|  |  |
| --- | --- |
| Контрольная работа |  |
| по предмету: «Геология»  студента I курса  заочной формы обучения  Ямальского нефтегазового института  Специальности: «НРГ-09-з»  шифр \_\_\_\_\_\_  Дзюбан А.Н. |  |

Проверил:

к.г.-м.н., доцент

Усанина Т.В.

г. Новый Уренгой

2009 г.

**СОДЕРЖАНИЕ**

[1. Геологическая деятельность болот 3](#_Toc250934264)

[2. Самородные элементы 6](#_Toc250934265)

[3. Геологическое строение сеноманской газовой залежи на примере Уренгойского месторождения 7](#_Toc250934266)

[4. Состояние нефти и газа в пластовых условиях 10](#_Toc250934267)

[Список использованной литературы 17](#_Toc250934268)

# 1. Геологическая деятельность болот

Болото представляет собой аккумулятивные образования, характеризующиеся временным или постоянным, избыточным увлажнением, наличием влаголюбивой растительности и присутствием торфяных залежей. Влажные зоны теплого и умеренного климата – основные участки суши, где болотный процесс является ведущим, а общая площадь современных болот на земном шаре превышает 2 млн. км2 и торфяные залежи распространены на площади в 113 гектаров.

Для существования болота необходим высокий уровень стояния грунтовых вод, наличие впадин в рельефе поверхности Земли, достаточное количество осадков и отсутствие контраста их распределения по временам года и значительная биомасса влаголюбивой растительности.

Типы болот определяются условиями их формирования и положением в рельефе местности.

Низинные болота характерны для понижений в рельефе и приурочены к плоским, иногда обширным низинам, окаймленным возвышенностями. В таких низинах водный сток обычно замедленный, питаются они либо за счет поверхностных текучих вод, либо подземного стока при наличии неглубоко залегающего водоупора. В низинных болотах влаголюбивая растительность обладает большой массой и представлена осокой, тростником, различными мхами, кустарниками. Нередко озера, постепенно зарастающие, превращаются в болота низинного типа.

Верховые болота имеют меньшие размеры, чем низинные и располагаются во впадинах на возвышенных участках рельефа. Питаются верховые болота за счет атмосферных осадков, т.к. на водоразделах уровень грунтовых вод залегает глубоко и необходим близповерхностный слой водоупорных пород, чтобы задерживать влагу. В верховых болотах, бедных минеральными солями, распространен белый сфагновый мох, а также различные кустарники и древесная растительность, т.к. верховые болота быстро зарастают.

Переходный тип болот характеризуется питанием как за счет подземных вод, так и атмосферных осадков и в таких болотах развита растительность, не требующая большого количества минеральных веществ.

Болота приморских низин занимают обширные пространства побережий во влажных субтропиках и тропиках, где развиваются особые типы древесной растительности, корни которой расходятся от ствола еще над водой и погружены ниже уровня болота в виде растопыренных «пальцев». Особенно характерны тропические болота с мангровыми деревьями, имеющими ходульные и дыхательные корни (пневматофоры). Такие мангровые заросли на илистых приморских низинах периодически затопляются водами океанов во время приливов. Мангровые болота распространены в Южной Азии, Восточной Африке, в Австралии и на островах Тихого океана.

Происхождение болот и отложения

Крупные болотные районы с интенсивным накоплением торфа приурочены к обширным пространствам в Западно-Сибирской низменности, на севере Восточно-Европейской равнины, в Прибалтике. Горизонтальная климатическая зональность, радиационный баланс, количество атмосферных осадков обеспечивают высокую степень увлажненности и замедленный, почти до полного его прекращения, сток в условиях очень слабо расчлененного рельефа. Возникают торфяно-болотные ассоциации, как, например, в Мещёре, Припятском Полесье, на Обь-Иртышском междуречье в Западной Сибири.

Существование болот зависит от ежегодного прироста биомассы и, одновременно, процесса опада – отмирания растений. Когда прирост биомассы и величина опада сравняются, за этим наступает период деградации биомассы и болота в целом.

