

ГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ

Б.С. Коротков, С.Б. Коротков (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

До середины прошлого века глубокими называли поисково-разведочные скважины, пробуренные стационарными буровыми установками, в отличие от структурных, картировочных, водозаборных и других скважин, бурение которых велось передвижными станками. В настоящее время в России и в мире *глубокими* принято называть скважины с вертикальной глубиной забоя более 15000 футов (4500 м). Соответственно выделяют *глубокие горизонты*. Скважины глубиной более 6000 м называют *сверхглубокими*.

Сверхглубокие поисково-разведочные скважины, пробуренные серийными станками, редко преодолевают глубину 7,0 км. Уникальные сверхглубокие «научные» скважины бурят по специальным проектам. Абсолютный мировой рекорд принадлежит Кольской сверхглубокой скважине (12261 м). Многие годы в СССР это был приоритетный национальный проект, сопоставимый по значению с освоением космоса. На него работала вся страна, но, несмотря на все усилия, проектной глубины 15000 м достичь не удалось. Самой глубокой «научной» скважиной в России, пробуренной в нефтегазоносной провинции, является СГ-7 Ен-Яхинская (8250 м). Исходя из приведенных данных, нижнюю границу технически доступных глубин для поисков нефти и газа сегодня можно ограничить 7,0 км.

Первые *глубокие* поисково-разведочные скважины были пробурены в США в 1940-е гг., в СССР – в конце 1950-х гг. Пик глубокого бурения приходится на 1970–1980-е гг., после чего начался спад. В настоящее время бурение сверхглубоких поисковых скважин ведется в США на акватории Мексиканского залива, где открыт ряд крупных нефтяных и газовых месторождений. Значительные успехи достигнуты в бразильском секторе Атлантического океана.

Геолого-разведочные работы на глубокие горизонты относятся к весьма сложному, дорогостоящему и рискованному производству. Стоимость строительства одной сверхглубокой скважины (6200–6500 м) варьирует от 1,0 до 2,0 млрд руб. Чтобы окупить расходы на поиски, разведку и обустройство месторождения и получить прибыль от продажи газа, необходимо открыть достаточно крупное и высокодебитное месторождение. Рабочие дебиты эксплуатационных скважин должны составлять примерно 500 тыс. м³ /сут. При сроке действия лицензии на разработку 20 лет, расстоянии между эксплуатационными скважинами 3 км, конечной газоотдаче 0,8 плотность геологических запасов должна быть не менее 700 млн м³ газа на 1 км² площади резервуара. Промышленное освоение мелких и даже средних по запасам месторождений с низкой плотностью запасов и небольшими дебитами скважин не окупит вложенных инвестиций. Поэтому частные инвесторы и небольшие компании освоением глубоких горизонтов ни в России, ни в любой другой стране заниматься не будут. Такие работы могут позволить себе либо государство (так было в СССР), либо очень крупная нефтегазовая компания (корпорация). В России после 1991 г. глубокое и сверхглубокое бурение проводилось, в основном, ОАО «Газпром», но с наступлением финансово-экономического кризиса они были практически полностью свернуты.

В эпоху СССР бурение глубоких и даже сверхглубоких поисково-разведочных, а также специальных «научных» скважин в старых нефтяных районах было начато еще в 1950–1960-е гг. и продолжалось до конца 1980-х гг. Сотни глубоких и десятки сверхглубоких скважин были пробурены на европейской территории РФ в районах Предкавказья, в Прикаспийской впадине, Предуральском прогибе, а также в Украине, Азербайджане, Казахстане и республиках Средней Азии [1].

В Западной Сибири, где сегодня расположены главные газодобывающие центры России, работы на глубоких горизонтах практически не велись. В постсоветский период в районе Уренгоя были пробурены две «научные» сверхглубокие скважины СГ-6 и СГ-7. Что касается поисково-разведочного бурения, то за сорокалетний период промышленного освоения Западной Сибири на ее гигантской территории пробурено не более 50 глубоких (более 4,5 км) скважин.

