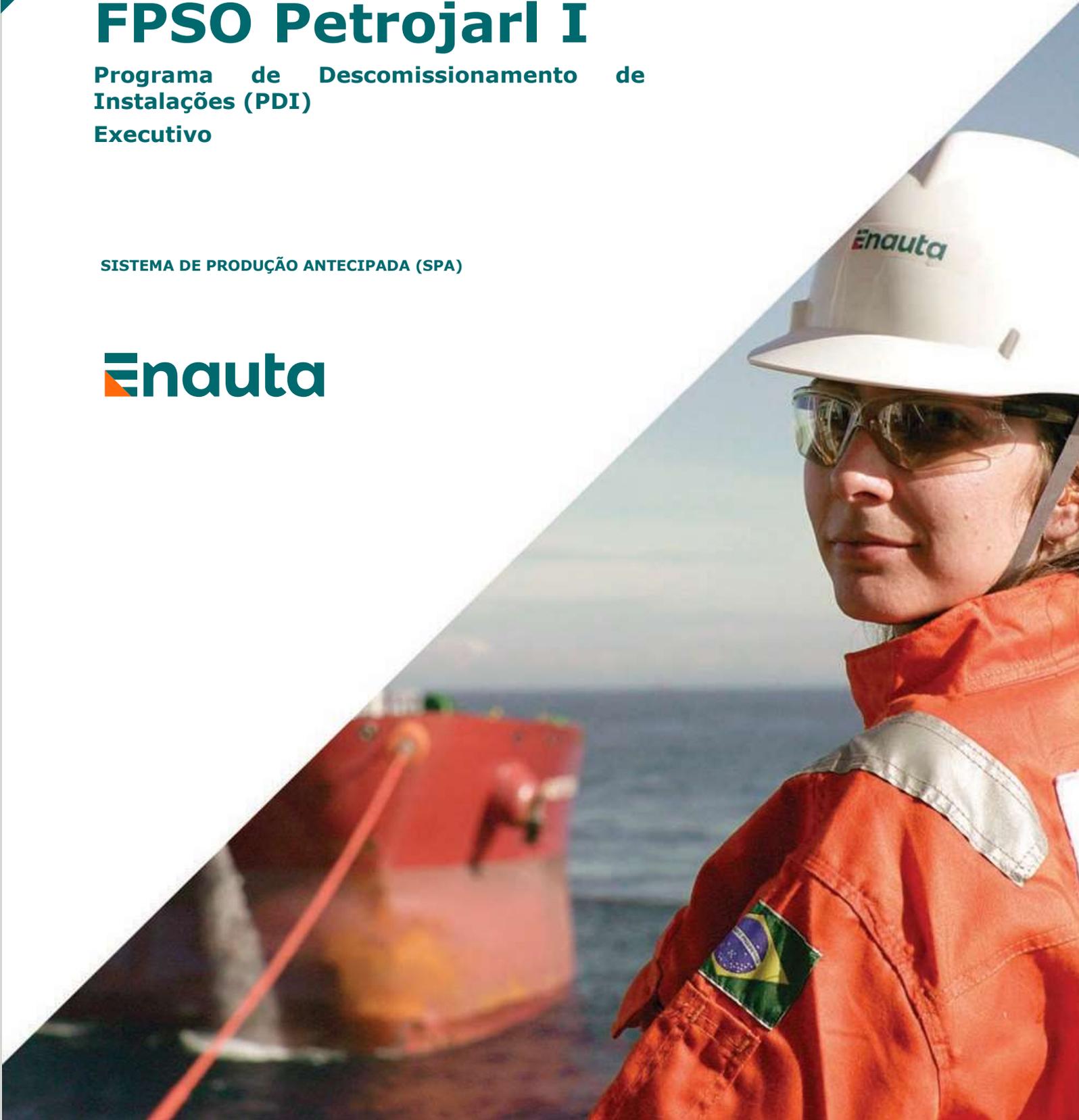


FPSO Petrojarl I

Programa de Descomissionamento de
Instalações (PDI)
Executivo

SISTEMA DE PRODUÇÃO ANTECIPADA (SPA)

 **Enauta**



Sumário

Lista de Tabelas.....	2
Lista de Figuras	2
Lista de Anexos	2
1 – Contexto.....	3
2 - Políticas	3
2.1 – Política e Valores de Segurança Operacional	3
2.2 – Política do Sistema de Gestão Integrado	3
3 - Referência.....	6
4 – Siglas.....	7
5 - Motivações para o Descomissionamento de Instalações	8
5.1 - Histórico	8
5.1.1 - Sistema de Produção Antecipada (SPA)	8
5.1.2 - Sistema Definitivo de Produção (SDP)	9
5.2 - Caso Base – Escopo Plano de Descomissionamento.....	9
6 - Inventário das Instalações de Produção a serem descomissionadas.....	11
6.1 - Poços	11
6.2 - Linhas de Produção, Serviço, Umbilicais e Outros Equipamentos Subsea	11
6.3 - Unidade de Produção Marítima	11
6.3.1 – Operador da Instalação de Produção.....	11
6.3.2 – Identificação da Instalação de Produção	11
6.3.3 – Localização da Instalação de Produção	12
6.3.4 – Características Principais da Unidade	12
6.3.4.1 – Características Físicas	12
6.3.4.2 – Características Operacionais	12
6.4 – Descrição do Sistema de Ancoragem	13
6.4.1 – Descomissionamento do Sistema de Ancoragem	17
6.5– Produtos Químicos a Bordo.....	18
7 - Síntese da qualidade ambiental: meios físico, biótico e socioeconômico.....	19
8 - Identificação e avaliação de impactos ambientais da fase de descomissionamento	19
9 - Projeto de Descomissionamento das Instalações.....	20
10 – Estimativa de Custos	27
11 - Cronograma	28

Lista de Anexos, Figuras e Tabelas

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Impactos efetivos da implementação do Sistema Definitivo.....	5
Tabela 2 – Processos de Licenciamento no Órgão Ambiental Licenciador.....	6
Tabela 3 – Licenças ambientais do empreendimento	6
Tabela 4 - Status dos Poços.....	8
Tabela 5 - Coordenadas do FPSO Petrojarl I.....	12
Tabela 6 - Principais elementos do sistema de ancoragem	13
Tabela 7 - Condições Ambientais Máximas - FPSO Petrojarl I	13
Tabela 8 - Coordenadas e Dados das Âncoras	14
Tabela 9 - Produtos químicos a bordo	18
Tabela 10 - Comprimento e volume das linhas	22
Tabela 11 - Estimativa de Custos de Descomissionamento.....	27
Tabela 12 - Cronograma de Descomissionamento.....	28

Lista de Figuras

Figura 1 - Sistema de Ancoragem.....	15
Figura 2 - Âncora VLA (Vertical Load Anchor).....	16
Figura 3 - Estacas Torpedo	18
Figura 4 - Desenho esquemático da ANMH.....	21
Figura 5 - Vista vazada da ANMH.....	22

Lista de Anexos

- 1** – Layout I-DE-3000.01-1500-941-ENAT-001_R1 – Layout de Estudos de Abandono - SPA
- 2** – Licença de Operação (LO) Nº 1198/2013 – Atividade de Perfuração BS-4
- 3** – Licença de Operação (LO) Nº 1442/2018 – Operação do SPA do Campo de Atlanta
- 4** – Licença de Instalação (LI) Nº 1475/2023 – Instalação do Sistema Definitivo de Produção
- 5** – Relatório de Monitoração de Equipamentos – NORM – Petrojarl I
- 6** – Estudo de Abandono do Sistema de Ancoragem Inferior – Análise Ambiental
- 7** – Síntese da qualidade ambiental
- 8** – Identificação e avaliação de impactos ambientais da fase de descomissionamento

1 – Contexto

O presente Programa se aplica ao descomissionamento do FPSO Petrojarl I, que opera no Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta, localizado na Bacia de Santos a uma distância de cerca de 120km da costa de Cabo Frio – RJ.

O descomissionamento do FPSO Petrojarl I será realizado para possibilitar a transição do Campo de Atlanta para seu Sistema Definitivo de Produção (SDP), que utilizará o FPSO Atlanta, com maior capacidade de produção, capaz de ser interligado a um número maior de poços e armazenar até 1.600.000 barris de óleo. O FPSO Atlanta será instalado ao norte do FPSO Petrojarl I, conforme demonstrado no Anexo 1.

2 - Políticas

2.1 – Política e Valores de Segurança Operacional

A Enauta tem como compromisso desde o planejamento à execução de suas atividades de Exploração e Produção de óleo e gás natural, a adoção de medidas de segurança eficazes, a fim de evitar incidentes e proteger a vida humana, o meio ambiente e as atividades econômicas próprias e de terceiros.

O nível de segurança da Enauta é evidenciado por meio do envolvimento da força de trabalho com o desempenho em segurança operacional, apoiando a interrupção imediata de qualquer trabalho que esteja sendo realizado em condição insegura.

LIDERANÇA para promover uma cultura de segurança operacional e de prevenção de incidentes, incentivando a força de trabalho a comunicar as condições inseguras.

RESPONSABILIDADE de saber e agir da maneira correta, considerando as questões relacionadas à segurança, à saúde, ao meio ambiente e à integridade de ativos.

COMPROMETIMENTO para assegurar os recursos necessários para prevenção, mitigação e controle dos impactos relacionados às atividades operacionais, buscando permanentemente a melhoria contínua dos resultados.

GESTÃO DA INTEGRIDADE para manter os ativos operacionais preservados de modo a assegurar um elevado nível de confiabilidade, respeitando a vida útil para a qual foram projetados.

GESTÃO DE RISCOS para identificar, avaliar e divulgar os riscos envolvidos nas atividades operacionais a toda força de trabalho envolvida, de modo a evitar a ocorrência de incidentes.

2.2 – Política do Sistema de Gestão Integrado

A Enauta tem como compromisso trabalhar, de forma transparente, responsável e segura, em projetos que gerem valor para os seus acionistas e benefícios para a sociedade, minimizando os impactos ambientais, garantindo a satisfação do cliente, qualidade dos produtos/serviços e a preservação dos seus ativos, considerando as seguintes diretrizes:

AGIR para a prevenção, mitigação e controle dos impactos adversos de nossas atividades ao meio ambiente, à saúde e à segurança.

ASSEGARAR os recursos necessários para alcançar a melhoria contínua do Sistema de Gestão Integrado.

ATENDER aos requisitos legais e outros requisitos aplicáveis.

BUSCAR permanentemente um alto nível de desempenho de nossas atividades, mantendo um canal de comunicação aberto com as partes interessadas.