В речных долинах, где развиты многочисленные меандры и старицы, скорость стока вод замедляется настолько, что в илистом грунте начинают укореняться ростки водных растений, которые, в свою очередь, еще более замедляют и так невысокую скорость течения, и начинается зарастание дна. Река уже не дренирует пойму, в ней возникает избыточное увлажнение и рост специфической болотной растительности. Образуется пойменное болото, обычно развивающееся там, где преобладает аккумулятивная деятельность поверхностных вод.

Нередко болота образуются при зарастании озер, которое происходит от берегов к середине. Осенью водные растения отмирают, падают на дно и формируют слой растительного ила, который постепенно превращается в торф. Наконец, озеро полностью зарастает и превращается в озерное болото. Иногда, на сравнительно глубоких озерах, водная поверхность покрывается, как одеялом, слоем растений и мхов, называемым зыбуном или сплавиной, ниже которого находится чистая вода, а на дне скапливается торф. Такой слоистый «пирог» постепенно лишается чистой воды в середине и сплавина смыкается с донной торфяной залежью.

Среди болотных отложений наибольшее значение имеет торф, образующийся в результате накопления отмершей болотной растительности – различных трав, мхов, кустарников и деревьев. Погрузившаяся в воду растительность, постепенно образует слой в несколько метров, в котором, при недостатке кислорода происходит неполное разложение остатков растительности с помощью микроорганизмов, формирование гумусв – темного аморфного органического вещества и увеличение содержания углерода до 55- 60%. Следовательно, торф – это полуразложившиеся растительные остатки бурого цвета. Различные виды торфа связаны с преобладающим типом болотной растительности – осоковой, тростниковой, древесной, сфагновой (моховой) и др. Для образования торфа необходима избыточная увлажненность, замедленный водообмен, низкая степень аэрации, формирование особой геохимической среды. В торфе содержится не более 50% минеральных компонентов в пересчете на сухое вещество.

Районы с интенсивным торфонакоплением приурочены к зоне умеренного климата в Северном полушарии и в бассейне Конго в Центральной Африке. Торф используется как топливо, хотя и невысокого качества из-за большой зольности. Под Москвой уже почти 100 лет работает Шатурская ТЭС, потребляющая торф из обширных болот, где мощность торфа превышает 10 метров. Второе. По важности, применение торфа – удобрение в сельском хозяйстве. Из торфа получают также теплоизоляционный материал, деготь, парафин, воск и др. Мировые запасы торфа превышают 500 млрд. т, из них на Россию приходится около 190 млрд. тонн.

# 2. Самородные элементы

Самородные элементы - химические элементы, встречающиеся в природе в виде более или менее устойчивых минералов. Среди самородных элементов различают: неметаллы (полиморфные модификации углерода — алмаз и графит, самородные S, Se, Te), полуметаллы (самородные As, Sb) и металлы (самородные Au, Ag, Сu, Pt, Pd, lr, Fe, Ta, Pb, Zn, Sn, Hg, Bi). Обычно вместе с самородными металлами рассматриваются тесно связанные с ними (минералогически и генетически) их твёрдые растворы, а иногда и интерметаллические соединения. Например, минералы группы платины наряду с редкой собственно платиной включают ферроплатину, поликсен и др. В самородном состоянии в природных условиях существует также ряд газов: азот, кислород, водород, аргон, гелий, криптон, ксенон, радон.

Большинство самородных элементов встречается редко и лишь в особых условиях образует крупные скопления (месторождения). Важное промышленное значение из металлов имеют золото самородное и элементы группы платины, меньшее - медь самородная, входящая в состав руд некоторых типов месторождений, ещё меньшее - серебро самородное. Из неметаллов большое значение имеют алмаз, графит, сера. В лунных породах и метеоритах распространены самородное железо и железо-никель, редко встречающиеся в земной коре.

Для некоторых минералов класса самородных элементов типичны полиморфные модификации. Самородные элементы, как и все минералы, характеризуются наличием примесей и разнообразием форм проявления, отражающими условия образования самородных элементов в природе. Происхождение самородных элементов определяется магматическими, гидротермальными, метаморфическими и гипергенными процессами; многие самородные элементы встречаются в россыпях.

# 3. Геологическое строение сеноманской газовой залежи на примере Уренгойского месторождения

Геологический разрез месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и метаморфизованными породами палеозойского фундамента. Только в разрезах глубоких разведочных скважин вскрыты нижнемеловые и частично юрские отложения на максимальной глубине 4024 м (скв. 30).

