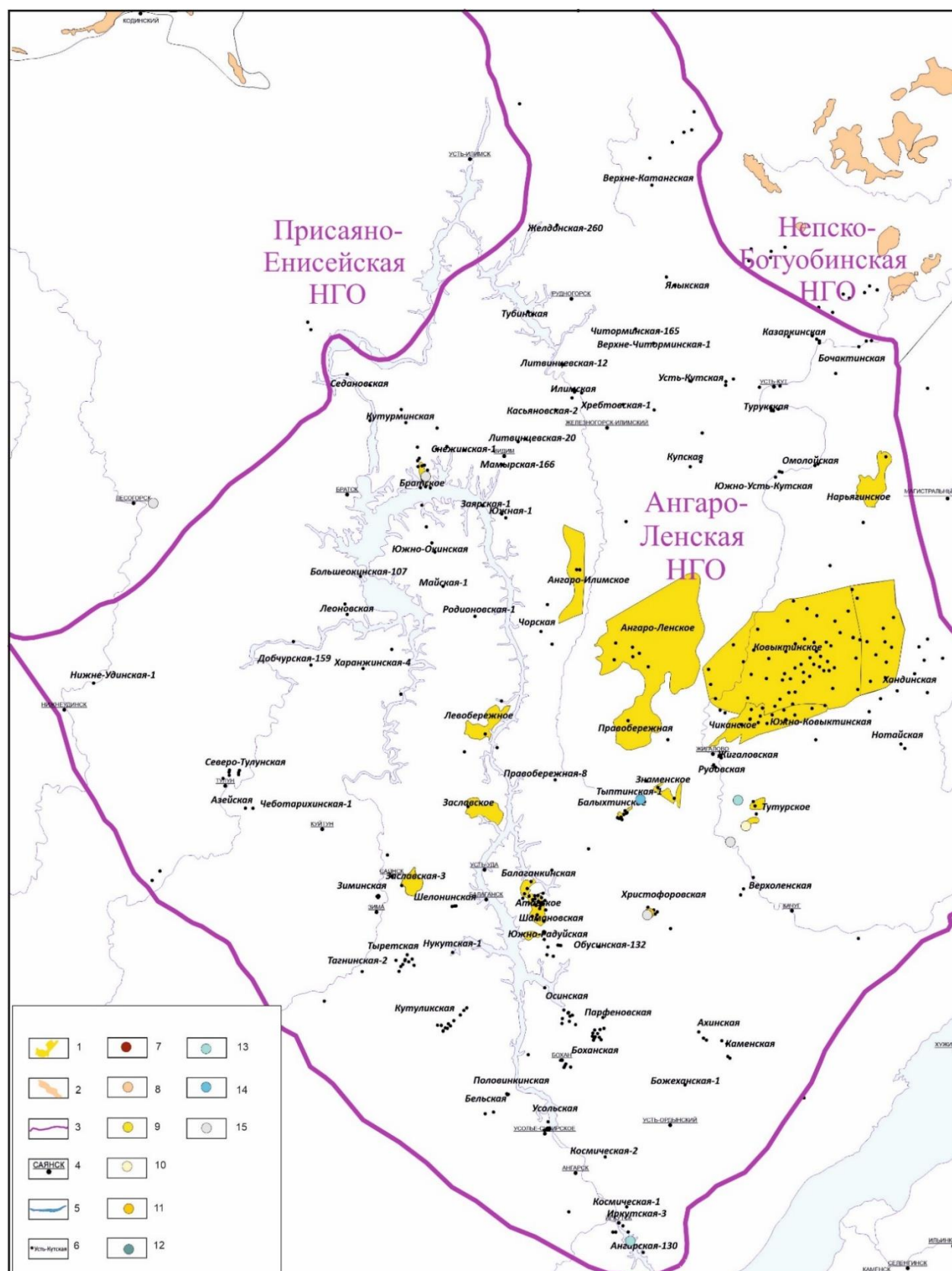


Рис. 3. Схема локализации на территории Ангаро-Ленской нефтегазоносной области основных видов геологических осложнений в литвинцевской свите

1 - границы района исследования, 2 - граница Ангаро-Ленской НГО, 3 - названия месторождений, 4 - названия площадей бурения, 5 - названия скважин, 6 - реки; объемы поглощений ($\text{м}^3/\text{час}$): 7 - <10 , 8 - $10-50$, 9 - >50 ; 10 - рапопроявления, 11 - АВПД, 12 - аномально-низкое пластовое давление (АНПД), 13 - нефтепроявления, 14 - газопроявления, 15 - водопроявления, 16 - газоводопроявления.



**Рис. 4. Схема распределения результатов испытаний в литвинцевской свите
Ангаро-Ленской нефтегазоносной области**

Месторождения: 1 - газовые, 2 - газонефтяные; 3 - границы НГО; 4 - города; 5 - реки; 6 - скважины; притоки: 7 - нефти дебитом более 5 т/сут, 8 - нефти дебитом менее 5 т/сут, 9 - газа дебитом более 5 тыс. м³/сут, 10 - газа дебитом менее 5 тыс. м³/сут, 11 - нефти и газа, 12 - нефти и воды, 13 - газа и воды, 14 - воды, 15 - притока не получено.

Непромышленный приток газа получен в скважинах Большая Разводнинская-1, Коркинская-15 и Тутурская-5. В первых двух скважинах кроме газа отмечались притоки воды. В скважинах Братская-4 и Тыптинская-1П зафиксирована пластовая вода. В четырёх скважинах притока пластового флюида из литвинцевской свиты не отмечено (см. рис. 4, 5).

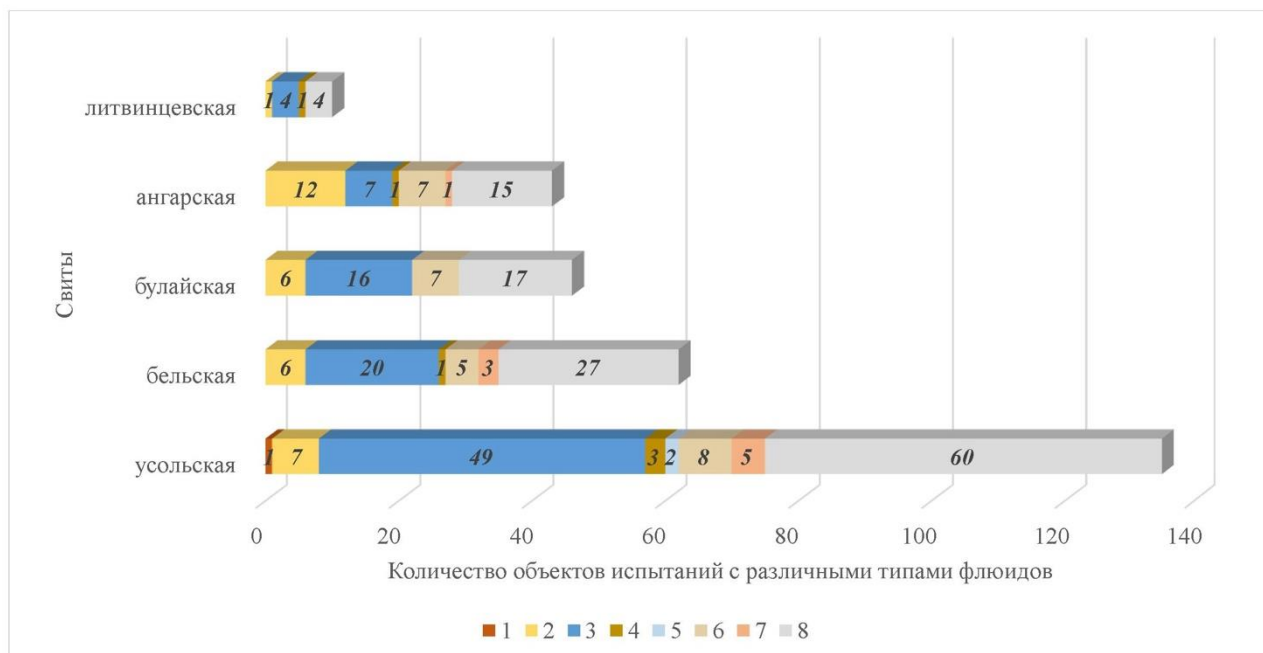


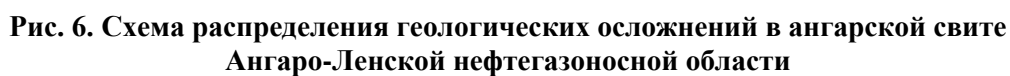
Рис. 5. Статистическая диаграмма результатов опробования и испытания скважин в межселевых горизонтах кембрия Ангаро-Ленской нефтегазоносной области