Наиболее весомые результаты получены в Прикаспийской впадине, где в подсолевых отложениях в 1970–1980-е гг. был открыт ряд уникальных и крупных месторождений нефти и газа. Большинство из них, хотя и залегает на сравнительно больших глубинах (3,5–4,0 км), формально принадлежит верхнему этажу нефтегазоносности (продуктивные пласты залегают выше 4500 м). На уникальных Карачаганакском и Тенгизском месторождениях базовые подсолевые залежи массивного типа зале-

гают в переходной зоне: верхние части залежей (от 3,6–3,8 до 4,5 км) относятся к верхнему этажу, а нижние (до 5,2–5,4 км) – к глубоким горизонтам. Залежей коммерческого значения, которые бы полностью залегали глубже 4,5 км, пока не открыто, хотя во многих скважинах на глубинах до 6 км и более отмечались притоки нефти и газа.

Открыт ряд глубокопогруженных месторождений и залежей в Предкавказье, где работы на глубокие горизонты ведутся не одно десятилетие. Пробурены сотни тысяч метров глубокого и сверхглубокого бурения, но крупных открытий, которые могли бы внести ощутимый вклад в суммарную добычу нефти и газа, тоже нет. Все выявленные месторождения – небольшие по запасам, сложного строения.

Показателен пример поисково-разведочных работ на глубокие горизонты в Краснодарском крае. На территории края расположены старейшие нефтяные районы России. Здесь же зарождалась современная газовая промышленность как самостоятельная отрасль народного хозяйства. После успешных открытий в 1950–1960-е гг. относительно крупных (по тем временам) нефтяных и газоконденсатных месторождений быстрыми темпами наращивались объемы ГРП. В короткие сроки на территории края в интервале промышленно освоенных глубин были выявлены и разбурены все локальные поднятия, представляющие поисковый интерес.

Чтобы не допустить простоя буровой техники, начали осваивать новые малоизученные глубокие горизонты, используя традиционные методы и технологии ГРП. Поскольку на глубине выявлять локальные поднятия стало труднее, геофизики в качестве новых типов поисковых объектов стали предлагать различные аномалии сейсмической записи (АСЗ): аномалия типа «залежь», «яркое пятно», «риф». Последняя оказалась самой живучей, эксплуатируется до сих пор. За относительно короткий период (1960–1970-е гг.) в различных геотектонических зонах (северный платформенный борт Азово-Кубанской впадины, эпигерцинская Восточно-Кубанская впадина, Западно-Кубанский передовой прогиб, Северо-Западный Кавказ, Тамань) было пробурено 140 скважин глубиной более 4500 м (несколько десятков из них глубже 6,0 км) общим метражом 700 тыс. пог. м. Во многих скважинах отмечались высокодебитные притоки пластовой воды, нефтегазопроявления, в том числе очень мощные (скв. 786 Лёвкинская – нефть 2500 т/сут, скв. 1 Кошехабльская – газ 1 млн м³/сут, скв. Кузнецовская – газ до 5 млн м³/сут), что вселяло оптимизм. Однако в конечном итоге коммерческие результаты оказались весьма посредственными: на всей территории Краснодарского края на глубине более 4500 м было открыто пять небольших месторождений нефти и газа очень сложного строения, из которых в промышленную разработку с большими трудностями было введено всего два. В последующие годы работы на глубокие горизонты последовательно сокращались, а с переходом в рыночную экономику вообще были прекращены.

Аналогичная картина освоения глубоких горизонтов характерна для любого другого старого нефтегазоносного района России и стран СНГ.

Низкая коммерческая эффективность поисково-разведочных работ на глубокие горизонты наряду с чисто техническими причинами (качество бурового оборудования, квалификация обслуживающего персонала) во многом обусловлена несовершенством методов прогноза и технологий поисковых работ, разработанных для верхнего этажа нефтегазоносности, не адаптированных к кардинальным изменениям условий нефтегазоносности на больших глубинах.

В глубоких горизонтах под воздействием возрастающего горного давления, усиливающихся тектонических напряжений и процессов литификации весь массив горных пород сильно уплотнен, резко снижается его водообильность. Первичное поровое пространство и поровая проницаемость местами уменьшаются до граничных значений «коллектор – неколлектор». Уплотнение пород в разных частях массива происходит с разной степенью интенсивности, причем дифференциация усиливается с глубиной погружения. Параллельно-слоистое строение трансформируется в пластово-блоковое и блоковое.