CONTRIBUIR para a melhoria da qualidade de vida, promovendo a ética e o desenvolvimento das comunidades onde atuamos.

PROMOVER a conscientização dos funcionários para as questões de qualidade, segurança, meio ambiente, saúde, gestão de ativos e responsabilidade social.

RESPEITAR a diversidade cultural e ambiental, fomentando o desenvolvimento sustentável.

GARANTIR a satisfação de seus clientes, através do atendimento de seus requisitos.

AGREGAR valor aos ativos da empresa, de forma a otimizar custos e minimizar riscos de maneira sustentável, considerando a melhoria contínua dos processos em todo o ciclo de vida do ativo.

Além disso, a Enauta possui, no seu Sistema de Gestão Integrado (SGI), o Manual do Sistema de Segurança Operacional (SSO), em conformidade com as resoluções ANP Nº43/2007 – Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO), ANP Nº 41/2016 – Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (SGSS) e ANP Nº 46/2016 – Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços (SGIP).

Adicionalmente, por meio de seu Sistema de Gestão Integrado (SGI), a Enauta gerencia os quesitos de SSMA (Saúde, Segurança e Meio Ambiente) com as melhores práticas, certificadas de acordo com as normas ISO. A estrutura de governança corporativa da Enauta conta com o Comitê de Governança, Ética e Sustentabilidade responsável, entre outras atribuições, pela avaliação qualitativa dos processos e práticas de gestão estabelecidas com base nos aspectos ESG (Environmental, Social and Governance, na sigla em inglês). Destaca-se que a Matriz de Materialidade da Enauta contempla doze Objetivos do Desenvolvimento Sustentável – ODS, nos temas materiais: Mudanças climáticas e transição energética, Segurança das operações e das pessoas, Governança e estratégia, Conduta ética e conformidade legal, Conhecimento e cultura corporativa, Diversidade e inclusão, Gestão ambiental e Desenvolvimento das comunidades.

Tendo em vista que a desativação do Sistema de Produção Antecipada – SPA do Campo de Atlanta é parte do processo de instalação do Sistema Definitivo de produção - SDP, a Avaliação de Impactos Ambientais equipara-se a da fase de instalação do SDP, conforme Tabela 1 abaixo. Ressalta-se que não são esperados impactos socioeconômicos, além daquele associado a desativação do FPSO PJI na dimensão da força de trabalho que deverá ser realocada em outros projetos da Operadora da Unidade.

Quanto a quantidade de pessoas beneficiadas diretamente pelas ações socioambientais, cabe informar que durante a operação do SDP será implementado, no âmbito da licença de operação, um projeto de educação ambiental para as comunidades pesqueiras afetadas pelo empreendimento, cujo cálculo da estimativa de público impactado positivamente depende do tipo de projeto que será implementado.

Atualmente, a Enauta desenvolve ações pontuais de responsabilidade social junto a duas instituições de pesca situadas na área de influência do campo de Atlanta.

Tabela 1 – Impactos efetivos da implementação do Sistema Definitivo

Impacto	Ação de mitigação / Projeto ambiental
Interferência em quelônios e cetáceos: possibilidade de colisão entre as embarcações operantes e os quelônios e cetáceos que utilizam a região	A ação mitigadora é o treinamento dos trabalhadores (Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores – PEAT) para navegar em baixas velocidades e observar os organismos do entorno.
Danos ao substrato do leito marinho: a fixação/remoção das estruturas no leito marinho pode causar distúrbio no material inconsolidado e ruptura nas rochas encontradas abaixo.	A ação mitigadora é a inspeção de fundo através de filmagem com ROV previamente à instalação das estruturas e posteriormente a remoção/remanejamento de estruturas.
Introdução de espécies exóticas: através de larvas de organismos que podem estar incrustados no navio de produção.	A ação mitigadora é a avaliação de risco de introdução de espécies exóticas em todas as embarcações envolvidas nas atividades e o monitoramento do navio de produção, através do Programa de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas (PCEX).
Alteração da qualidade da água: durante a fixação do navio de produção no fundo do mar pode gerar uma alteração temporária na qualidade das águas apenas no entorno da atividade.	A ação mitigadora é o monitoramento de material particulado em suspensão na água durante as campanhas do Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA).
Interferência com as comunidades bentônicas: a fixação do navio de produção poderá causar interferência com as comunidades bentônicas locais.	A ação mitigadora é a inspeção de fundo através de filmagem com ROV previamente à instalação das estruturas.
Interferência em quelônios e cetáceos: o transporte, fixação e instalação/desativação do navio de produção, bem como a circulação de embarcações, podem gerar ruídos e vibrações, que podem afugentar temporariamente quelônios e cetáceos.	A ação mitigadora é o treinamento dos trabalhadores (Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores – PEAT) para navegar em baixas velocidades e observar os organismos do entorno.
Interferência na ictiofauna: causado por ruídos e vibrações do transporte de materiais, do funcionamento de máquinas e equipamentos, e da instalação/desativação do navio de produção, além da constante emissão de luz das embarcações e navio de produção.	Medidas para melhorar a fotopoluição podem ser tomadas com a adoção de melhores projetos de iluminação, mantendo as condições de segurança das operações.
Interferência na avifauna: podem ocorrer em virtude das luzes, dos ruídos e vibrações provocados pelo transporte do navio de produção, pelo funcionamento de máquinas e equipamentos durante as atividades de instalação/desativação e pelo trânsito de barcos de apoio e helicópteros.	Medidas para melhorar a fotopoluição podem ser tomadas com a adoção de melhores projetos de iluminação, mantendo as condições de segurança das operações.

3 – Referência

- **Contratado:** Enauta Energia S.A.
 - **Número do contrato:** 48000.003573/97-91
 - **Área(s) sob contrato:** Campo de Atlanta / Bloco BS-4
 - **Bacia sedimentar:** Santos
 - **Lâmina d`água mínima, média e máxima (m):** 1550 m
 - **Distância mínima da costa (km):** 120 km
 - **Data de início da produção:** 02/05/2018
 - **Data de previsão de término da produção:** ██████████
 - **Tipo de descomissionamento (parcial, parcial com devolução de área ou total com devolução de área):** Parcial
 - **Tipologias de instalações contempladas no PDI (poços, linhas, unidades de produção, equipamentos, outras instalações):** Unidade de Produção (FPSO Petrojarl I)
- Processos de licenciamento no órgão ambiental licenciador:**

Tabela 2 – Processos de Licenciamento no Órgão Ambiental Licenciador

Processo Administrativo (nº)	ESCOPO
02022.000815/2012-16	Atividade de Perfuração Marítima no bloco BS-4, Bacia de Santos
02022.001653/2013-14	Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta, através do FPSO Petrojarl I, Bacia de Santos
02001.015057/2019-47	Sistema Definitivo de Produção (SDP) do Campo de Atlanta, Bacia de Santos

- Licenças ambientais do empreendimento (identificação, escopo e prazo de validade):**

Tabela 3 – Licenças ambientais do empreendimento

Ambiental (nº)	Escopo	Validade
LO nº 1198/2013 (anexo 2)	Atividade de Perfuração Marítima no bloco BS-4, Bacia de Santos	26/09/2029
LO nº 1142/2018 (anexo 3)	Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta, através do FPSO Petrojarl I, Bacia de Santos	26/04/2023*
LI nº 1475/2023 (anexo 4)	Licença de Instalação do Sistema Definitivo de Produção	18/09/2029

* A renovação foi solicitada dentro do prazo previsto na Licença, no dia 04/11/2022 via SisG-LAF (protocolo 001812.0023506/2022)

4 – Siglas

AHC – *Active Heave Compensator*
AHTS – *Anchor Handling Tug Supply*
ALS – *Artificial Lift Skid*
ANMH – *Árvore de Natal Molhada Horizontal*
BCSS – *Bomba Centrífuga Submersa Submarina*
BF – *Base de Fluxo*
DHSV – *Down Hole Safety Valve*
DST – *Drill Stem Tests*
EMS – *ESP Monitoring System*
EFL – *Electrical Flying Lead*
HFL – *Hidraulic Flying Lead*
MCV – *Módulo de Conexão Vertical*
MEG – *Monoetilenoglicol*
MOBO – *Módulo de Bombeio*
MPP – *Multiphase Pump*
PIG – *Pipeline Inspection Gauge*
PLSV – *Pipe Laying Support Vessel*
ROV – *Remotely Operated Vehicle*
RSV – *Remote Support Vessel*
TEC – *Coeficiente de Isolamento Térmico*
UTA – *Umbilical Termination Assembly*
VLA – *Vertical Load Anchor*
VSD – *Variable Speed Drive*

5 - Motivações para o Descomissionamento de Instalações

5.1 - Histórico

Conforme o último Plano de Desenvolvimento N°6, aprovado pela Agência para o Contrato **ANP N° 48000.003573/97-91**, o desenvolvimento do Campo de Atlanta se dará em duas etapas: Sistema de Produção Antecipada - SPA e o Sistema Definitivo de Produção - SDP. O descomissionamento do FPSO Petrojarl I, que opera no SPA, será realizado para possibilitar a transição para o SDP do Campo de Atlanta.

O SPA, atualmente em produção, tem como objetivo principal estudar a melhor configuração para o sistema de coleta de produção a fim de reduzir os riscos da implantação do SDP, além de validar as premissas de projeto assumidas.

O início da operação do SPA do Campo de Atlanta (primeiro óleo) ocorreu em 02/05/2018 com a partida do poço 7-ATL-2HP-RJS.

O poço 7-ATL-3H-RJS foi colocado em produção em 16/05/2018 através do sistema primário de elevação artificial, BCSS de fundo do poço. Em fevereiro de 2023, suas linhas foram remanejadas para o poço 7-ATL-5H-RJS. O poço será conectado ao Sistema Definitivo de Produção.

O terceiro poço produtor, 7-ATL-4HB-RJS, completando os 3 poços inicialmente previstos para o SPA, foi concluído em junho de 2019, em campanha posterior, e teve início de produção no dia 21/06/2019.

O quarto poço produtor, 7-ATL-5H-RJS, teve sua conclusão no dia 22/02/2023, e sua produção se iniciou no dia 26/03/2023.