Распределение притоков по типу флюида: 1 - нефть, 2 - газ, 3 - вода, 4 - нефть + газ, 5 - нефть + вода, 6 - газ + вода, 7 - нефть + газ + вода, 8 - притока не получено.

Распределение результатов испытаний и геологических осложнений в ангарской свите

Ангарская свита представлена чередованием пластов каменной соли и пластов карбонатных пород. В верхней части нижнеангарской подсвиты обособляется бильчирский горизонт. Он сложен четырьмя пластами известковистых доломитов, разделёнными прослоями каменной соли. По простиранию пласты бильчирского горизонта разбиты на изолированные блоки, характеризующиеся различными значениями пластового давления. Эта особенность обуславливает геологические проблемы: на одних участках происходят выбросы газа и флюидов, на других – интенсивное поглощение бурового раствора (рис. 6).

На Ковыктинском месторождении зона интенсивных поглощений зафиксирована в южной части месторождения, а рапопроявлений с аномально-высоким пластовым давлением (АВПД) – в северной. На севере изучаемой территории поглощения происходили на Братской и Литвинцевской площадях.



Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2026. - Т.21. - №1. - https://www.ngtp.ru/rub/2026/2_2026.html

Газопроявления отмечались на Бильчирской площади (скважины 50, 51, 55, 60), где получены промышленные притоки газа, и в скв. Южно-Радуйская-3.

Водопроявления наблюдались в скв. Тутурская-1 (притоки пластовой воды дебитом до 1000 м³/сут), а в скв. Коркинская-15 вслед за поглощением начался газовый выброс с водой, дебит газа – 100-150 тыс. м³/сут, приток воды – 29-86 м³/сут, скважина фонтанировала 9 час.

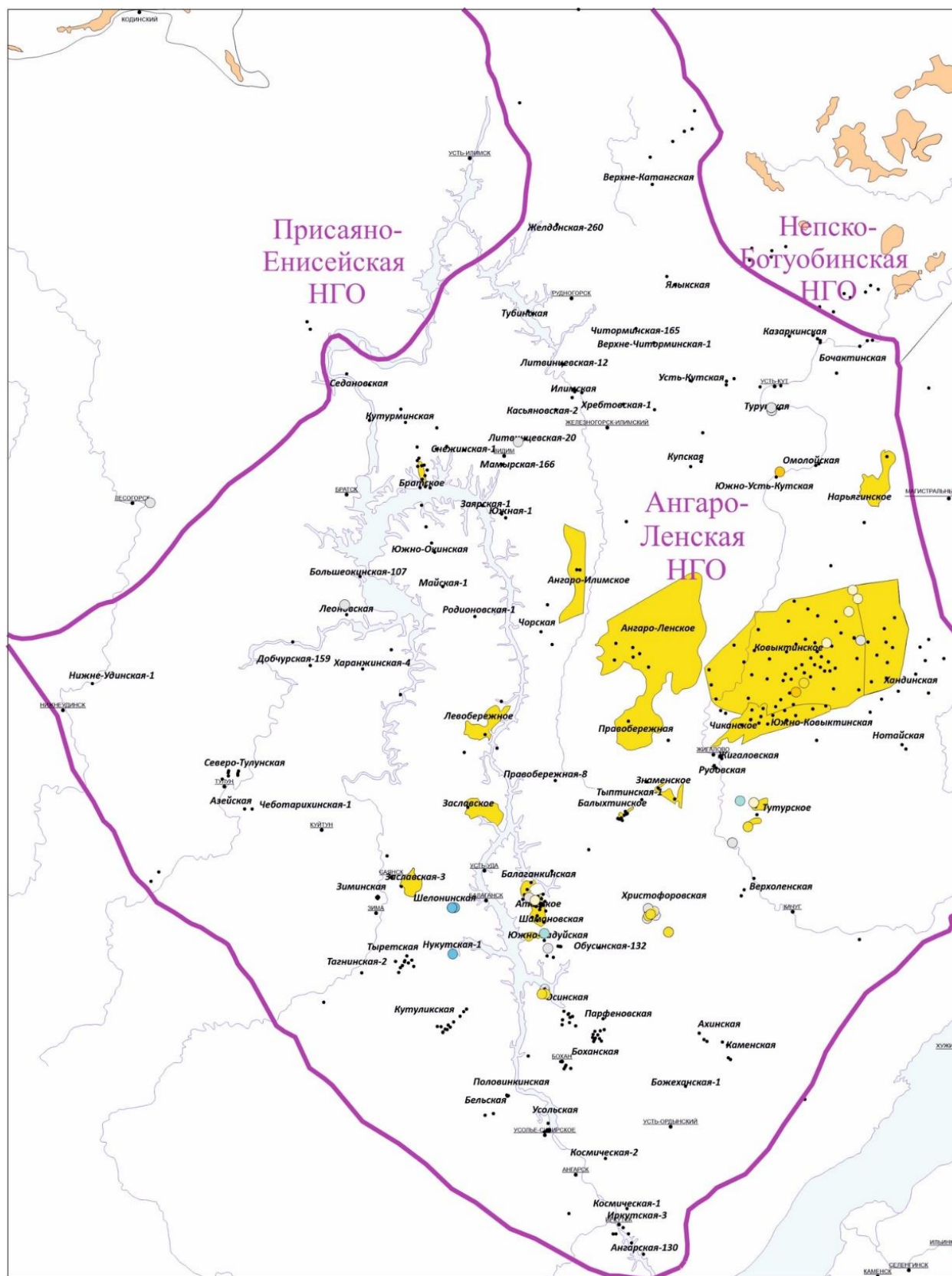
На северо-востоке Ангаро-Ленской ступени выделяется зона, где в разрезе скважин Усть-Кутская-1 и Южно-Усть-Кутская-1 в ангарской свите есть интервалы поглощений и нефтегазопроявлений. Кроме того, аналогично литвинцевской свите, в скважинах 1 и 2 Усть-Кутской площади фиксируются рапопроявления.