Параллельно с региональным уплотнением при погружении пород развиваются встречные процессы разуплотнения и образуется вторичное пустотное пространство (трещины, каверны), в том числе в аргиллитах, глинистых сланцах, гранитах. Широко известны залежи нефти в гранитных породах месторождения Белый Тигр во Вьетнаме, в кварцитах гигантского нефтяного месторождения Хасси-Мессауд в Алжире, в глинистых породах баженовской свиты на Салымском и других месторождениях Западной Сибири, в глинах майкопской толщи на Воробьевском месторождении в Ставропольском крае. Можно назвать еще множество примеров. Большинство из них залегает в интервале верхнего этажа, где подобные резервуары сравнительно редки. На больших глубинах тре-

щинные (порово-трещинные, кавернозно-порово-трещинные) коллекторы приобретают главенствующее значение. Для них характерно дискретное распределение пустотного пространства в массиве горных пород (гнезда, жилы и т.д.), что существенно затрудняет геометризацию резервуаров в процессе разведки и разработки. Если в прошлом такие залежи открывались случайно, нередко вопреки господствующим научным представлениям о «правильном» распределении углеводородов в недрах, то на больших глубинах они должны стать объектами целенаправленных поисков.

В результате сложного взаимодействия процессов уплотнения-разуплотнения массив горных пород расчленяется на гидродинамически обособленные блоки. На больших глубинах региональные внутрислоевые потоки подземных вод (как и дальняя латеральная миграция углеводородов) в принципе существовать не могут, а разгрузка флюидов идет по вертикальным каналам в направлении дневной поверхности [2]. Утрачивает всякий смысл выделение в разрезе традиционных нефтегазоносных комплексов (сочетание проницаемых и флюидоупорных пластов). Следовательно, должны меняться и парадигма прогноза зон концентрации запасов, и методика количественной оценки прогнозных ресурсов.

При прогнозировании зон концентрации ресурсов на первый план выдвигается критерий «региональная покрывка». На платформах глубже 4,5 км пластичные глины трансформируются в хрупкие аргиллиты, склонные к трещинообразованию, и, следовательно, становятся проницаемыми для жидкостей и газов. При этом не следует воспринимать буквально, что аргиллиты в каждом микрообъеме становятся «решетом». Поднятый из скважины керн может иметь вид плотной породы, но при этом в массиве присутствуют вертикально ориентированные системы открытых трещин, по которым газ улетучивается в направлении дневной поверхности.

Системы трещин образуют субвертикальные каналы миграции флюидов (называемые также трубами дегазации), являющиеся важным звеном механизма формирования глубокопогруженных залежей газа и нефти. По эти каналам газ и другие флюиды фильтруются в направлении дневной поверхности. Если на пути нет надежных флюидоупоров, вода, нефть, газ вырываются на поверхность, образуя, например, грязевые вулканы. Последние очень широко распространены на нашей планете, причем не только на суше (давно известно), но и в акваториях морей и океанов. Существуют многочисленные другие свидетельства дегазации Земли по вертикальным каналам: магматические вулканы, водородные струи, описанные В.Н. Лариным и Н.В. Лариным, открытое П.П. Иванчуком явление гидровулканизма и даже «Тунгусский метеорит», природа которого некоторыми учеными (Н.М. Семенов, 2010) связывается с выбросом в атмосферу большого количества углеводородного газа из вертикально ориентированной трещиноватой зоны, образовавшейся на пересечении региональных глубинных разломов.

Современные геофизические методы позволяют выявлять зоны разуплотнения. Сейсмическим методом СЛБО (сейсмолокатор бокового обзора) субвертикальные каналы фильтрации протяженностью до 5 км и более установлены, например, на Астраханском месторождении. По-видимому, в один из них попала параметрическая сверхглубокая скв. 1 Правобережная, которая была заложена для проверки геологической природы АСЗ (прозрачность волнового поля) с прогнозом на крупное рифогенное тело. Вертикальная составляющая АСЗ в точке заложения скв. 1 Правобережная составляла около 3,5 км. Рифа не оказалось, но подсолевой разрез до забоя (6645 м) представлен трещиноватыми карбонатными породами. Этот канал фильтрации (назовем его так) опирается в пластичную сульфатно-галогенную покрывку кунгурского яруса нижней перми. В зоне контакта в башкирском резервуаре сформировалась «неантиклинальная» газоконденсатная залежь (Западно-Астраханское месторождение). Залежь расположена на пологом склоне Астраханского свода и ограничена плотными разностями известняков. Очевидно, подобные залежи могут быть выявлены по всему периметру Астраханского свода. Формирование уникальной башкирской залежи Астраханского ГКМ происходило, по-видимому, по аналогичному сценарию.

По данным высокоточных гравиметрических исследований, вертикальные зоны разуплотнения установлены под всеми гигантскими месторождениями Прикаспийской впадины и прослеживаются до глубины порядка 18 км и более [3].