5.1.1 - Sistema de Produção Antecipada (SPA)

Para esta etapa, foram perfurados, completados e colocados em produção os poços 7-ATL-2HP-RJS, 7-ATL-3H-RJS, 7-ATL-4HB-RJS e 7-ATL-5H-RJS. Estes poços são parte de um *cluster* de produção na parte sul do bloco. Os respectivos status dos poços atualmente perfurados ou abandonados constam na tabela abaixo:

Tabela 4 - Status dos Poços

NOME DO POÇO	STATUS*	OBSERVAÇÃO
7-ATL-2HP-RJS	Fechado	Fechado temporariamente em 24/04/2023 devido à manutenção por falha na bomba submersa de elevação.
7-ATL-3H-RJS	Abandonado temporariamente	Abandonado temporariamente devido ao remanejamento de linhas para o poço 7-ATL-5H-RJS.
7-ATL-4H-RJS	Abandonado permanentemente	Abandono definitivamente devido à nova locação da cabeça do poço 7-ATL-4HB-RJS.
7-ATL-4HA-RJS	Abandonado permanentemente	Abandono definitivamente devido à nova locação da cabeça do poço 7-ATL-4HB-RJS.
7-ATL-4HB-RJS	Fechado	Fechado temporariamente em 27/04/2023 devido à manutenção por falha na bomba submersa de elevação.
7-ATL-5H-RJS	Fechado	Fechado temporariamente em 24/08/2023 devido à manutenção por falha na bomba submersa de elevação.

* O Status de Poço indicado segue o padrão estabelecido pela Resolução ANP N°699/2017 e ANP N°46/2016

O projeto do SPA utiliza ANMH equipadas para completação com BCSS e mandris para conexão de linhas de fluxo via MCV. Tais equipamentos já foram instalados nos 4 poços desta etapa.

As ANMs são do tipo horizontal, API 5k, 4"x2", projetadas para intervenção e instalação via sonda de perfuração ou a cabo via guindaste com AHC.

Após os *Drill Stem Tests* (DST), definiu-se o posicionamento de uma bomba no nível do leito marinho (mais eficaz se comparado com uso de *gas lift*), como contingência de operação de produção em relação aos BCSS instalados nos poços. Trata-se de bombas similares aos BCSS dos poços, cuja potência e classe de tensão dos motores são bem similares. Estes equipamentos denominados de ALS estão localizados próximos às ANMH, a cerca 60m das mesmas, e foram interligados com *jumpers* flexíveis com requisitos similares aos das linhas flexíveis de produção de 6".

Assim, a configuração básica de cada poço satélite, compõe-se de uma ANMH equipada com BCSS de fundo, interligada a um ALS como contingência e fluindo diretamente para o FPSO.

Tais ALS são compostos por uma Base de Fluxo (BF) permanente e um MOBO recuperável. Ambos os sistemas de elevação artificial (BCSS de fundo e ALS/MOBO) são controlados por VSDs instalados no FPSO Petrojarl I.

O sistema de controle das válvulas dos equipamentos submarinos é o hidráulico direto, assim para acionamento das bombas (ANMH/BCSS e ALS/MOBO) e monitoração de variáveis (pressão e temperatura), o SPA conta com um umbilical por poço conectado a uma UTA.

5.1.2 - Sistema Definitivo de Produção (SDP)

O SDP utilizará o FPSO Atlanta, com capacidade de produzir até 50.000 barris de óleo por dia e armazenar até 1.600.000 barris de óleo. Ele entrará em produção em meados de 2024, operando inicialmente com 6 poços produtores, que já se encontram concluídos.

Após análises de garantia de escoamento e de confiabilidade/custo de intervenção, ficou definido, para o SDP, que as bombas de fundo (BCSS) não mais serão os elementos primários de elevação artificial, e sim as bombas de leito marinho (MPP). As MPPs são uma solução mais robusta para a elevação artificial da produção do Campo de Atlanta, e serão implementadas para o Sistema Definitivo.

5.2 - Caso Base – Escopo Plano de Descomissionamento.

O Plano de Descomissionamento de Instalação conceitual (PDI) tem como escopo ("Caso Base"):

- ▲ Remoção completa da Unidade de Produção FPSO Petrojarl I atualmente no plano do SPA, saindo da locação para águas internacionais, não ficando no território brasileiro - a empresa proprietária buscará oferecer a unidade ao mercado para possíveis reutilizações em outros sistemas de produção no mundo;
- ▲ Remoção do sistema de ancoragem superior do FPSO, conforme capítulo 6.4.1;
- ▲ 
- ▲ Fechamento temporário dos poços em operação;
- ▲ Abandono Temporário do sistema submarino para posterior remanejamento ao Sistema Definitivo de Produção

Uma vez que todos os poços serão integralmente reconectados ao FPSO Atlanta, do Sistema Definitivo de Produção que continuará operando no Campo de Atlanta, e o FPSO Petrojarl I será totalmente removido da locação, não há aplicabilidade de Projeto de Monitoramento Pós-Descomissionamento.

As embarcações utilizadas em todas as fases do Projeto de Descomissionamento do FPSO Petrojarl I estarão inseridas no processo dos Projetos Ambientais e Embarcações de Apoio para Atividades, desenvolvendo os seguintes projetos: Projeto de Controle da Poluição (PCP) e Programa Ambiental para os Trabalhadores (PEAT).

Eventuais estruturas que sejam abandonadas temporariamente no Campo de Atlanta continuarão a integrar o escopo das inspeções do sistema submarino, conforme procedimento executivo PE-DPR-114, que será revisado para contemplar as rotinas de inspeção do Sistema Definitivo.

Além disso, a Enauta recebeu, em agosto de 2019, o Termo de Referência SEI 5713288 referente ao licenciamento ambiental do SDP. Em atendimento a Portaria No 422/11 do Ministério do Meio Ambiente, em 05/08/20 por meio da correspondência ENAUTA/PRES/SMS/036/20, a Enauta manifestou interesse na continuidade do processo. A emissão da Licença Prévia Nº 670/2023, emitida em 18/08/2023 pelo IBAMA, atesta a viabilidade ambiental do projeto, ou seja, a aprovação da localização e concepção do projeto. As próximas fases previstas são de Licenciamento de Instalação e de Operação.

A Licença de Instalação nº 1475/2023, emitida em 18/09/2023, que autoriza as atividades de instalação do Sistema Definitivo de produção do campo de Atlanta, abrange o remanejamento de linhas do FPSO Petrojarl I para o FPSO Atlanta.

Por fim, destaca-se que o FPSO Petrojarl I está em operação no momento, e sua interrupção será de acordo com o cronograma do capítulo 11.

6 – Inventário das Instalações de Produção a serem descomissionadas.

6.1 – Poços

Não aplicável – Os poços não serão descomissionados.

Os 4 poços do SPA serão transferidos para o SDP, não sendo realizado nenhum abandono permanente. O plano de manutenção e integridade dos poços segue as diretrizes do Sistema de Gestão de Integridade de Poços (SGIP), garantindo que nenhuma barreira esteja comprometida.

6.2 - Linhas de Produção, Serviço, Umbilicais e Outros Equipamentos Subsea

Não aplicável – As linhas de produção, serviço, umbilicais e outros equipamentos subsea não serão descomissionadas.

As linhas flexíveis, umbilicais, *jumpers* e outros equipamentos subsea conectados à plataforma e poços serão desconectadas do FPSO Petrojarl I e abandonadas temporariamente para, na sequência, serem transferidas para o FPSO Atlanta do SDP.

O procedimento de abandono temporário prevê um processo de limpeza através de circulação de água por toda a extensão da tubulação e sua selagem adequada para o abandono, conforme Fase 2 do Capítulo 9.

A água proveniente do processo de limpeza será tratada no FPSO Petrojarl I, seguindo as normas e procedimentos operacionais.

6.3 - Unidade de Produção Marítima

O Plano prevê a desativação completa da unidade de produção (FPSO Petrojarl I), afretada junto à empresa Altera, operadora da Instalação. Após a sua remoção do Campo de Atlanta e seu reboque para águas internacionais, a empresa proprietária buscará oferecer a unidade ao mercado para possíveis reutilizações em outros sistemas de produção no mundo.

6.3.1 – Operador da Instalação de Produção

- a) Nome: ALTERA PETROJARL I SERVIÇOS DE PETROLEO LTDA.
- b) Endereço: Rua Engenheiro Fabio Goulart 605 302 E Parte, Ilha da Conceição, Rio de Janeiro/RJ, CEP: 20050-090
- c) Telefone: (21) 2113-5100
- d) Fax: (21) 2113-5101
- e) Representante Legal: José Carlos Elias Junior

6.3.2 – Identificação da Instalação de Produção

- a) Nome da Instalação: FPSO PETROJARL I
- b) Proprietário: PETROJARL I PRODUCTION AS
- c) Operadora: ALTERA PETROJARL I SERVIÇOS DE PETROLEO LTDA.
- d) Número IMO: 8410720
- e) Bandeira: BAHAMAS nº 7000563
- f) Classificação: DNV 1A1 FPSO (Ship-shaped Oil Production and Storage Unit)
- g) Sociedade Classificadora: DNV-GL

- h) Ano de Construção: 1986
- i) Ano de último upgrade: 2017

6.3.3 – Localização da Instalação de Produção

O FPSO Petrojarl I está localizado em lâmina d'água de aproximadamente 1550 m, conforme informações a seguir:

- a) Bacia: Santos
- b) Bloco: BS-4
- c) Campo: Atlanta
- d) Distância da Costa: A menor distância até a costa é de cerca de 120 km, do município de Arraial do Cabo, RJ.
- e) Coordenadas:

Tabela 5 - Coordenadas do FPSO Petrojarl I

COORDENADAS		DATUM	ZONA UTM	LÂMINA D'ÁGUA
N = 7328367,9 m	E = 816563,8 m	SIRGAS 2000	23° S	1.537 m
24°07'31,54" S	41°53'08,23" W			

6.3.4 – Características Principais da Unidade

O FPSO Petrojarl I é uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência de óleo, em forma de navio. A embarcação foi construída em 1986 e sua última atualização ocorreu em 2017, com a intenção de atender às características do Campo de Atlanta.

Estão conectados ao FPSO 3 poços produtores, cada um com 1 riser de produção, 1 riser de serviço e 1 umbilical (totalizando 9 linhas).