Опробование и испытание бильчирского продуктивного горизонта ангарской свиты проведены в 42 скважинах (68 объектов) (рис. 7). Впервые промышленные притоки газа из бильчирского горизонта (ангарская свита) получены при бурении колонковых скважин на Бильчирской площади (в колонковых скважинах 16 и 48). Свободный газ бильчирского горизонта содержит всего 78-81% метана, 14-18% этана и более высоких гомологов. Объяснением этому явлению может служить предположение, что скопления газа в карбонатах ангарской свиты образовались за счет вертикальной миграции попутного газа из близкорасположенной нефтяной залежи в одном из нижележащих перспективных горизонтов. В то же время отсутствие признаков нефти и даже конденсата в газе, по-видимому, свидетельствует о весьма затрудненном пути этой миграции, доступной только для продвижения газа. Кроме бильчирских колонковых скважин промышленные притоки газа из бильчирского горизонта ангарской свиты получены в скважинах (всего 10 интервалов): Христофоровская-1, 2, 4, Нититская-8, Тутурская-5. На Ковыктинском месторождении в скважинах 26 и 27 также отмечены промышленные притоки газа, а газопроявления наблюдались при бурении скважин 51, 60, 61, 74. Специалистами Инженерно-технического центра ООО «Газпром Геологоразведка» в пределах Ковыктинского месторождения в бильчирском горизонте установлены три продуктивных пласта-коллектора, а также уточнены контуры четырёх газовых залежей в этих пластах.

Распределение результатов испытаний и осложнений в булайской свите

Булайская свита сложена карбонатными породами, в основном доломитами. Практически в полном объеме этой свиты выделен биркинский продуктивный горизонт.

Зоны поглощений в булайской свите по большей части совпадают с зонами поглощений в ангарской свите. Интенсивное проявление поглощений в булайской свите обусловлено большим количеством разнонаправленных тектонических нарушений, также эти геологические осложнения могут быть связаны с карстовыми преобразованиями карбонатов.



**Рис. 7. Схема распределения результатов испытаний в ангарской свите
Ангаро-Ленской нефтегазоносной области**

Усл. обозначения см. на рис. 4.

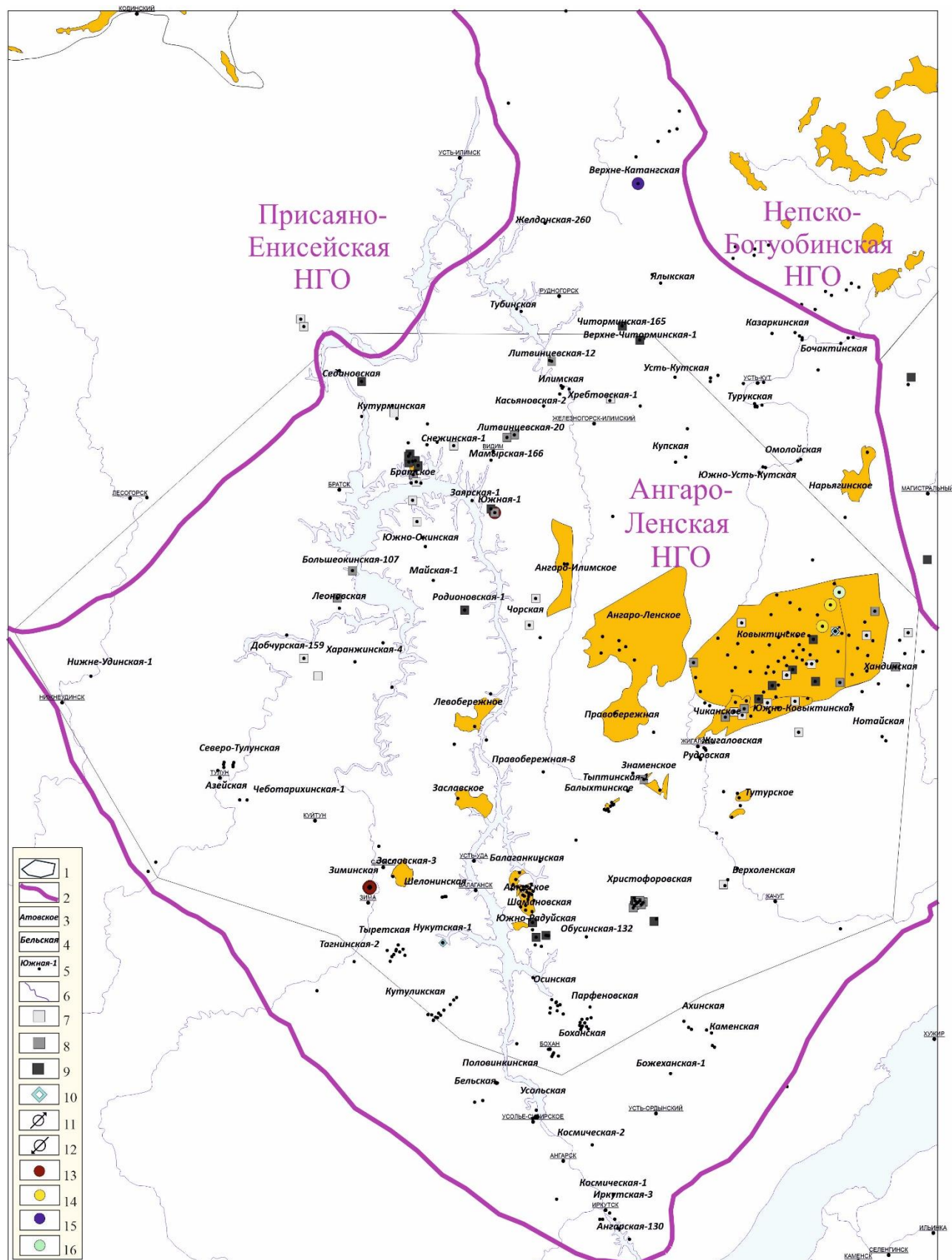


Рис. 8. Схема распределения геологических осложнений в булайской свите Ангаро-Ленской нефтегазоносной области

Границы: 1 - района исследования, 2 - Ангаро-Ленской НГО; названия: 3 - месторождений, 4 - площадей бурения, 5 - скважин, 6 - реки; объемы поглощений ($\text{м}^3/\text{час}$): 7 - <10 , 8 - $10-50$, 9 - >50 ; 10 - рапопроявления, 11 - АВПД, 12 - АНПД, 13 - нефтепроявления, 14 - газопроявления, 15 - водопроявления, 16 - фильтр бурового раствора с газом.

При проходке булайской свиты характерной особенностью являются нефтепроявления, которые отмечены интенсивным насыщением жидкой нефтью во всех скважинах на Зиминской площади и капельножидкой нефтью в скв. Южная-127. Другие геологические осложнения отмечены в одиночных скважинах (рис. 8). В северо-восточной части Ковыктинского месторождения наблюдались газопроявления в трех скважинах (скважины 18, 60, 61), а в скв. Ковыктинская-72 получен приток рассола (рапы) плотностью $1,3 \text{ г/см}^3$. Еще одно рапопроявление зафиксировано в скв. Нукутская-1 (йодобромосодержащий рассол).