Итак, при прогнозе зон локализации ресурсов на больших глубинах первым делом необходимо выявить в разрезе и определить площадь распространения региональных покрывок. Как отмечалось выше, в глубоких горизонтах на платформах пластичных глин нет (они трансформировались в аргил-

литы). Надежными газопорами на больших глубинах могут служить сульфатно-галогенные формации. На больших глубинах региональных покрывок для газа не может быть много: одна, редко – две, часто – ни одной. Под региональной покрывкой формируются залежи (месторождения), представляющие поисковый интерес. Чтобы оконтурить благоприятные участки для формирования залежей, нужно определить местоположение вероятных каналов вертикальной миграции УВ. Например, узлы пересечения крупных разломов, погребенные жерла грязевых вулканов, высокоамплитудные поднятия. Для этих целей используются данные региональных комплексных геофизических исследований, космические технологии и др. Таким образом будут оконтурены площади для проведения более детальных площадных геофизических работ с целью выявления конкретных поисковых объектов. Коммерческий интерес представляют отложения, залегающие непосредственно под региональной покрывкой. Все нижезалегающие горизонты, даже при наличии в них пустотно-емкостного пространства (включая рифы), промышленных залежей газа содержать не будут. Поэтому первый под региональной покрывкой аккумулярующий пласт должен быть целевым объектом сейсморазведки, других методов разведочной геофизики и последующего поисково-разведочного бурения.

Опираясь на вышеуказанные критерии, рассмотрим перспективы поисков глубокопогруженных месторождений (залежей) газа в основных районах деятельности ОАО «Газпром». В европейской части это Предуральский прогиб, Прикаспийская впадина, Предкавказье, на зауральской территории страны – Западная Сибирь. Первоочередной интерес для поисковых работ представляет газ (газ с конденсатом): во-первых, именно газ прогнозируется в глубоких горизонтах платформенных областей, во-вторых, эффективных технологий добычи нефти с больших глубин пока не придумали.

В Предуральском прогибе за столетний период проведения ГРП в интервале верхнего этажа открыто около 130 месторождений нефти и газа, из них одно (Вуктыльское) – крупное, несколько – средних, остальные – мелкие. Большинство выявленных месторождений расположено на платформенном борту Предуральского прогиба, степень разведанности которого в настоящее время очень высокая, и дальнейший сколько-нибудь значительный прирост запасов маловероятен.

Внутренний складчатый борт прогиба глубоким бурением и геофизическими исследованиями изучен слабо. Эта зона характеризуется широким развитием надвиго-взбросовых структур, в полосе развития которых выделяют два структурных этажа: аллохтонный (надвинутая часть осадочного чехла) и автохтонный (поднадвиговая часть осадочных образований). Аллохтон на участках раскрытого залегания (предгорья Урала) относительно хорошо изучен наземными геологическими исследованиями, неглубокими картировочными скважинами, однако из-за отсутствия региональных и зональных покрывок в этой зоне перспективы открытия промышленных месторождений невысокие. В погруженной части бортовой зоны аллохтонный комплекс перекрывается региональной сульфатно-галогенной пермской покрывкой (кроме самых северных Косью-Роговской и Коротаихинской впадин, где она отсутствует), что дает основание положительно оценивать перспективы нефтегазоносности подсолевых отложений. Здесь в аллохтоне открыт ряд месторождений нефти и газа. Месторождения преимущественно мелкие. Исключением является крупное Вуктыльское газоконденсатное месторождение, приуроченное к аллохтону на территории Верхнепечорской впадины. В Косью-Роговской и Коротаихинской впадинах соленосные отложения встречены в ордовикской системе, однако ареал их распространения не изучен.

Нижний (автохтонный) структурный этаж повсеместно в складчатой бортовой зоне Предуральского прогиба изучен слабо. Геолого-разведочные работы на автохтон находятся на начальной стадии регионального изучения недр. В разные годы отработаны единичные региональные сеймопрофили, пересекающие Предуральский прогиб и Урал. Пробурено несколько глубоких скважин, вскрывших автохтон (скв. П-1 Верхняя Сочь, скв. 1 Гудырвож и др.).