Охарактеризованность керновым материалом крайне неравномерная, и сравнительно хорошо изучена только сеноманская продуктивная толща.

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы месторождение Уренгойское находится в пределах структуры первого порядка - Уренгойского мегавала. Мегавал имеет меридиональное простирание, его длина 180 км, ширина 25-50 км.

В пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выделяются три нефтегазоносных комплекса: юрский, неокомаптский и аптсеноманский. Основные запасы газа приурочены к сеноманским отложениям, которые являются объектом разработки.

Кровля сеноманской продуктивной толщи вскрыта на абсолютных глубинах 979,9-1130,4 м и контролируется отложениями глин (покрышкой) туронпалеогенового возраста с толщинами до 500 м. Продуктивная толща сеномана представлена песчаниками, алевролитами и глинами, которые выклиниваются, фациально замещаются на различных расстояниях. Толщина пропластков и пластов-коллекторов составляет 0,4-28 м. Наибольшее распространение имеют коллекторы от 2 до 4 м. Толщины глин и заглинизированных пород изменяются от 0,4 до 25 м.

Таким образом, продуктивная толща Уренгойского месторождения расчленяется на ряд мезоциклитов, циклитов, продуктивных пачек. Сверху вниз это песчано-алевритовая, песчаная и песчано-алевролитовая пачки. В своих верхних частях пачки имеют алеврито-глинистые пласты, неоднородные и прерывистые по площади и разрезу. Поэтому макро- и микронеоднородность, расчлененность и прерывистость геологических тел, слагающих пачки, определяют в целом газодинамическую, но не гидродинамическую связанность коллекторов в залежи. Блочная или пачечная модель-схема геологического строения отвечает пластово-массивному типу залежей.

Содержание коллекторов в газонасыщенной части разреза колеблется от 17 до 90 %, составляя в среднем для залежи 70 %. В результате эксплуатационного бурения было установлено значительное сокращение содержания коллекторов в зонах микропрогибов и структурных заливов на крыльях. В этих зонах эффективные газонасыщенные толщины составили 30-50 м вместо ожидаемых 60-70 м. Суммарная эффективная газонасыщенная толщина по скважинам изменяется от 3,6 до 126,0 м в пределах южного купола, от 14,0 до 96,4 м на центральном куполе, от 14,6 до 99,4 м на северном куполе.

Залежь газа является пластово-массивной, по всей площади подстилается подошвенной водой. ГВК отбит на абсолютных отметках от 1227,6 до 1141,2 м и постепенно погружается с юга на север.

При испытании разведочных скважин из продуктивной толщи сеномана получены промышленные притоки газа от 541 до 1490 тыс. м3/сут через 25,4-31,7-мм штуцер при депрессиях 0,19-3,68 МПа (1,95-37,5 кгс/см2).

Начальный дебит эксплуатационных скважин 519-1500 тыс. м3.

Коллекторами газа являются пески, песчаники с глинистым цементом, а также крупно- и среднезернистые алевролиты. Коллекторские свойства песчано-алевритовых пород высокие. Определение пористости проведено на 1091 образце, из них на 534 - из газонасыщенной части разреза.

Наиболее часто встречаются значения пористости 25-35 %. Среднее значение пористости по керну составило 28,8 %. Проницаемость определена на 569 образцах, в том числе на 273 - из газонасыщенной части. Изменяется проницаемость от 10~15 до порядка 10~12 м2. Остаточная водонасыщенность определена на 535 образцах.

Коллекторские свойства зависят от гранулометрической характеристики. Так, открытая пористость песчаников изменяется от 33,9 до 38,4 %, проницаемость составляет (0,8 3,1)-10 12 м2, остаточная водонасыщенность - 8,1-23,5 %.

Открытая пористость алевритов составляет 20,1-36,3 %; проницаемость (0,6-118)10 12 м2; остаточная водонасыщенность 19,9-92,5 %.

В неотсортированных породах открытая пористость равна 22,1-37,6 %, проницаемость (0,0046-2,305)-10~12 м2, остаточная водонасыщенность 14,4-87,4 %.