6.3.4.1 – Características Físicas

- a. Comprimento Total: 215,25 m
- b. Boca: 32 m
- c. Calado com Carga: 11,4 m
- d. Calado Máximo: 13 m
- e. Deslocamento: 58.323 toneladas
- f. Peso morto: 34.988 toneladas
- g. Arqueação Bruta: 31.024 toneladas
- h. Acomodações: 70 pessoas

6.3.4.2 – Características Operacionais

- a) Capacidade de Produção
 - a. Capacidade de processamento de líquidos: 33.000 bbl/d
 - b. Capacidade básica de processamento de petróleo cru: 30.000 bbl/d
 - c. Capacidade de processamento de gás natural: 480.000 Sm³/d
- b) Capacidade de Recompressão de Gás Natural
 - a. Capacidade de Compressão: 4.445 kg/h
 - b. Vazão requerida: 200 Sm³/h
 - c. Pressão de Sucção Normal: 1,75 bara
 - d. Pressão de Descarga Normal: 14,4 bara

- c) Capacidade de produção:
- Óleo cru 30.000 bbl/d
 - Gás Natural: 230.000 Sm³/d

6.4 – Descrição do Sistema de Ancoragem

O Sistema de ancoragem do FPSO é do tipo turret interno, composto por oito (08) linhas de ancoragem tensionadas e dispersas em arranjos de 3 clusters, sendo dois clusters com três (03) linhas, e um (01) cluster com duas (02) linhas. O sistema de ancoragem, descrito nas Figuras 1 e 2, é do tipo catenária, composto de oito (08) âncoras VLA (Vertical Load Anchor), com linhas de ancoragens de corrente combinada e cabos de poliéster, projetado de acordo com a regra ISO 19901-7, conforme anexo 1.

Os principais elementos do sistema de âncoras são:

Tabela 6 - Principais elementos do sistema de ancoragem

ELEMENTOS	QUANTIDADE	COMPRIMENTO (M)	ÁREA (M ²)	CAPACIDADE POR ELEMENTO (MBL)
Âncoras (Ste-vmanta)	8	-	16	-
(Bottom Chain), Ø 87mm	8	210	-	733t
Cabos de poliéster	8	2200	-	922t
(Top chain), Ø87mm	8	~110 – 135	-	733t

Os comprimentos de linhas de ancoragem são de aproximadamente 2.500 m. O pré-tensionamento varia de 70 a 150 toneladas aproximadamente, assumindo todos os risers conectados.

Há um guincho de ancoragem na torre para cada linha de ancoragem para operações de instalação e tensionamento. Cada guincho tem capacidade para suportar as cargas de projeto.

O sistema de ancoragem é aprovado pela sociedade classificadora DNV-GL.

O sistema de ancoragem foi dimensionado para suportar as condições ambientais com períodos de retorno de 100 anos.

A tabela a seguir resume as condições ambientais máximas de design para o projeto FPSO Petrojarl I:

Tabela 7 - Condições Ambientais Máximas - FPSO Petrojarl I

MÁXIMAS CONDIÇÕES AMBIENTAIS	CENTENÁRIA
ONDA – altura significativa Hs (m)	8,77
VENTO – (m/s)	27,6
CORRENTE – (m/s)	2,18

As coordenadas do sistema de ancoragem e os dados das linhas de ancoragem são apresentados na tabela a seguir:

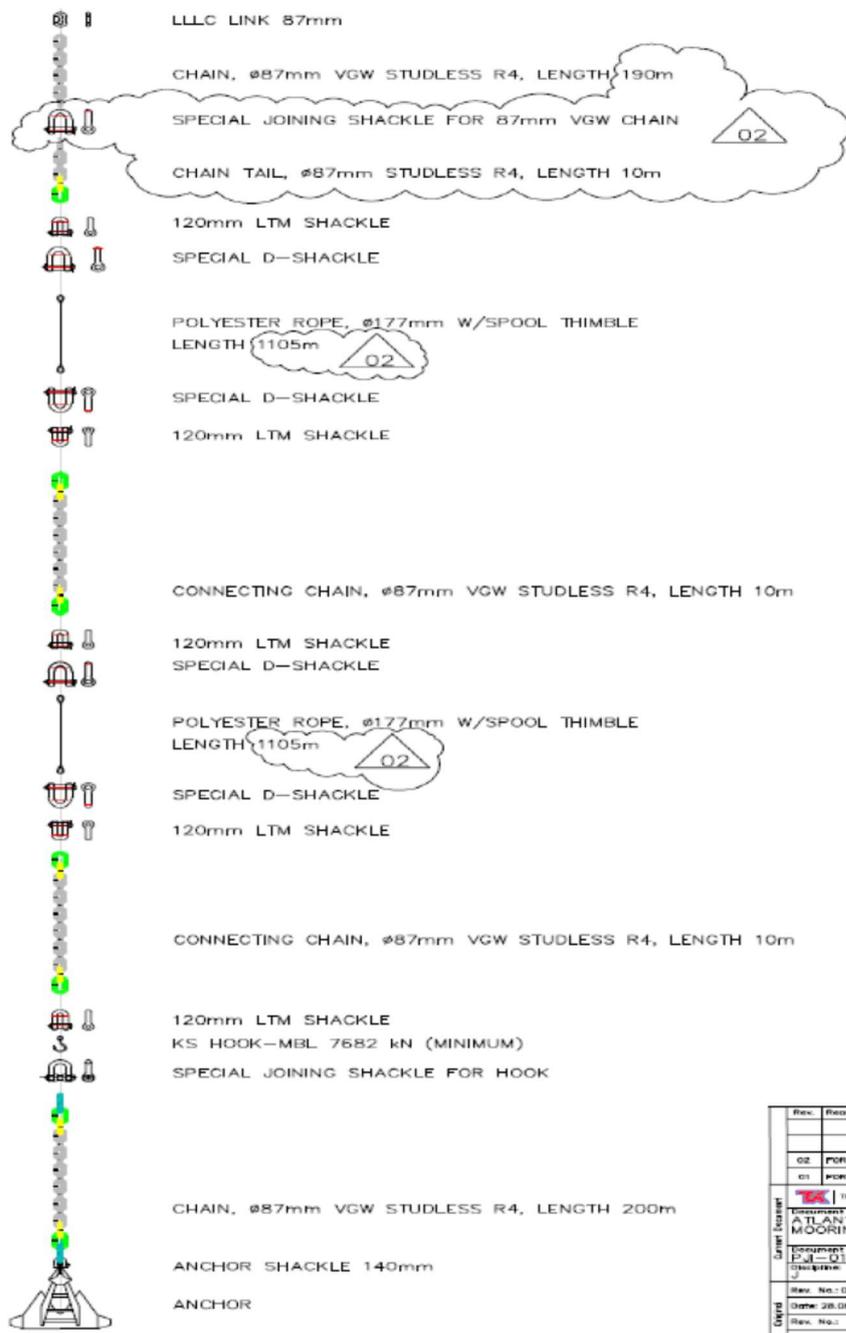
Tabela 8 - Coordenadas e Dados das Âncoras

COORDENADAS DAS ÂNCORAS – UTM – DATUM SIRGAS 2000					
Âncora	X	Y	Azimute (°)	Profundidade (m)	Raio das Linhas de Ancoragem (m)
1	818444.96	7327684.58	110	1535	1999.7
2	818497.42	7327850.95	105	1535	1999.7
3	816390.80	7330369.49	355	1560	2009.1
4	816217.03	7330347.06	350	1560	2009.1
5	816045.91	7330309.13	345	1560	2009.1
6	814914.11	7327211.90	235	1540	2016.5
7	815140.04	7326942.64	225	1540	2016.5
8	818378.21	7327523.41	115	1535	1999.7

O arranjo submarino, que contempla o esquema de ancoragem, é apresentado no anexo 1.

Sistema de Ancoragem Superior

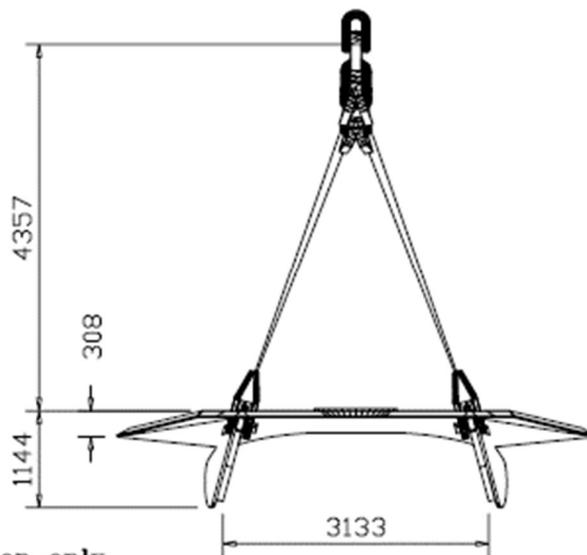
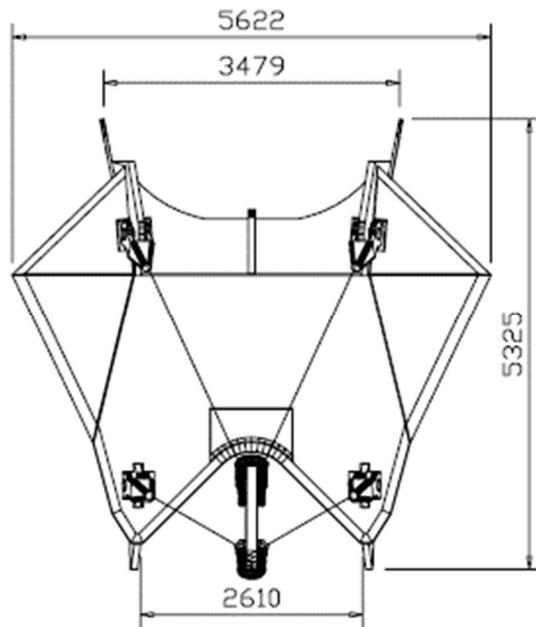
Sistema de Ancoragem Inferior



Rev.	Reason For Issue	Date	Engn/Drawn	CHK.	App.
02	FOR USE	24.02.18	LM	Th	DTY
01	FOR USE	28.08.15	LM	Th	DTY

 Vessel: PETROJAR I	
Document Title: ATLANTA MOORING LINE COPOSITION DRAWING	
Document No.: P-01-J-94-XE-00001-001	Sheet: 001
Discipline: 94	Document Type: NC
Date: 28.08.15	Originator: 01
Date:	Review: 02

Figura 1 - Sistema de Ancoragem



**For information only
Dimensions in mm.**

Figura 2 - Âncora VLA (Vertical Load Anchor)