Перспективы промышленной продуктивности автохтона неясны. Отложения автохтона в процессе погружения испытали значительную геостатическую нагрузку вышележащих пород и сильно уплотнены. Первичное пустотное пространство потенциальных пород-коллекторов редуцировано, очаги вторичного разуплотнения развиваются дискретно, ФЕС коллекторов в целом очень низкие. Имеются большие проблемы с покрывками, что резко снижает вероятность открытия крупных и даже средних по запасам месторождений в автохтонном комплексе. Тем не менее, целесообразно продолжить геологическое изучение автохтона параметрическими скважинами для создания достоверной геологической модели и оценки ресурсного потенциала.

Перспективы погруженной приосевой зоны Предуральского прогиба связываются, в основном, с новыми малоизученными глубокими горизонтами. В южной части Предуральского прогиба региональной покрывкой для глубокопогруженных горизонтов является пермская сульфатно-галогенная толща. Первоочередным направлением ГРП на глубокозалегающие горизонты следует считать палеозойские отложения, залегающие непосредственно под региональной сульфатно-галогенной покрывкой. В последнее десятилетие в южной части Предуральского прогиба значительный объем геологоразведочных работ выполнен ООО «Газпром добыча Оренбург». На глубокопогруженные подсолевые отложения пробурены поисковые скважины на Корниловской, Акобинской и Кзылобинской структурах. Открыты Акобинское и Кзылобинское газоконденсатные месторождения в отложениях башкирского яруса, несогласно перекрытых нижнепермской сульфатно-галогенной покрывкой.

Новым направлением работ может стать удаленное восточное погребенное продолжение Оренбургского вала, территория которого изучена очень слабо. Необходимо провести здесь полноценные работы регионального этапа, включающие сейсморазведку и, как минимум, две параметрические скважины глубиной не менее 6,5 км.

Основные перспективы открытия крупных месторождений в подсолевом комплексе Прикаспийской впадины на протяжении последней четверти прошлого века и в текущем столетии связывались с органогенными постройками («рифами»), независимо от того, перекрыты ли они региональной покрывкой или залегают значительно ниже ее подошвы. Между тем, в Прикаспийской впадине и ее обрамлении все известные уникальные и крупные месторождения газа и нефти контролируются кунгурской региональной сульфатно-галогенной покрывкой (Оренбургское, Астраханское, Карачаганакское, Тенгизское, Кашаганское и др.). Отсюда следует практический вывод, что поисковый интерес представляет первый природный резервуар, залегающий под региональной покрывкой. Все более погруженные «нефтегазоносные комплексы» и «рифы» в лучшем случае будут насыщены водой с растворенным газом, в худшем – представлены плотными породами.

Залегающие под региональной покрывкой разновозрастные палеозойские (от карбона до девона) отложения образуют самостоятельный структурно-тектонический этаж, крупные сводовые и валлообразные поднятия которого представляют основной интерес для проведения поисковых работ. Повсеместно установленные крупные стратиграфические несогласия в подсолевом комплексе, особенно в его кровельной части, благоприятствуют развитию вторичных коллекторов. Крупные погребенные поднятия с благоприятными природными резервуарами могут быть вскрыты скважинами на доступных для бурения глубинах непосредственно под региональной сульфатно-галогенной покрывкой не только в бортовых зонах, но и в погруженных частях Прикаспийской впадины. В частности, поисковый интерес представляет крупное погребенное Юстинское поднятие в Сарпинском прогибе.

На территории Предкавказья перспективными для поисков глубокопогруженных залежей УВ являются участки молодых передовых прогибов (Западно-Кубанского и Терско-Каспийского), а также глубоких впадин и прогибов эпигерцинской Скифской плиты. Здесь можно выделить два стратегических направления ГРП на глубокие горизонты, определяемые зонами распространения региональных покрывок: сульфатно-галогенной верхнеюрской и глинистой майкопской (поздний палеоген – ранний неоген). В Западном Предкавказье верхнеюрская соленосная покрывка имеет региональное распространение в Восточно-Кубанской впадине, где она экранирует газоконденсатные залежи на Кошехабльском и Кузнецовском месторождениях. Ее продолжение в Западно-Кубанский прогиб скважинами не прослежено, хотя и прогнозируется по аналогии с Терско-Каспийским прогибом. В Терско-Каспийском прогибе сульфатно-галогенная покрывка мощностью от 400 до 1000 м вскрыта рядом сверхглубоких скважин. Под этой покрывкой залегают толща карбонатных пород оксфордского яруса с вторичными порово-трещинно-кавернозными коллекторами, из которых получены промышленные притоки газа на Датыхском месторождении. Изученность этого резервуара скважинами очень слабая.