Фильтрационно-емкостные параметры определены по материалам геофизических исследований скважин.

По ГНС коэффициент пористости, определенный по уравнению регрессии вида ku = f(p0), составил 30,2 %.

Средневзвешенное значение коэффициента газонасыщенности составило 70,5 %.

Продуктивная толща имеет неоднородное строение как по площади, так и по разрезу.

Для характеристики неоднородности использованы следующие показатели:

1) коэффициент относительной песчанистости;

2) коэффициент расчлененности;

3) общая и эффективная толщина;

4) коэффициент проницаемости.

Коэффициент относительной песчанистости (Кпес) представляет собой отношение эффективной толщины, выделенной в разрезе данной скважины, к ее общей толщине. Значение Кпес по площади изменяется от 0,3 до 0,9. Высокие значения параметра приурочены к сводовым участкам залежи. В песчано-алевритовых породах при значении Кпес более 0,5 высока вероятность наличия газодинамической связи между пластами.

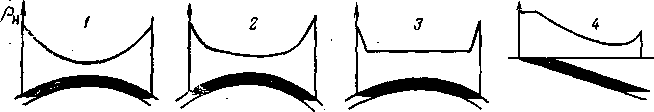
Коэффициент расчлененности (Кр) определяются путем деления суммы числа проницаемых прослоев на эффективную толщину. Кр изменяется от 0,8 до 8,9. По данному параметру наиболее неоднородна зона размещения скважин УКПГ-2, 7 и 9.

В целом же сеноманская продуктивная толща Уренгойского месторождения представляет собой единую газогидродинамическую систему, которая характеризуется неповсеместным распространением проницаемых пластов по площади и частым расчленением их на ряд пропластков.

# 4. Состояние нефти и газа в пластовых условиях

В процессе разработки большинства залежей нефти и газа свойства до­бываемой продукции в той или иной степени изменяются по мере извлечения запасов. Это происходит как вследствие продвижения к забоям скважин но­вых порций нефти и газа из участков, удаленных от скважин и характери­зующихся иными свойствами этих флюидов, чем в непосредственной бли­зости к добывающим скважинам, так и в результате физико-химических из­менений нефтей и газов, происходящих под влиянием внедряющейся в за­лежи воды и изменения пластовых давления и температуры. Поэтому для обоснованных прогнозов изменений свойств нефти и газа в процессе разра­ботки необходимо иметь четкие представления: а) о закономерностях изме­нения свойств нефти и газа по объему залежи до начала разработки; б) о процессах физико-химического взаимодействия нефтей и газов с водами, поступающими в продуктивный пласт (особенно с закачиваемыми водами иного состава, чем пластовая вода); в) о направлениях перемещения флюи­дов в продуктивном пласте в результате эксплуатации скважин; г) об изме­нениях пластовых давления и температуры в течение периода разработки залежи.[[1]](#footnote-1)

Закономерности изменения свойств нефти и газа по объему залежи. Полное единообразие свойств нефти и растворенного в ней газа в преде­лах одной залежи — довольно редкое явление. Для нефтяных залежей обычно изменения свойств достаточно закономерны и проявляются прежде всего в увеличении плотности, в том числе оптической плотности, вязкости, содержания асфальто-смолистых веществ, парафина и серы по мере возра­стания глубины залегания пласта, т. е. от свода к крыльям и от кровли к подошве в мощных пластах. Фактическое изменение плотности в пределах большинства залежей обычно не превышает 0,05-0,07 г/см3. Однако очень часто градиент нарастания плотности и ее абсолютные значения резко воз­растают в непосредственной близости к водонефтяному контакту (ВНК, рис. 1,1, 2), где могут встречаться полутвердые асфальты и твердые битумы. Иногда эти малоподвижные нефтяные вещества образуют монолитный слой в подошве залежи, который полностью или частично запечатывает залежь, изолируя ее от законтурной водоносной зоны. Нередко плотность нефти выше изолирующего слоя практически постоянна (рис. 1,3). В залежах «от­крытого» типа, приуроченных к пластам, выходящим на дневную поверхность, и запечатанных с головы асфальто-кировыми породами, плотность нефти с увеличением глубины уменьшается, достигает минимума, а затем увеличи­вается по мере приближения к ВНК (рис. 1,4).