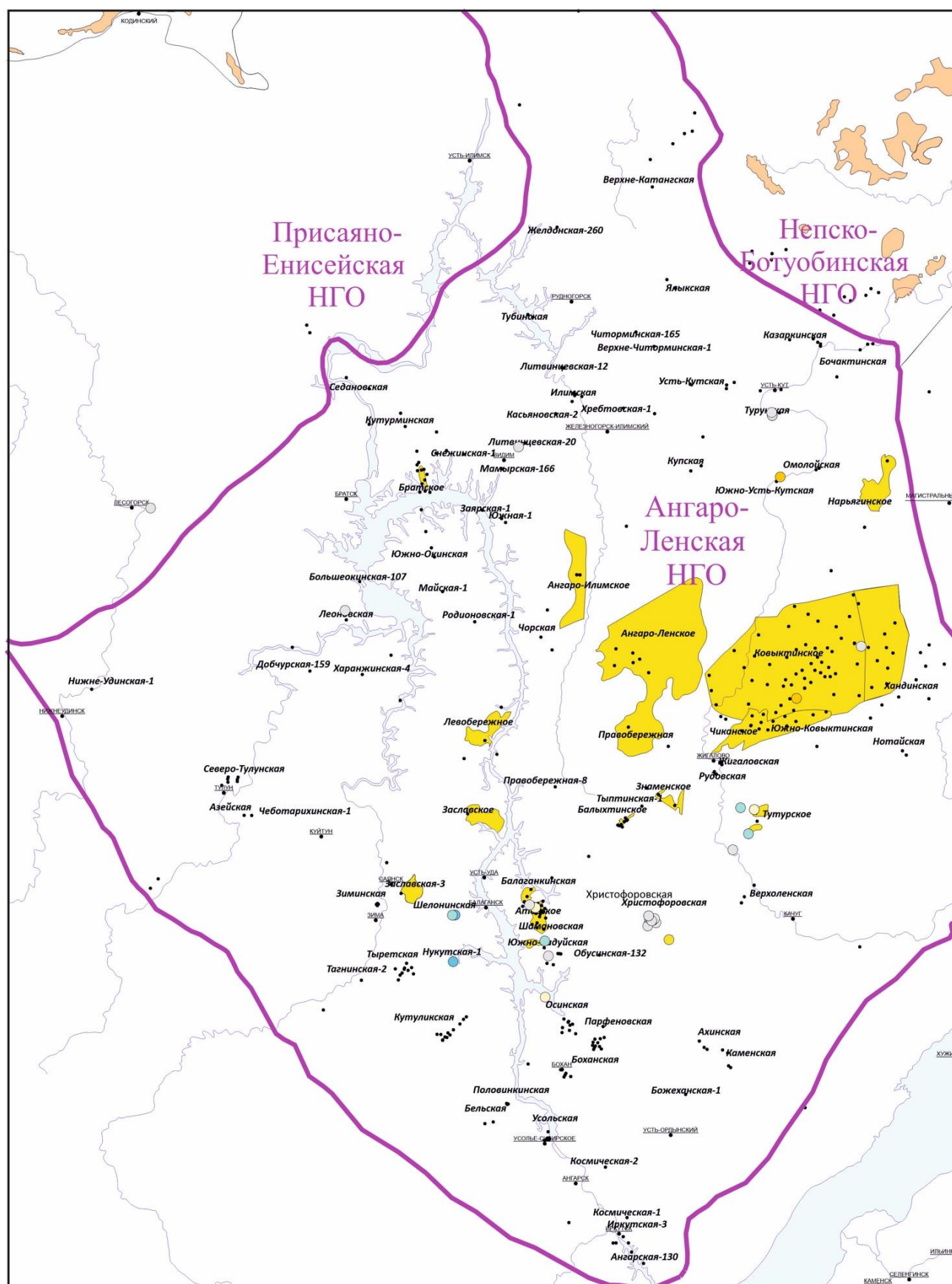
Биркинский продуктивный горизонт опробован в процессе бурения и испытан суммарно в 47 скважинах, в 71 объекте, из которых восемь объектов захватывали еще и ангарскую свиту. По типу флюида распределение следующее: зафиксирована вода в 17 скважинах, газ в 11 скважинах, из них промышленные притоки газа в семи скважинах. В 15 скважинах приток флюида отсутствовал («сухие» объекты, рис. 9). Промышленные притоки газа отмечены в скважинах, пробуренных в 60–70-е гг. прошлого века: Биркинская-1, Биркинская-1СП, Христофоровская-2, 6, 12. Кроме того, промышленный приток газа с дебитом 91 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ удалось получить после перфорации в скв. Балаганкинская-36, пробуренной в 2021 г. В 1987 г. в скв. Тутурская-5 при испытании объектов ангарской и булайской свит после проведения глинокислотной обработки отмечен приток газа дебитом 82 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. В 2009 г. скважина расконсервирована, и в ходе последующих испытаний дебит газа составил 43,7 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ (шт. (штуцер) 7 мм) – 304 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ (шт. 25,4 мм), а в 2010 г. подсчитаны запасы Тутурского газоконденсатного месторождения и поставлены на баланс Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых. Месторождение относится к категории разведываемых, промышленная добыча углеводородов на нём не велась. В пределах месторождения выделены две залежи.

Распределение результатов испытаний и осложнений в бельской свите

Бельская свита сложена переслаиванием доломитов, глинистых доломитов, ангидритодоломитов и каменной соли. В верхней ее части залегает атовский, в подошве – христофорский горизонты.

Зоны поглощений в бельской свите сконцентрированы на Братском и Ковыктинском месторождениях. На севере Ковыктинского месторождения кроме поглощений наблюдались интенсивное рапопроявление и АВПД (рис. 10).

В отличие от других свит в бельской при бурении зафиксированы поглощения бурового раствора в самой южной части Ангаро-Ленской НГО в скважинах Космическая-1, Иркутская-2 и Ангарская-130, где небольшое по объему поглощение ($2 \text{ м}^3/\text{час}$) началось выше христофоровского горизонта, а жидкая нефть обнаружена непосредственно в этом горизонте.



Усл. обозначения см. на рис. 4.