Майкопская глинистая покрывка экранирует ряд глубокопогруженных газонефтяных залежей в верхнемеловых карбонатных резервуарах (несогласное залегание) Передовых хребтов Терско-Каспийского прогиба. В Западно-Кубанском прогибе также известны подмайкопские глубокопогруженные месторождения (Левкинское, Западно-Афипское и др.). Однако изученность глубокопогруженных подмайкопских отложений крайне низкая. В центральной глубокопогруженной части Западно-Кубанского прогиба и на Таманском полуострове первоочередной интерес для постановки ГРП представляют поисковые объекты, залегающие под майкопской региональной покрывкой.

В настоящее время крупных и высокоамплитудных структур под майкопской покрывкой не выявлено, что может быть объяснено чрезвычайно низкой степенью изученности глубоких горизонтов геофизическими методами и бурением. На этой территории необходимо выполнить комплекс ГРП регионального этапа: провести региональные сейсморазведочные работы 2D с глубиной зондирования до 9 км, переобработать имеющиеся сейсмические материалы прошлых лет по новым технологиям, пробурить параметрические скважины. Необходимо составить проект региональных работ. Наилучшим вариантом была бы кооперация МПР с нефтегазовыми компаниями, работающими на территории Краснодарского края.

В северных газоносных районах Западной Сибири первоочередной интерес представляют палеозойские отложения (фундамент эпигерцинской платформы). Позитивным моментом является наличие коры выветривания. Литологический состав пород в пределах глубокого погружения палеозойского фундамента неизвестен. Результаты бурения на Новопортовском месторождении (район неглубокого залегания палеозойских отложений) и данные региональных сейсмических работ дают основание предполагать наличие карбонатных пород также на площадях глубокого залегания палеозоя. В карбонатных породах лучше образуются вторичные порово-кавернозные и трещинные коллекторы. Имеются крупные высокоамплитудные поднятия. Однако открытым остается вопрос региональной покрывки для газа.

Нижнетриасовая толща промежуточного комплекса, сложенная преимущественно вулканитами основного состава (лавы, туфы и дайки базальтов), по данным Тюменской и Ен-Яхинской сверхглубоких скважин, имеет зоны повышенной трещиноватости, из которых получены притоки пластовой воды с растворенным газом метанового состава.

Средний и верхний триас на севере Западной Сибири сложен терригенными породами, образующими нижнюю часть ортоплатформенного чехла. Разрез представлен чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Первичные коллекторские свойства в значительной степени утрачены, а вторичное емкостное пространство неясных формы, объема и структурной характеристики развивается спорадически, подчеркивая пластово-блоковое строение глубоких недр. Остается открытым вопрос надежности газопоры (покрывок), поскольку трансформировавшиеся в аргиллиты глинистые породы в значительной мере утратили свойства пластичности.

Нижне-среднеюрские отложения характеризуются теми же особенностями литологии и ФЕС, что и терригенный триас, поэтому оценка их нефтегазоносности сталкивается с теми же проблемами.

По комплексу геологических критериев глубокопогруженную часть плитного чехла и промежуточного комплекса северных районов Западной Сибири на данной стадии изученности следует отнести к образованиям с невыясненными перспективами открытия месторождений промышленного значения. Исходя из этого определяется стратегия ГРП. Необходимо продолжить работы регионального этапа изучения глубоких недр с тем, чтобы оценить потенциальную емкость коллекторов и характер пустотного пространства, выявить в разрезе газопоры и оценить их качество как покрывок для газа. Итогом работ будет региональная геологическая модель. Главным видом работ на региональном этапе изучения глубоких горизонтов является бурение параметрических скважин. На лицензионных участках возможно совмещение работ регионального и поисково-оценочного этапов.

Список литературы

1. *Коротков Б.С.* Перспективы поисков промышленно значимых залежей углеводородов на больших глубинах в России / Б.С. Коротков, С.Б. Коротков, В.Ф. Подурушин // Геология, бурение, эксплуатация и разработка газовых и газоконденсатных месторождений: обз. инф. – М.: Газпром экспо, 2009. – 114 с.
2. *Дюнин В.И.* Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов / В.И. Дюнин. – М.: Научный мир, 2000. – 472 с.
3. *Николаевский В.Н.* Геомеханика и флюидодинамика / В.Н. Николаевский. – М.: Недра, 1996. – 447 с.