**Рис. 1. Принципиальная схема изменения плотности нефти по объему залежей (по А. А. Карцеву)**

Описанные закономерности наиболее характерны для высоких залежей месторождений складчатых об­ластей. Основной причиной их образования является гравитационная диффе­ренциация (расслоение) нефтей по плотности внутри залежи, подобно рас­слоению газа, нефти и воды в пределах пласта. Существенное изменение свойств нефтей в зоне ВНК и в верхних частях нефтяных залежей откры­того типа связано с окислительными процессами.

Для залежей платформенных областей с невысоким этажом нефтеносно­сти и обширной зоной ВНК гравитационное расслоение проявляется гораздо слабее и основное влияние па изменение свойств нефтей оказывают окисли­тельные процессы в зоне, подстилаемой подошвенной водой. Степень их влия­ния убывает по направлению от внешнего контура нефтеносности к внутрен­нему. Также более интенсивно они проявляются в лобовых частях залежей, омываемых свежими порциями пластовых вод. Нефть в тыловых участках обычно менее подвержена воздействию окислительных процессов. Поэтому для платформенных залежей обычно плотность нефти, ее вязкость, содержа­ние асфальто-смолистых веществ и др. концентрично увеличиваются по пло­щади от центральных участков к периферийным, достигая максимальных зна­чений в «лобовых» (по отношению к направлению давления пластовых вод) частях залежей.[[2]](#footnote-2)

Некоторые платформенные залежи нефти характеризуются однонаправ­ленным линейным изменением свойств нефти по площади, которое не свя­зано явным образом с положением внутреннего контура и водонефтяной зоны.

Одновременно с увеличением плотности нефти, как правило, растут ее вязкость содержание асфальто-смолистых веществ и парафина, а также уменьшаются газосодержание и давление насыщения растворенных газов.

Для газовых залежей во многих случаях наблюдается относительная стабильность состава газов по объему залежей, особенно залежей сухого газа, где преобладающий компонент — метан. Тем не менее, несмотря на вы­сокую диффузионную активность газов, изменчивость их состава в пределах единой залежи — далеко не редкое явление. Наиболее резко она проявля­ется в содержании кислых компонентов — углекислоты СО2 и особенно сероводорода Н2S. В распределении сероводорода обычно наблюдается зо­нальность, выражающаяся в закономерном изменении концентраций серово­дорода по площади. Явных закономерных изменении концентрации по вы­соте залежи обычно нет.

Газоконденсатные залежи без нефтяной оторочки с невысоким этажом газоносности и невысоким конденсатогазовым фактором, как правило, имеют довольно стабильный состав газа, состав и выход конденсата. Однако при высоте газоконденсатной залежи более 300 м начинают заметно проявляться процессы гравитационного расслоения, приводя к увеличению содержания конденсата вниз по падению пласта, особенно резко — для залежи с высоким этажом газоносности и нефтяной оторочкой. В этом случае содержание кон­денсата в пониженных участках залежи может быть в несколько раз выше, чем в своде залежи. Известны, в частности, примеры, когда конденсатогазовый фактор в скважинах присводной части залежи составлял 180 см3/м3, а вблизи газонефтяного контакта — 780 см3/м3, т. е. в пределах одной за­лежи содержание конденсата изменялось в 4 раза. Колебания в 1,5—2 раза обычны для многих месторождений с высокими этажами газоносности при выходе конденсата более 100 см3/м3.

Физико-химическое взаимодействие нефтей и газов с поступающими в пласт водами. Продвижение воды в нефтяной пласт при разработке в условиях во­донапорного режима приводит к изменению сложившегося равновесия между пластовыми водами и нефтями, приводя к процессам взаимного растворе­ния, химическим н биохимическим реакциям. Особенно активна в этом от­ношении вода, искусственно нагнетенная в пласты для поддержания пла­стового давления, химический состав которой, как правило, резко отличен от состава пластовых вод. Основным процессом, приводящим к изменению свойств нефти; является биохимическое окисление углеводородов за счет сульфатов, растворенных в воде. Химически этот процесс выражается урав­нением типа

CaSO4 + СН4 = СаСО3 + Н2O + H2S;

7CaSO4 + С9Н20 = 7СаСО3 + 2СО2 + ЗН2О + 7H2S.