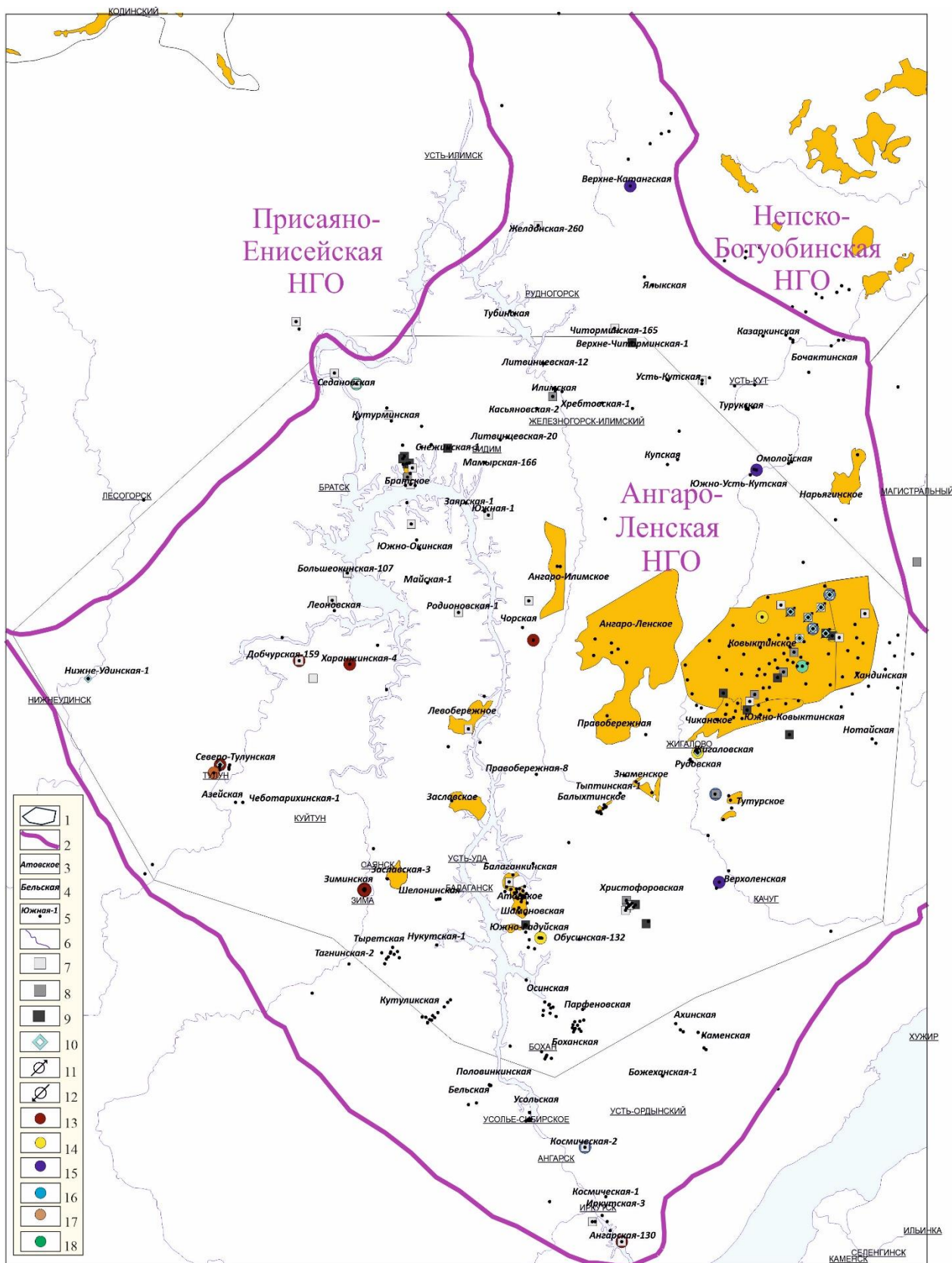


Рис. 10. Схема распределения геологических осложнений в бельской свите Ангаро-Ленской нефтегазоносной области

Границы: 1 - района исследования, 2 - Ангаро-Ленской НГО; названия: 3 - месторождений, 4 - площадей бурения, 5 - скважин; 6 - реки; объемы поглощений ($\text{м}^3/\text{час}$): 7 - <10 , 8 - 10-50, 9 - > 50 ; 10 - рапопроявления, 11 - АВПД, 12 - АНПД, 13 - нефтепроявления, 14 - газопроявления, 15 - водопроявления, 16 - газоводопроявления, 17 - нефтегазопроявления, 18 - фильтрат бурового раствора с водой.

Нефтепроявления отмечены в западной части Ангаро-Ленской НГО на Зиминской площади, в скважинах Добчурская-159, Харанжинская-4, Чорская-2, совместно с рапопроявлением на Северо-Тулунской площади, нефтегазопроявления зафиксированы в скв. Тулунская-1, но по результатам испытаний притоков нефти в этих скважинах получить не удалось, видимо, из-за некачественного проведения испытаний (см. рис. 10, 11).

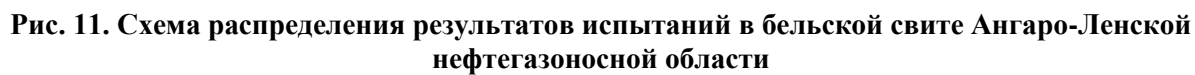
Газопроявления возникали при бурении в единичных скважинах на Жигаловской (совместно с рапопроявлением) и Ковыктинской площадях.

По продуктивным атовскому и христофоровскому горизонтам получен анализ результатов испытаний по 100 объектам в 61 скважине (см. рис. 11), включая совместные испытания с выше- и нижележащими свитами. В 74 объектах, относящихся к 47 скважинам, испытания проводились исключительно в пределах бельской свиты. Из всех испытанных объектов 32 оказались «сухими», а 20 – непродуктивными. Результаты выполненных геологоразведочных работ позволили в 2013 г. выявить новую залежь в первом пласте атовского продуктивного горизонта, а также скорректировать пространственные границы второго пласта Атовского многозалежного месторождения. Запасы газа этого месторождения внесены в Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации. На изучаемой территории всего семь скважин дали промышленные притоки газа, из которых пять расположены на Атовском месторождении (Атовская-7, Балаганская-36, 37, Биркинская-1, 1СП).

Промышленные притоки газа из христофоровского горизонта зафиксированы в двух скважинах – Христофоровская-2 и Рудовская-175. В скважинах же Верхнеульканская-110, Христофоровская-1СП, Балыхтинская-1 и -2 отмечены незначительные притоки нефти и газа. При бурении скв. Тутурская-5 на глубине 1274 м произошел свободный выброс газа, визуальное дебит определен в 200 тыс. м³/сут. В дальнейшем при испытании двух интервалов атовского горизонта в этой скважине в открытом стволе, перфорацией с применением соляно-кислотной обработки и аэрации промышленный приток газа не получен, достигнут дебит в 1-2 тыс. м³/сут.

Распределение результатов испытаний и осложнений в усольской свите

Свита подразделяется на три подсвиты: нижнеусольская подсвита включает пласты доломитов и каменной соли; в объеме среднеусольской подсвиты выделен осинский продуктивный горизонт, представленный доломитами и известняками; верхнеусольская подсвита – соленосная, сложена мощными пластами каменной соли с подчиненными тонкими пластами доломитов и доломито-ангидритов.



Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2026. - Т.21. - №1. - https://www.ngtp.ru/rub/2026/2_2026.html

Зона поглощений в северной части НГО протягивается от Харанжинской до Казаркинской, включая Братскую и Тулунскую площади бурения (рис. 12). Иногда, например, на Илимской площади в одной скважине при проходке усольской свиты происходили разные осложнения, в скважинах 3 и 4 в осинском горизонте отмечались газоводопрооявления совместно с незначительными поглощениями (менее 10 м³/час), в скв. 5 – газо- и рапопрооявления с минерализацией 540,6 г/дм³ (содержание Li 286 мг/дм³) при АВПД, только рапопрооявления с АВПД наблюдались на Кутурминской и Омолойской площадях. На Братском месторождении в осинском горизонте в скважинах 16, 17, 18, 19 зафиксированы нефтегазопрооявления.

В юго-западной части НГО отсутствуют АВПД и поглощения в усольской свите, что связано с минимальным влиянием тектоники Байкальского рифтогенеза и мощной (450-500 м) толщей солей. В скв. Тулунская-1 происходило по всему интервалу свиты разгазирование бурового раствора, и фиксировались пленки нефти, в скв. Тыретьская-6 в осинском горизонте наблюдалось свободное выделение газа (метан 74%), после установки пакера отмечены газ дебитом до 3 тыс. м³/сут, а в скв. Нижне-Удинская-1 – рапопрооявление.

На востоке и в центральной части Ангаро-Ленской НГО достаточно хорошо прослеживается зона в северо-восточном направлении интенсивных рапопрооявлений, а на Ковыктинской и Верхоленьской - с АВПД. Все рассолы в усольской свите Ангаро-Ленской НГО имеют высокую минерализацию и часто значительную концентрацию лития. Газопрооявления фиксируются в единичных скважинах.

В верхней части усольской свиты выделяется еще маломощный балыхтинский горизонт, который проявил себя как рассолоносный, что привело к фонтанированию высокоминерализованных рассолов с высокой плотностью, например, из скважин Балыхтинская-5 и Омолойская-13.

Опробование и испытание балыхтинского и осинского продуктивных горизонтов проведено в 135 скважинах (рис. 13), включающих 225 объектов, из которых целенаправленно в пределах усольской свиты испытано 193 объекта. Глубины испытаний остальных объектов выходили за пределы стратиграфических границ этих горизонтов и, соответственно, дополнительно включали ниже- и вышезалегающие отложения.

В 1954 г. в скв. Осинская-1 из осинского горизонта впервые получен приток лёгкой нефти дебитом 120 л/сут, через полгода приток нефти полностью прекратился. Столь незначительный и нестабильный приток нефти обусловлен низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллектора. В это время на территории Ангаро-Ленской НГО осинский горизонт испытан в 25 скважинах.