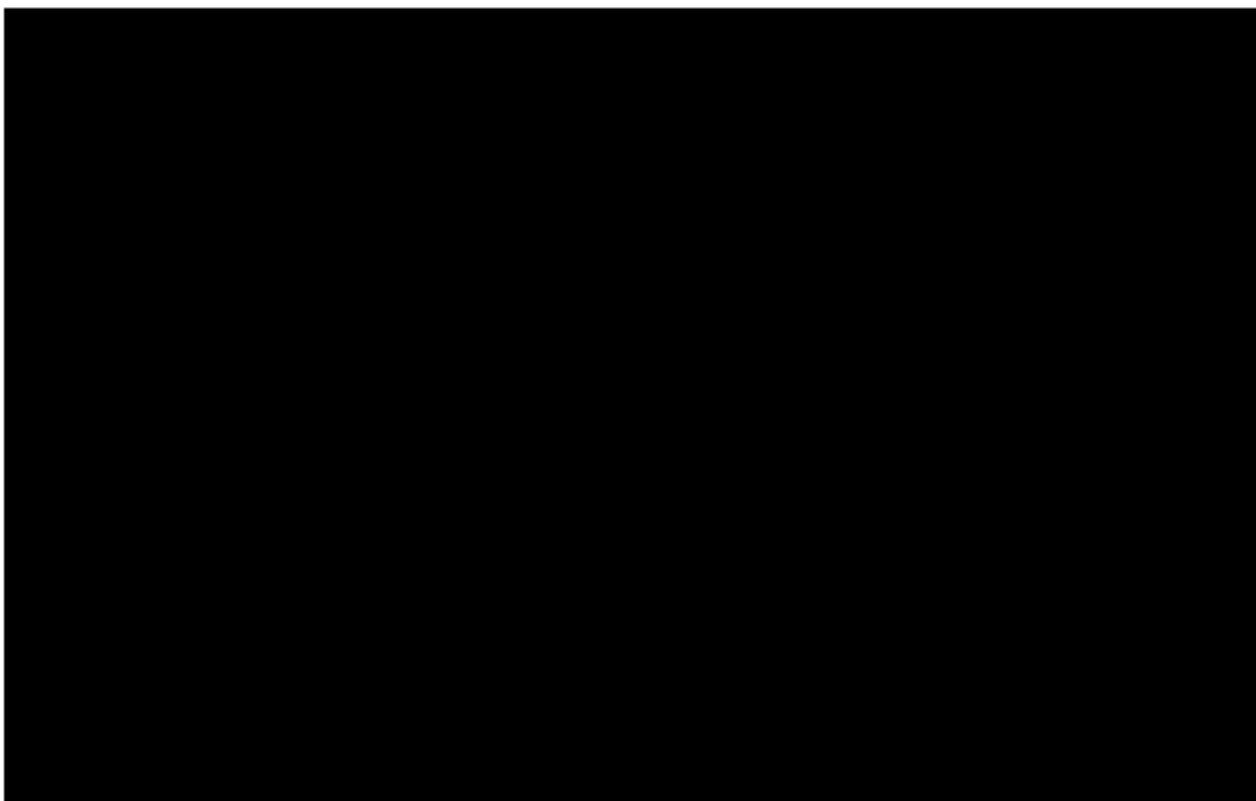
6.4.1 – Descomissionamento do Sistema de Ancoragem

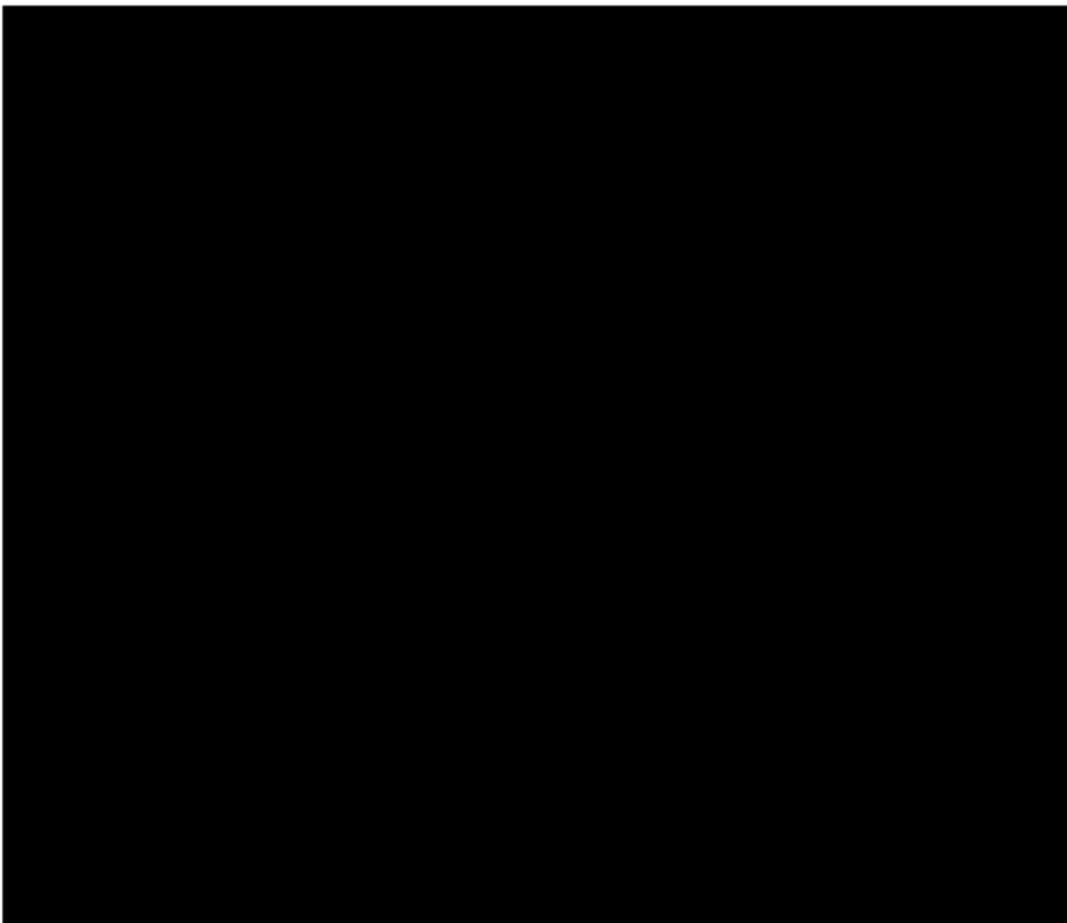
Sistema de ancoragem superior

O sistema de ancoragem superior, conforme descrito no inventário a seguir, será totalmente removido e descartado de acordo com a legislação vigente.

- Inventário do sistema de ancoragem a ser descomissionado:
 - **8 x 200 metros (top chain, Diam. 87mm)**
 - **8 x 1.100 metros (Diam. 177mm Poliéster Rope)**
 - **8 x Shackles**
 - **8 x 10 metros (connecting chain diam. 87mm)**
 - **8 x Shackles**
 - **8 X 10 metros (connecting Chain diam. 87mm)**
 - **8 X Shackles**
 - **8 X KS Hook-MBL**

A destinação dos itens do sistema de ancoragem que serão descartados será realizada de acordo com a legislação vigente.





6.5 – Produtos Químicos a Bordo

Os produtos químicos usados atualmente no processo do FPSO Petrojarl I constam na tabela abaixo. Os químicos remanescentes na unidade, no momento do seu descomissionamento, serão destinados apropriadamente, seguindo as melhores práticas da indústria e os procedimentos específicos da Enauta.

A tabela com o volume de produtos químicos a bordo, conforme medição do dia 17/09/2023, segue abaixo:

Tabela 9 – Produtos químicos a bordo

17/09/2023	TOTE TANK (L)	DAY TANK	TOTAL ONBOARD
Oil Defoamer AFMR19244A T-611	18736	498	19234
Demulsifier EMBR17795A T-613	11821	970	12791
Scale Inh SCAL16879SP Subsea Tank1	5457	730	6187
Corrosion Inhibitor (CORR11447A) T-612	8327	517	8844
Ethanol MISC6442A V-651	4915	0	4915
Biocide BIOC10168NR I-01	0	566	2066
MEG MISC17162A V-651	4832	0	4832

7 – Síntese da qualidade ambiental: meios físico, biótico e socioeconômico

A síntese da qualidade ambiental do campo de Atlanta é parte da ver.00 do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) do Sistema Definitivo de Produção - SDP (ENAUTA/ECOLOGY, 2021) submetido à análise do Ibama em agosto de 2021 no âmbito do processo de licenciamento ambiental nº 02001. Este capítulo do EIA sintetiza o diagnóstico ambiental dos meios físico, biótico e socioeconômico com um viés da avaliação da qualidade ambiental da área de influência do Campo de Atlanta.

O anexo 7, que detalha a qualidade ambiental nos contextos do meio físico, biótico e socioeconômico, reproduz a íntegra do EIA do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta, elaborado pela Ecology Brasil, atual WSP, com alteração da numeração dos subitens e uma inserção pontual para ilustrar as características do fundo marinho.

8 - Identificação e avaliação de impactos ambientais da fase de descomissionamento

O estudo de Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais da Fase de Descomissionamento (Anexo 8) foi elaborado com base no Capítulo de Identificação e avaliação de impactos ambientais verRev.00 do Estudo de Impacto Ambiental do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta, Bacia de Santos (ENAUTA/ECOLOGY, 2021).

Parte dos impactos ambientais decorrentes da atividade de desativação do SPA do Campo de Atlanta estão associados à instalação do SDP. Desta maneira, esta análise limita-se aos aspectos ambientais associados ao descomissionamento do SPA nos cenários de operação normal e aqueles relacionados aos principais incidentes passíveis de ocorrer.

9 - Projeto de Descomissionamento das Instalações

Detalharemos, nesse capítulo, as principais atividades do Projeto de Descomissionamento do projeto SPA Atlanta.

Com o objetivo de gerenciar as atividades do descomissionamento, em atendimentos os requisitos de segurança e meio ambiente, a Enauta estabelecerá uma matriz de responsabilidade e procedimentos de emergência (*bridging document*) juntamente com os seus contratados, com foco nas atividades críticas a serem executadas, alguns exemplos, mas não limitando as atividades abaixo:

- ▲ procedimento de desconexão das linhas de produção, serviço e umbilicais do FPSO;
- ▲ desconexão das amarras do FPSO;
- ▲ reboque do FPSO.

Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4
<ul style="list-style-type: none"> ▲ Parada de Produção ▲ Fechamento e preservação dos poços, linhas, equipamentos submarinos e planta de processo do FPSO ▲ Integridade dos poços 	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Limpeza das instalações submarinas 	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Desconexão dos dutos flexíveis e umbilicais 	<ul style="list-style-type: none"> ▲ FPSO – Despressurização, drenagem, limpeza e inertiização da planta de processamento de óleo e gás
Fase 5	Fase 6	Fase 7	Fase 8
<ul style="list-style-type: none"> ▲ Limpeza e inertiização do sistema naval 	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Gerenciamento dos resíduos do FPSO 	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Desinstalação do Sistema de Ancoragem 	<ul style="list-style-type: none"> ▲ Reboque do FPSO

Toda a execução do plano estará sujeita a avaliações de riscos das atividades, suas permissões de trabalho, e procedimentos operacionais em vigor ou em construção, atendendo às governanças corporativas, melhores práticas da indústria e compromissos regulatórios. Parte das atividades a serem realizadas no processo de descomissionamento já estão contempladas em procedimentos aprovados e utilizados na operação usual do Sistema de Produção.