Легкие парафиновые углеводороды при восстановлении сульфатов окис­ляются до двуокиси углерода и воды, а тяжелые, начиная с С10Н22, превра­щаются в полинафтенаты. Однако независимо от конечных пунктов окисле­ния углеводородов восстановление сульфатов во всех случаях приводит к потере легких фракций нефти, увеличению ее плотности и вязкости и обо­гащению нефти (и воды) сероводородом и углекислым газом, что также снижает рН воды. Сероводородное заражение — одно из важнейших послед­ствий этого процесса и в то же время надежный индикатор его протекания.

В настоящее время можно считать доказанным, что процесс восстановления сульфатов за счет окисления нефти и образования сероводорода при разработке нефтяных месторождений происходит биогенным путем в результате жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий (Desulfovibrio desulfuricans).

Специальными лабораторными исследованиями было установлено, что жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих бактерии подавляется при температуре выше 80—90 °С и минерализации воды более 100—150 г/л. Про­мысловые наблюдения подтверждают эти данные.

Сероводород отмечен в тех залежах, в которые в процессе разработки закачивают поверхностные пресные и морские воды или подземные воды неглубоких горизонтов, и неизвестен при закачке высокоминерализованных пластовых или сточных вод (рассолов). Во всех случаях сероводородного заражения нефтяных пластов в нефти и попутной воде были обнаружены сульфатвосстанавливающие бактерии, максимальное их количество дости­гало 104 / 107 клеток в 1 мл воды (Ромашкинское месторождение).

В глубокие нефтяные пласты бактерии заносят вместе с нагнетаемой водой. В естественных условиях сульфатвосстанавливающие бактерии встре­чаются в речных и морских водах, но особенно многочисленны в водах не­глубоких подземных горизонтов, содержащих углеводороды. Сульфаты весьма распространены в морской и пресной водах, содержатся в некоторых пластовых водах, а также выщелачиваются закачиваемой водой из гипсоносных пород.

Промысловые наблюдения показывают, что обычно сероводород появля­ется в призабойной зоне нагнетательных скважин через год после закачки воды, содержащей сульфатвосстанавливающие бактерии. По мере процесса разработки он достигает забоев эксплуатационных скважин, концентрируясь главным образом в попутных водах. Максимальные содержания достигают нескольких сот миллиграммов на 1 л, нередки концентрации до 100 мл/л, обычные значения 40—50 мл/л. С появлением сероводородной воды в экс­плуатационных скважинах заметно увеличивается скорость коррозии нефте­промыслового оборудования. В настоящее время борьбе с сероводородным заражением нефтяных пластов уделяется большое внимание.

К изменению состава нефти и растворенного газа в процессе разработки при нагнетании в пласт воды приводит также избирательное растворение ряда компонентов в воде. Наиболее высокой растворимостью в воде обла­дают метан и азот, их содержание в попутном газе в процессе разработки с заводнением обычно заметно уменьшается. Уменьшение газосодержания пластовой нефти за счет удаления наиболее растворимых компонентов газа приводит к весьма заметному снижению давления насыщения, увеличению плотности и вязкости пластовой нефти.[[3]](#footnote-3)

# Список использованной литературы

1. Габриэлянц Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1984. – 285 с.
2. Геология и геохимия нефти и газа /Под общ. ред. А.А.Бакирова и З.А.Табасаранского. – М.: Недра, 1982. – 288 с.
3. Добровольский В.В. Геология. – М.: ВЛАДОС, 2001. – 320 с.
4. Красильщиков Я.С. Основы геологии, поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. – М.: Недра, 1987. – 236 с.
5. Справочник по геологии нефти и газа /Под ред. Еременко Н.А. – М.: Недра, 1984. – 480 с.

1. Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса. – М.: Недра, 2003.-С. 96. [↑](#footnote-ref-1)
2. Справочник нефтепромысловой геологии/Под ред. Н. Е. Быкова. – М.: Недра, 2001. – С. 132. [↑](#footnote-ref-2)
3. Габриэлянц Г. А. Геология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 2003. – С. 65. [↑](#footnote-ref-3)