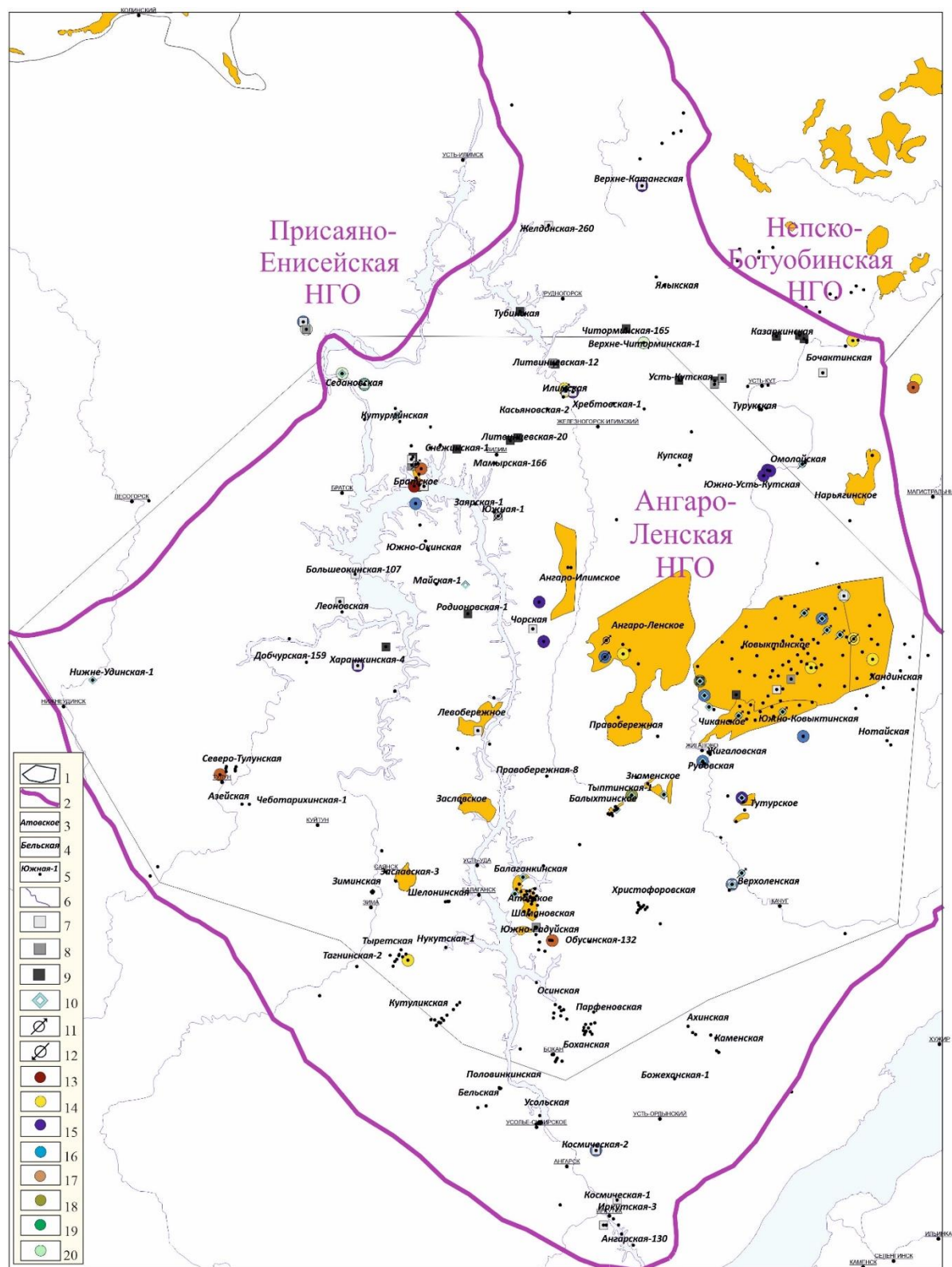


Рис. 12. Схема распределения геологических осложнений в усольской свите Ангаро-Ленской нефтегазоносной области

Границы: 1 - района исследования, 2 - Ангаро-Ленской НГО; названия: 3 - месторождений, 4 - площадей бурения, 5 - скважин; 6 - реки; объемы поглощений ($\text{м}^3/\text{час}$): 7 - <10, 8 - 10-50, 9 - >50; 10 - рапопроявления, 11 - АВПД, 12 - АНПД, 13 - нефтепроявления, 14 - газопроявления, 15 - водопроявления, 16 - газоводопроявления, 17 - нефтегазопроявления, 18 - нефтегазоводопроявления; фильтр бурового раствора: 19 - с водой, 20 - с газом.

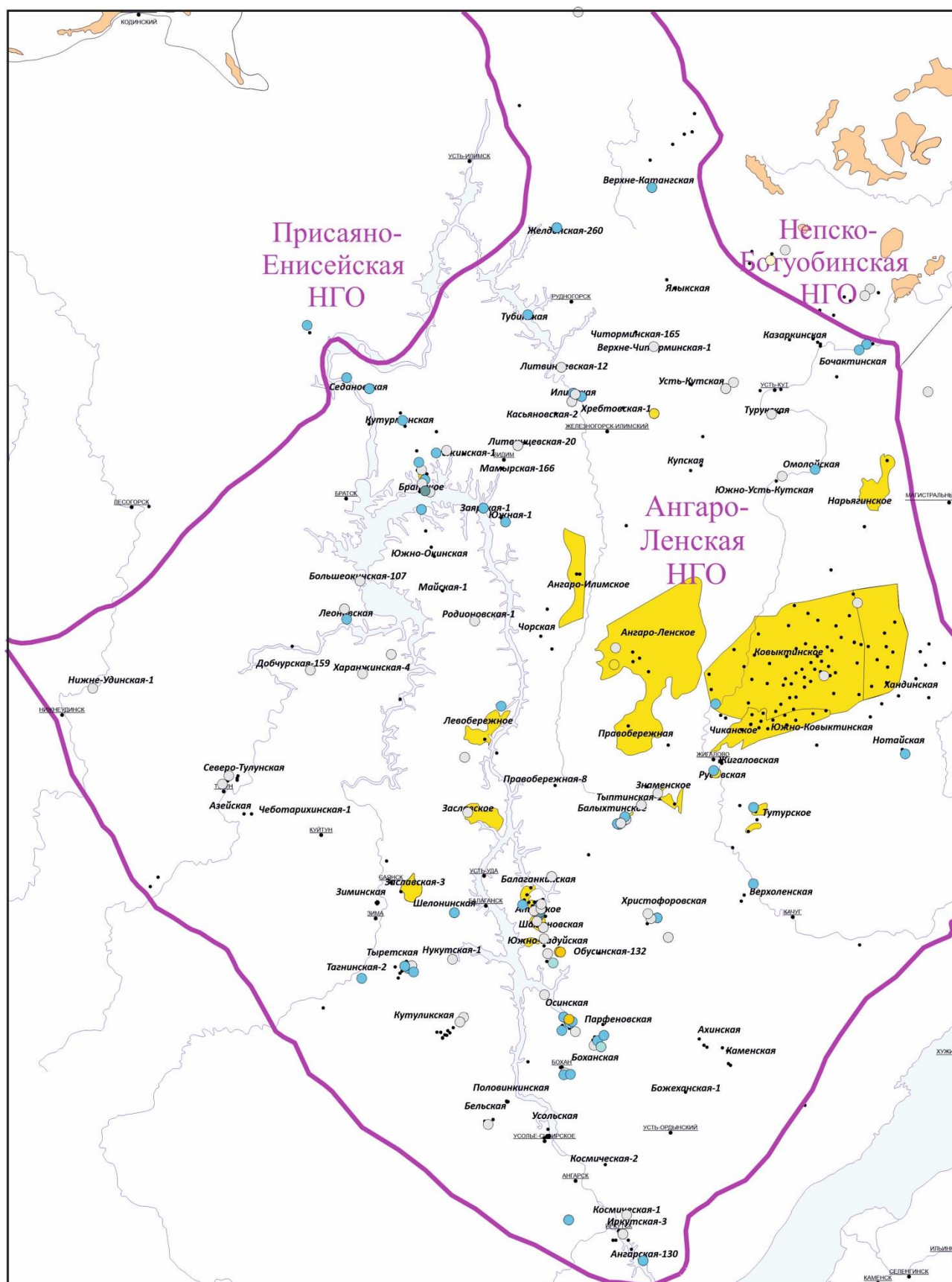


Рис. 13. Схема распределения результатов испытаний в усольской свите Ангаро-Ленской нефтегазоносной области

Усл. обозначения см. рис. 4.