Lista de Procedimentos Enauta relacionados as atividades de descomissionamento:

- ▲ PE-DP--058 - Procedimento de Preservação dos Poços do SPA de Atlanta.
- ▲ PE-DP--114 c- Procedimento de Inspeção do Sistema Submarino do SPA de Atlanta

Lista de Procedimentos da Altera em desenvolvimento:

A lista abaixo descreve os procedimentos em desenvolvimento pelo operador da Instalação.

A entrega de todos os procedimentos de execução acontecerá previamente ao início das atividades de descomissionamento.

- ▲ PJ1-AIP-U-13-KA-000001-001 – Procedures for Production and Service Risers Cleaning
- ▲ PJ1-AIP-U-18-KA-000001 -001 – Riser Release Procedure

- ▲ PJI-AIP-J-94-KA-000007-001 – Mooring Disconnect, FPSO tow and Anchor Recovery Methodology
- ▲ PJI-AIP-J-94-KA-000008-001– Mooring Disconnection Procedure
- ▲ PJI-AIP-J-94-KA-000011-001– Vessel Towing Plan
- ▲ PJI-AIP-J-94-KA-000009-001– Mooring Recovery Procedure

Fase 1 – Parada de produção

Concluídos os objetivos previstos para o SPA, a produção será interrompida com o desligamento das bombas ALS, a depender dos poços em produção à época e a estratégia definida para o sequenciamento do desligamento e *pull-out* dos poços.

O procedimento da Enauta relacionado segue abaixo:

- ▲ PE-DP--111 - Procedimento de Critérios para Verificação de Barreiras de Segurança

O sequenciamento de atividades para cada poço será como segue:

1. Confirmação do FPSO pronto para iniciar o fechamento dos poços;
2. Desligamento da ALS;
3. Fechamento das válvulas da Árvore de Natal Molhada (ANM) (figuras 4 e 5) M1, M2, W1, W2, XO, PIG, DHSV, V1, V2, V3, V4, V5, Choke top side do poço.

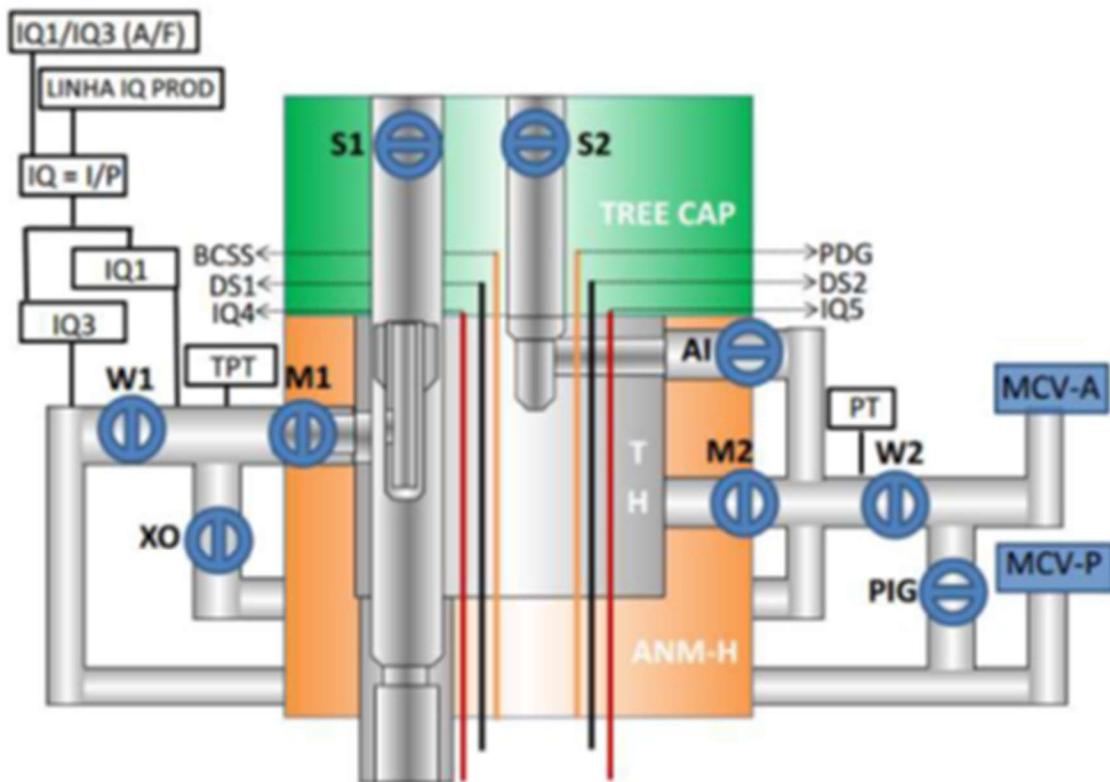


Figura 4 - Desenho esquemático da ANMH

ANMH

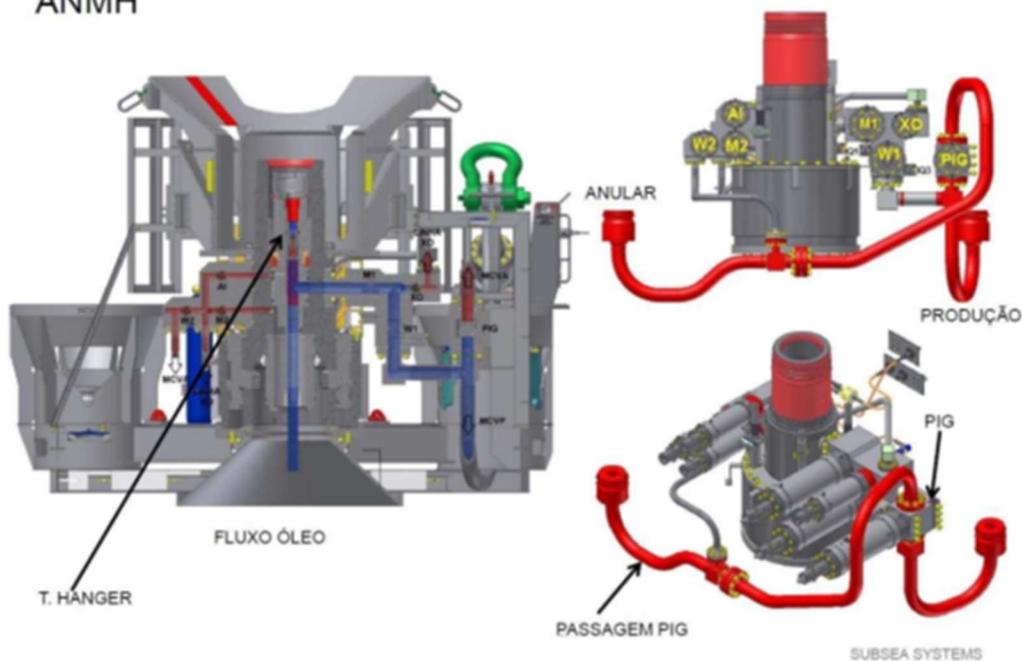


Figura 5 - Vista vazada da ANMH

4. Preservação dos equipamentos, poços, equipamentos Subsea e linhas

Tabela 10 - Comprimento e volume das linhas

Poço	Linha de Produção+Riser+Jumper		Linha de Serviço+Riser		Total
	Comprimento (m)	Volume (m ³)	Comprimento (m)	Volume (m ³)	Volume (m ³)
7-ATL-2HP-RJS	4080	74,4	6330	51,3	125,7
7-ATL-5H-RJS	4200	76,6	5960	48,3	124,9
7-ATL-4HB-RJS	3800	69,3	3880	31,5	100,8

O comprimento da linha de produção inclui jumper de 40 metros.

5. Teste e certificação de integridade dos equipamentos - poços, equipamentos subsea e linhas seguindo a gestão de integridade e garantindo a segurança dos equipamentos.

Fase 2 - Limpeza das Instalações Submarinas

O processo de limpeza das linhas e equipamentos se iniciará após a conclusão de todos os testes conforme a **Fase 1**.

Neste momento as linhas de serviço e produção já se encontram preservadas cheia de Diesel que circulará posteriormente pelas linhas de produção, ALS (Base de Fluxo e MOBO) e Jumper de produção no intuito de remover grande parte do óleo residual presente nas mesmas. O diesel e o óleo carreado passarão pela planta de processo, em que a parte oleosa será

descarregada no tanque de carga (e exportado posteriormente), e a água será tratada e descartada normalmente conforme resolução do CONAMA de até 15ppm.

Procedimentos relacionados Enauta:

- ▲ PE-DPR-055-Diretriz de Descomissionamento de linhas submarinas de poço do SPA Atlanta.

Procedimentos relacionados Altera:

- ▲ PJ1-AIP-U-13-KA-000001-001 – *Procedures for Production and Service Risers Cleaning* (Procedimentos para Limpeza de Risers de Produção e Serviço)

O Sequenciamento para a limpeza e remoção de resíduos será como segue:

1. Bombeio de água do mar duas vezes o volume da linha de serviço e produção.
2. Bombeio de água industrial duas vezes o volume da linha de serviço e produção.
3. Coleta de amostras de água na cabeça do poço e realização do TOG para garantir abaixo de 29 ppm.
4. < 29 ppm confirmado - Equipamentos *subsea* estão cheios de água com densidade menor que a água do mar, evitando o escape de qualquer fluido durante a desconexão das linhas e equipamentos, permitindo apenas que a água do mar invada as linhas e equipamentos e não o inverso.

Fase 3 – Desconexão dos dutos flexíveis e umbilicais

Os dutos flexíveis, previamente limpos, e umbilicais serão desconectados do FPSO PJ1 com o apoio dos seguintes tipos de embarcação:

- ▲ PLSV (*Pipe Laying Support Vessel*), na manipulação dos dutos de produção/injeção e umbilicais;
- ▲ ROV (*Remote Operated Vehicle*) no suporte à operação
- ▲ AHTS (*Anchor Handling Tug Supply Vessel*), para posicionamento do FPSO (*pull-back*), auxílio às operações de manipulação dos dutos flexíveis de produção/injeção e umbilicais.