В 1958 г. зафиксирован первый промышленный приток газа из балыхтинского горизонта в скв. Балыхтинская-5, где после проведения перфорации в колонне сначала получена вода дебитом 90 м³/сут, а затем при снижении забойного давления скважина перешла в режим фонтанирования газом (дебит 170 тыс. м³/сут) и пластовой водой (дебит 840 м³/сут). В 2000-х гг. промышленные притоки газа из усольской свиты отмечены на Ангари-Ленском газоконденсатном месторождении, а также на Илимской и Касьяновской площадях. В 11 скважинах дебиты газа оказались непромышленными. Также наблюдались совместные притоки газа и нефти в восьми скважинах, притоки чистой нефти – в пяти скважинах. Пластовая вода получена в 50 скважинах, тогда как в 67 скважинах испытанные объекты оказались «сухими».

Выводы

Усольская свита, сложенная в основном солями, служила достаточно эффективным флюидоупором, препятствуя перетоку углеводородов в вышележащие пласты. Воздействие геостатического давления со стороны Байкало-Патомской складчатой системы стало причиной формирования АВПД и многочисленных проявлений нефти, газа и рассолов в усольской свите.

В ангарской свите, в бильчирском горизонте многочисленные газопроявления связаны в основном с вертикальной миграцией газа из более глубокос залегающих газонасыщенных горизонтов.

Интенсивность поглощений и нефтегазопоявлений находится в прямой зависимости от литологического состава свиты. Для свит карбонатного состава (булайская, литвинцевская) характерны в основном поглощения бурового раствора. В свитах соленосно-карбонатного состава присутствуют все типы геологических осложнений.

Кроме того, установлена пространственная закономерность распределения зон геологических осложнений по территории Ангари-Ленской НГО. Их наибольшая концентрация приходится на северо-восточную часть региона, что также обусловлено влиянием Байкальского рифтогенеза. Здесь наблюдается развитие соляного диапиризма, а также интенсивной трещиноватости и кавернозности карбонатных пород.

По результатам испытаний скважин притоки нефти и газа из кембрийских отложений получены на 26 площадях Ангари-Ленской НГО. Несмотря на многочисленные осложнения и флюидопоявления, промышленные притоки газа отмечаются на ограниченном числе площадей (Атовская, Тутурская, Ковыктинская и др.).

Сравнительный анализ осложнений и результатов испытаний по свитам показывает, что в литвинцевской свите зоны интенсивных поглощений не являются продуктивными, где

притоки не имеют четкой пространственной связи с зонами осложнений; в ангарской свите зоны газопроявлений в бильчирском горизонте совпадают с районами получения промышленных притоков газа (Бильчирская, Ковыктинская, Коркинская площади); в булайской свите на Тутурском газовом месторождении не зафиксированы поглощения и газопроявления; в бельской свите скважины с нефтепроявлениями либо не испытывались, либо отмечена вода (скв. Ангарская-130), совпадение проявилось только на отдельных участках Ковыктинского месторождения; в усольской свите на Тулунской площади скважины с нефтегазопроявлениями оказались «сухими», на Обусинской получен газ, часто при газопроявлениях при испытании регистрируют воду. В результате наиболее значимая связь между газопроявлениями и промышленными притоками газа наблюдается только в ангарской свите.

Отсутствие притока флюидов в ходе испытаний межсолевых горизонтов не является однозначным свидетельством их непродуктивности. Практика испытаний объектов в скважинах на Ковыктинском месторождении показывает, что использование современных технологий интенсификации позволяет многократно увеличивать дебиты и получать промышленные притоки углеводородов из «сухих» объектов. Следует учитывать, что проведенный анализ результатов испытаний основан на данных скважин, пробуренных в разное время, соответственно, методики бурения скважин и испытания пластов имеют значительные различия. Выполненные работы продемонстрировали, что в межсолевых отложениях возможно выделение новых продуктивных горизонтов, которые ранее не рассматривались в качестве перспективных объектов.

В целом карбонатные горизонты кембрия Ангаро-Ленской НГО представляют собой многоресурсный объект. Помимо поисков углеводородов, зоны с интенсивным рапопроявлением являются источником гидроминерального сырья (высокоминерализованные рассолы с содержанием лития), а горизонты, в которых зафиксированы интенсивные поглощения бурового раствора, перекрываются мощными соляными толщами, они могут формировать природные резервуары для аккумуляции углеводородов. Эта особенность представляет практический интерес и может учитываться при планировании последующих геологоразведочных работ.

Направление дальнейших исследований будет нацелено в первую очередь на детальное 3D моделирование зон осложнений. Это позволит прогнозировать пространственное положение зон АВПД, поглощений и трещиноватых коллекторов с высокой точностью, оптимизируя проекты скважин. Необходимо изучение напряжений и механических свойств пород межсолевого комплекса для прогноза устойчивости стволов скважин в условиях тектонических нарушений и соляного диапиризма, а также для оптимизации плотности

буровых растворов и конструкций скважин.

Целесообразно применение современных методов на объектах, показавших непромышленные притоки или признанных «сухими», особенно в булайской и литвинцевской свитах. Важно проведение целенаправленных исследований для количественной оценки запасов и технологий извлечения лития и прочих ценных компонентов из высокоминерализованных рассолов усольской и других свит. Для снижения рисков поискового бурения необходимо детальное изучение механизмов вертикальной и латеральной миграции углеводородов из подсолевых комплексов в межсолевые, в том числе с использованием геохимических методов.

Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0008 «Цифровые геолого-геофизические модели Лено-Тунгусской и Лено-Вилуйской нефтегазоносных провинций, анализ закономерностей размещения нефтяных и газовых месторождений, оценка перспектив нефтегазоносности в основных продуктивных комплексах верхнего протерозоя и фанерозоя, включая карбонатные горизонты венда и кембрия с трудноизвлекаемыми ресурсами, изучение влияния интрузий траппов на нефтегазоносность».

Литература

Аверкина Е.В., Шакирова Э.В. Особенности приготовления буровых растворов на основе пластовой воды Знаменского месторождения // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2019. - № 4. - С. 38-46. DOI: [10.17122/ntj-oil-2019-4-38-46](https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2019-4-38-46)

Васильев С.И., Милосердов Е.Е., Милосердова И.А. Применение оборудования для крепления скважин расширяемыми трубами // Горная промышленность. - 2016. - № 4(128). - С. 76-77. EDN: [WKPCBT](https://www.edn.ru/wkpcbt/)

Вахромеев А.Г. Закономерности формирования и локализации месторождений промышленных рассолов в карбонатных каверново-трещинных резервуарах кембрия юга Сибирской платформы (по данным глубокого бурения, испытания скважин и полевой геофизики): монография. - Иркутск: Изд-во ИрННТУ, 2015. - 248 с.

Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А., Смирнов А.С., Горлов И.В. Бурение скважин на нефть и газ в условиях аномально проницаемых трещинных коллекторов с аномально высоким пластовым давлением флюидной системы // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2019. - №5. - С. 11-18. DOI: [10.30713/0130-3872-2019-5-11-18](https://doi.org/10.30713/0130-3872-2019-5-11-18)

Константинова Л.Н., Волгина Э.С. Обобщение результатов геологических осложнений в кембрии при бурении скважин в Ангара-Ленской нефтегазоносной области // Интерэкспо

ГЕО-Сибирь. XXI Международный научный конгресс: Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: сборник материалов Международной научной конференции в 8 т. (г. Новосибирск, 21-22 мая 2025 г.). - Новосибирск: СГУГиТ, 2025. - Т. 2. - № 1. - С. 68-74.

Рапацкая Л.А., Николаева Л.В., Васенёва Е.Г. Особенности литолого-фациального строения рапоносного продуктивного осинского горизонта и проблема утилизации буровых растворов // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2015. - № 3(98). - С. 103-108. EDN: [ТМХНН](#)

Смирнов А.С., Горлов И.В., Яицкий Н.Н., Горский О.М., Игнатьев С.Ф., Поспеев А.В., Вахромеев А.Г., Агафонов Ю.А., Буддо И.В. Интеграция геолого-геофизических данных - путь к созданию достоверной модели Ковыктинского газоконденсатного месторождения // Геология нефти и газа. - 2016. - № 2. - С. 56-66. EDN: [VSNYKD](#)

Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы. В 2 т. / Гл. ред. А.Э. Конторович; Рос. акад. Наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука; М-во природ. ресурсов и экологии РФ, Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минерал. сырья. - Новосибирск: ИНГГ СО РАН, Т. 1. - 2016. - 497 с.

Ушницева Л.Ф. Геологические риски и экологическая безопасность бурения скважин в регионах с развитием солянокупольной тектоники // Геоэкологические проблемы современности и пути их решения: материалы II Всероссийской научно-практической конференции. - Орёл, 2020. - С. 103-113. EDN: [VQRKHM](#)

Хузина Л.Б., Зялатдинов А.А. Изоляция осложнённых зон профильными перекрывателями в расширенном стволе скважины // Neftegaz.RU (Нефтесервис). - 2017. - № 10. - С. 55-57.

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 14.10.2025

Published 27.01.2026

Konstantinova L.N.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, KonstantinovaLN@ipgg.sbras.ru

Moiseev S.A.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS); Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Belova E.V.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, BelovaEV@ipgg.sbras.ru

SYSTEMATIZATION OF DATA ON GEOLOGICAL COMPLICATIONS AND TESTING RESULTS OF OIL AND GAS LEVELS OF THE CAMBRIAN SALINE-CARBONATE COMPLICATED STRUCTURE IN THE ANGARA-LENA STAGE

The study of Cambrian intersalt levels in the Angara-Lena petroleum region is currently of great importance. These strata are considered, on the one hand, as a return target for gas exploration, and on the other, as the main source of hydromineral raw materials. Under these circumstances, analysis of well testing data and well geological complications in the Angara-Lena petroleum region are necessary for understanding the fundamental patterns of the geological structure of Cambrian intersalt levels. Testing and various well complications were analyzed for over 400 wells. It is shown that the Osinsk level has been the most extensively tested. The maximum number of brine shows was observed during drilling in the Usol Formation, while the largest number of gas shows were recorded in the Angara Formation. The upper part of the Cambrian salt bearing structure (the Litvintsev Formation and Angara Formation) is characterized by intense mud losses. The results of these studies can be used in planning geological exploration in the Angara-Lena petroleum region of Eastern Siberia.

Keywords: intersalt level, Cambrian, well testing data, well geological complication, Angara-Lena petroleum region, Eastern Siberia.

For citation: Konstantinova L.N., Moiseev S.A., Belova E.V. Systematization of data on geological complications and testing results of oil and gas levels of the Cambrian saline-carbonate complicated structure in the Angara-Lena stage. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2026, vol. 21, no. 1, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2026/2_2026.html EDN: ZPUIKY

References

Averkina E.V., Shakirova E.V. Features of preparing drilling fluids based on formation water from the Znamensk field. *Problems of collection, preparation and transportation of oil and petroleum products*, 2019, no. 4, pp. 38-46. (In Russ.). DOI: [10.17122/ntj-oil-2019-4-38-46](https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2019-4-38-46)

Khuzina L.B., Zalyatdinov A.A. Isolation of complicated zones with profile overlappers in an enlarged wellbore. *Neftegaz.RU*, 2017, no. 10, pp. 55-57. (In Russ.).

Konstantinova L.N., Volgina E.S. Generalization of geological complications in the Cambrian during well drilling in the Angara-Lena oil and gas bearing region. Interexpo GEO-Siberia. XXI International Scientific Congress (Novosibirsk, 21-22 May 2025): Proceedings in 8 vols. Vol. 2: *Subsoil Use. Mining. Trends and Technologies for Prospecting, Exploration and Development of Mineral Deposits. Economics. Geoecology: International Scientific Conference*. Novosibirsk: SGUGiT, 2025, vol. 2, no. 1, pp. 68-74. (In Russ.).

Rapatskaya L.A., Nikolaeva L.V., Vasenëva E.G. Features of the lithofacial structure of the brine-bearing productive Osinsk level and the problem of drilling fluid disposal. *Vestnik Irkutskogo*

Gosudarstvennogo Tekhnicheskogo Universiteta, 2015, no. 3(98), pp. 103-108. EDN: [TMYXHJ](#) (in Russ.).

Smirnov A.S., Gorlov I.V., Yaitskiy N.N., Gorskiy O.M., Ignatyev S.F., Pospeyev A.V., Vakhromeyev A.G., Agafonov Yu.A., Buddo I.V. Integration of geological and geophysical data is the path to creating a reliable model of the Kovykta gas condensate field. *Geologiya nefti i gaza*, 2016, no. 2, pp. 56-66. EDN: [VSNYKD](#) (In Russ.).

Stratigraphy of oil and gas bearing basins of Siberia. Cambrian of the Siberian platform. In 2 vols. / Ed. by A.E. Kontorovich; Russian Academy of Sciences, Siberian Branch, A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics; Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2016, vol. 1, 497 p. (In Russ.).

Ushvtseva L.F. Geological risks and environmental safety of drilling wells in regions with the development of salt dome tectonics. *Geoekologicheskiye problemy sovremennosti i puti ikh resheniya. Materialy II Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Orel, 2020, pp. 103-113. EDN: [VQRKHM](#) (In Russ.).

Vakhromeyev A.G. *Patterns of formation and localization of industrial brine deposits in Cambrian carbonate cavernous-fractured reservoirs of the southern Siberian platform (based on deep drilling, well testing and field geophysics data)*. Irkutsk: Izd-vo IrNITU, 2015, 248 p. (In Russ.).

Vakhromeyev A.G., Sverkunov S.A., Smirnov A.S., Gorlov I.V. Drilling oil and gas wells in conditions of abnormally permeable fractured reservoirs with abnormally high reservoir pressure of the fluid system. *Stroitelstvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2019, no. 5, pp. 11-18. (In Russ.). DOI: [10.30713/0130-3872-2019-5-11-18](#)

Vasiliev S.I., Miloserdov E.E., Miloserdova I.A. Application of equipment for well casing with expandable pipes. *Gornaya Promyshlennost'*, 2016, no. 4(128), pp. 76-77. EDN: [WKPCBT](#) (In Russ.).