O sequenciamento das atividades de desconexão será definido de acordo com a melhor estratégia de programação e gerenciamento dos recursos acima descritos, a fim de garantir a segurança nas atividades simultâneas e otimização da produção no Campo de Atlanta.

Procedimentos relacionados Enauta:

- ▲ Risers Pull-out Procedure for Service Vessel – Em elaboração.

Procedimentos relacionados Altera:

- ▲ PJ1-AIP-U-18-KA-000001 -001 – Riser Release Procedure

O resumo do sequenciamento para a desconexão das linhas segue abaixo:

1. Limpeza das linhas concluídas conforme **Fase 2**
2. Preparativos para o guincho de desconexão
3. Para os risers que serão desconectados –

- i. Remoção das primeiras seções de spool e SDV permitindo o acesso a cabeça do riser.
4. Para os umbilicais que serão desconectados
 - i. Remoção da TUTA (Caixa de Junção) e tubos associados e cabos elétricos
5. Movimentar o FPSO para o *heading* correto de acordo com o plano de desconexão do PLSV
6. Instalação dos equipamentos de rigging
7. Transferência da carga para o guincho
8. Descida do riser e passagem do cabo para o PLSV

Fase 4 – FPSO – Despressurização, drenagem, limpeza e inertização da planta de processamento de óleo e gás

A Fase 4 será realizada seguindo os procedimentos da operadora do FPSO, Altera, sob supervisão da Enauta.

Procedimentos relacionados Altera:

- ▲ PJ1-AIP-P-08-KA-000001-001 – *Procedure for Hydrocarbon and Gas Freeing of Toppers Process System* (Procedimento para liberação de hidrocarbonetos e gás do Sistema de Processamento)
- ▲ PJI-JJC-S-08-KA-000001-001– *Waste management Plan* (Plano de Gerenciamento de Resíduos)
- ▲ *Norm Decommissioning Plan* (Plano de Descomissionamento de NORM)
- ▲ *Norm Free Certificate* (Certificado de Ausência de NORM)
- ▲ 10000-01-S-00-TA-010002-001 - Plano de proteção Radiológica FPSO Petrojarl 1

O FPSO Petrojarl I não apresentou, em nenhuma de suas medições, valores de radiação superiores ao limite estabelecido por norma, conforme relatório do Anexo 5. Desta forma, todas as áreas operacionais foram classificadas como livres. Mantendo o plano de monitoramento, antes e durante o descomissionamento serão realizadas medições de material radioativo.

O resumo de sequenciamento das atividades da fase 4 segue abaixo:

1. Isolamento dos sistemas
2. Despressurização da planta e sistema de gás
3. Drenagem e lavagem da planta direcionando para o slop
4. Purga de todo o sistema
5. Gas free top side certificate
6. Abertura de alguns vasos de processo para coleta e monitoramento de material radioativo
7. Limpeza final dos vasos

Fase 5 - Limpeza e inertização do Sistema Naval

Para a realização da limpeza e inertização do Sistema Naval, como os tanques de carga, será feito uma primeira conexão e transferência do óleo remanescente e de diesel de preservação através de navio aliviador. Em seguida, será realizada a limpeza dos tanques e o residual, junto com a água remanescente dos tanques de slop, será transferido numa segunda conexão e transferência para o navio aliviador de acordo com os procedimentos operacionais da Enauta.

O resumo do sequenciamento das atividades segue abaixo:

1. Transferência total do óleo e da água provenientes dos tanques de carga e slop para o navio aliviador
2. Purga dos tanques

3. Gas free certificate
4. Isolamento positivo nas entradas dos tanques de carga
5. Verificação da existência de material radioativo
6. No caso de ocorrência de sólidos residuais, remoção conforme procedimentos operacionais

Fase 6 – Gerenciamento dos resíduos

Gerenciamento de Resíduos e Efluentes

Os efluentes e resíduos gerados durante as atividades de descomissionamento do FPSO Petrojarl I serão gerenciados em conformidade com o procedimento executivo PE-SMS-BS4-003: Gerenciamento de Resíduos e Efluentes elaborado em conformidade com regulamentos e legislação ambiental brasileira, que inclui a Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11.

Destinação da Bioencrustação

O Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas – PPCEX, aprovado pelo Ibama no âmbito da Licença de Operação nº 1442/2018, que autoriza o Sistema de Produção Antecipada (SPA), estabelece que os resíduos biológicos gerados no Campo de Atlanta a partir da limpeza/remoção de espécies exóticas das estruturas (risers e amarras) e da unidade de produção são destinadas para blendagem para coprocessamento em empresa especializada, devidamente licenciada, e também são contemplados no PE-SMS-BS4-003.

Fase 7 – Desinstalação do Sistema de Ancoragem

A Fase 7 será realizada seguindo os procedimentos da operadora do FPSO, Altera, sob supervisão da Enauta.

O FPSO Petrojarl I está ancorado pelo sistema *turret mooring* por intermédio de oito (8) linhas em arranjos de 3 clusters, sendo dois clusters com três linhas nos quadrantes sudeste e norte, e um cluster com duas linhas no quadrante sudoeste.

As linhas de ancoragem são de poliéster e amarra e as âncoras são do tipo *Vertical Load Anchor* (VLA) totalizando 8 unidades;

Procedimentos relacionados Altera:

- ▲ PJI-AIP-J-94-KA-000007-001 – *Mooring Disconnect, FPSO tow and Anchor Recovery Methodology* (Metodologia de desconexão do Sistema de ancoragem, reboque do FPSO e recuperação de âncoras)
- ▲ PJI-AIP-J-94-KA-000008-001 – *Mooring Disconnection Procedure* (Procedimento de desconexão do Sistema de ancoragem)
- ▲ PJI-AIP-J-94-KA-000011-001 – *Vessel Towing Plan* (Plano de reboque de embarcações)
- ▲ PJI-AIP-J-94-KA-000009-001 – *Mooring Recovery Procedure* (Procedimento de recuperação do Sistema de ancoragem)

O resumo do sequenciamento das atividades segue abaixo:

1. Preparação para o guincho das amarras
2. Transferência para o AHV – Anchor Handling Vessel
3. Posicionamento do FPSO – Heading
4. Desconexão das amarras do KS Hook
5. Recolhimento das amarras e poliéster pelo AHV
6. Descarte apropriado

Fase 8 – Remoção do FPSO após a conclusão do projeto SPA

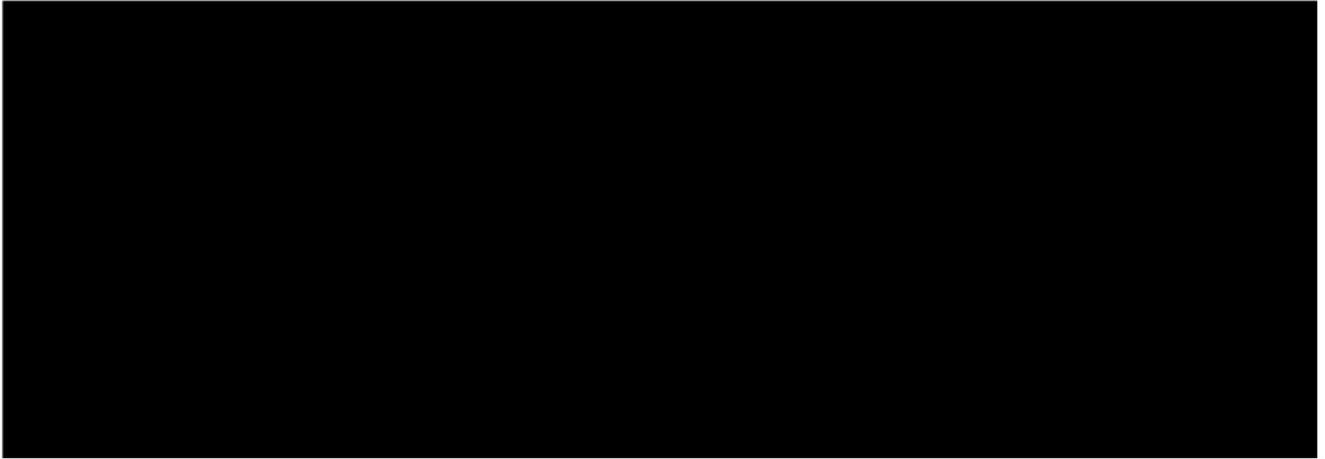
Após a sua remoção do Campo de Atlanta e seu reboque para águas internacionais, a empresa proprietária buscará oferecer O FPSO Petrojarl I ao mercado para possíveis reutilizações em outros sistemas de produção no mundo.

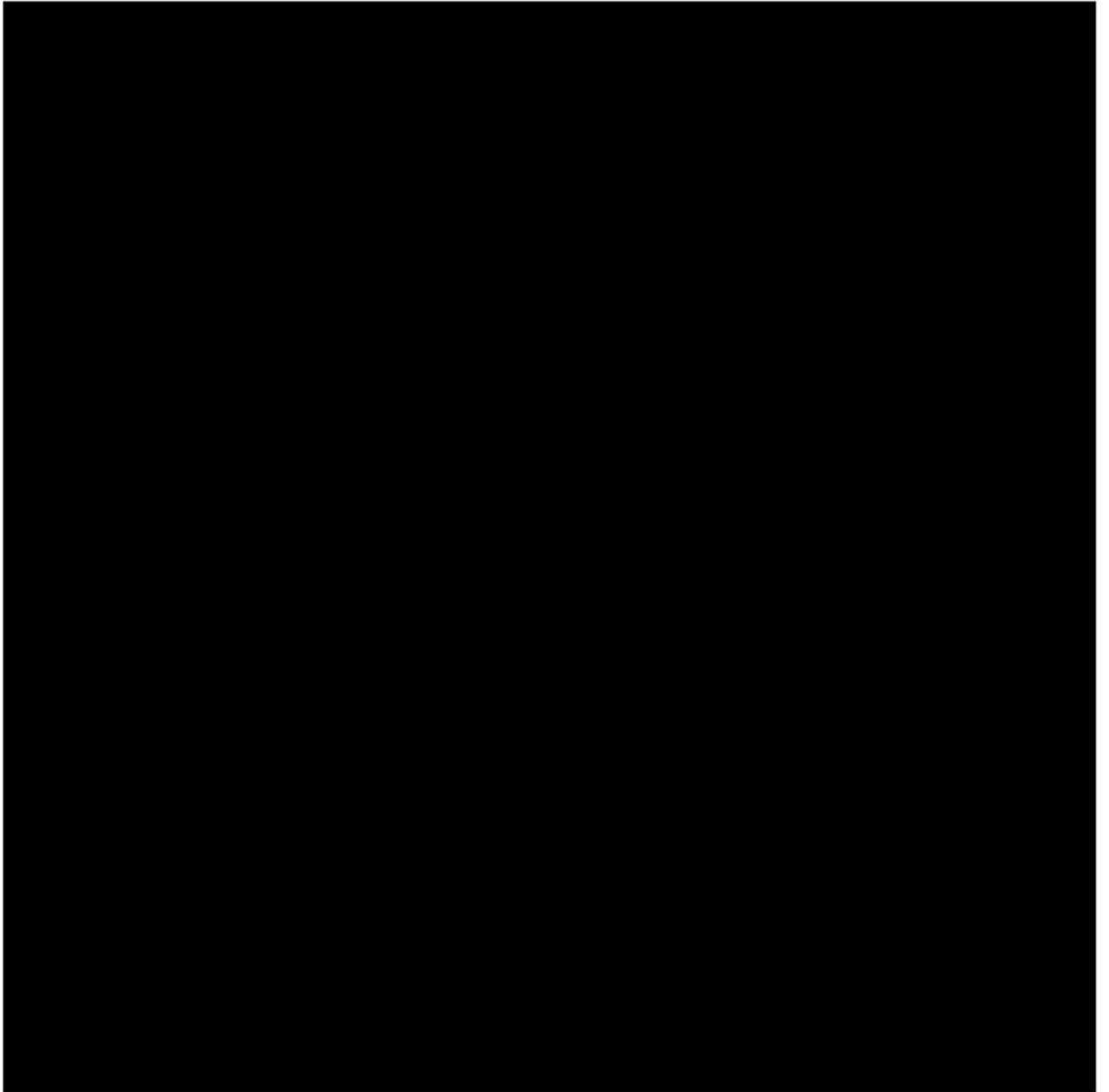
Após o encerramento da produção, qualquer produto químico anuído usado no processo será descartado conforme procedimentos internos em conformidade com as normas locais de descarte. Não haverá a presença de químicos a bordo do FPSO para uso no processo a partir do término completo das atividades de produção e preservação dos poços e da planta de processo, com exceção do Diesel, essencial para geração de energia, operação dos equipamentos e segurança da unidade.

Destaca-se que os químicos essenciais para a operação e manutenção de equipamentos, como óleos hidráulicos e detergentes, não terão qualquer descarte em efluentes marinhos.

Procedimento relacionado Altera:

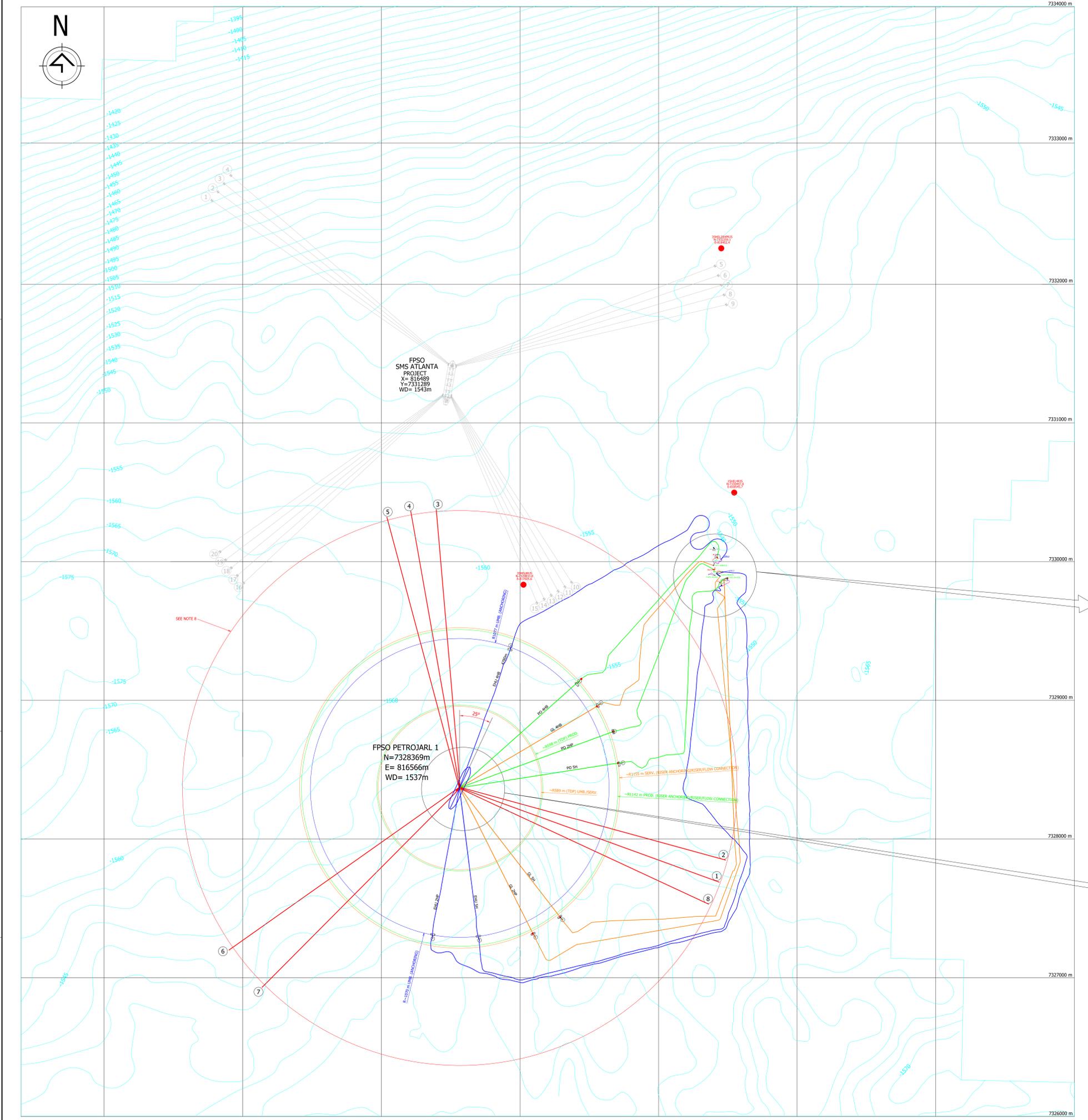
- ▲ PJI-AIP-J-94-KA-000011-001 – *Vessel Towing Plan*





Anexo – 1

Layout de Estudos de Abandono
- SPA



COORDINATES TABLE UTM

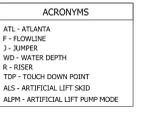
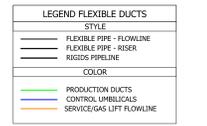
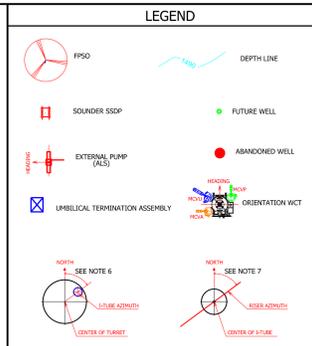
WELL / EQUIP.	X	Y	WD
FPSO	816566	7328369	1537m
7-ATL-2HP-RJS	818445	7328895	1557m
7-ATL-3HR-RJS	818607	7329262	1557m
7-ATL-4HB-RJS	818796	7329971	1557m
7-ATL-5H-RJS	818896	7329880	1548m
UTA-1	818445	7329829	1555m
UTA-2	818465	7329925	1555m
UTA-3	818462	7329817	1555m
ALS-1	818399	7329943	1555m
ALS-2	818441	7329849	1555m
ALS-3	818424	7329833	1555m

FLOWLINE SYSTEM LENGTH TABLE (SEE NOTES 6 AND 7)

WELL / EQUIP.	TURRET / TUBE	TYPE	LENGTH	RISER AZIMUTH	ALS AZIMUTH	WCT AZIMUTH
7-ATL-2HP-RJS / ALS-1	1	PRODUCTION - 6"	2300m + 1550mF	68.9°	-	-
	2	SERVICE - 4"	2300m + 4030mF	153.3°	174°	314.0°
	-	RIGID/FLEXIBLE JUMPER	60m	-	-	-
7-ATL-3HR-RJS	-	FLYING LEAD	190m	-	-	-
	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-
7-ATL-4HB-RJS / ALS-3	2	PRODUCTION - 6"	2300m + 1550mF	48.3°	236.2°	23.6°
	3	SERVICE - 4"	2300m + 1500mF	95.3°	-	-
	-	RIGID/FLEXIBLE JUMPER	60m	-	-	-
7-ATL-5H-RJS / ALS-2	3	PRODUCTION - 6"	2300m + 1600mF	83.1°	-	-
	5	SERVICE - 4"	2300m + 3660mF	142.2°	82.2°	258.8°
	-	RIGID/FLEXIBLE JUMPER	60m	-	-	-
UTA-1	8	UMBILICAL 1	7066m	179.3°	-	-
	9	UMBILICAL 2	7107m	190.3°	-	-
	1	UMBILICAL 3	4720m	261.1°	-	-

MOORING LINE TABLE (SEE NOTE 8)

CLUSTER	MOORING LINE ANCHOR	COORDINATES UTM	AZIMUTH	MOORING ANCHOR (from center of FPSO to anchor)	MOORING ANCHOR (from FPSO to anchor)	W.D. (m)
N	5	816490 7330322	340°	2005.8	2001.8	1560
	4	816412 7330366	350°	2008.2	2001.8	1560
	3	816395 7330379	353°	2053.5	2001.8	1560
	2	816465 7329788	100°	1986.6	1992.4	1535
SE	1	818439 7327989	109°	1999.9	1992.4	1535
	8	818640 7327510	113°	1993.8	1992.4	1535
	7	815139 7329600	254°	2021.2	2009.2	1540
SW	6	814990 7327199	239°	2015.6	2009.2	1540

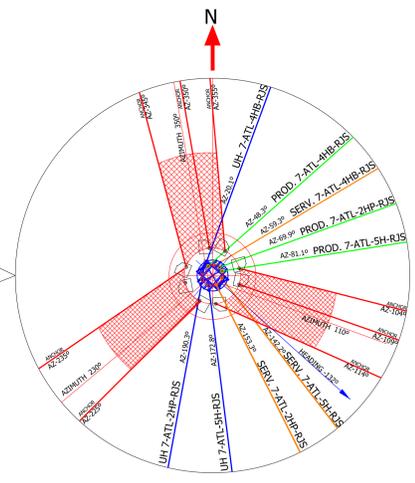
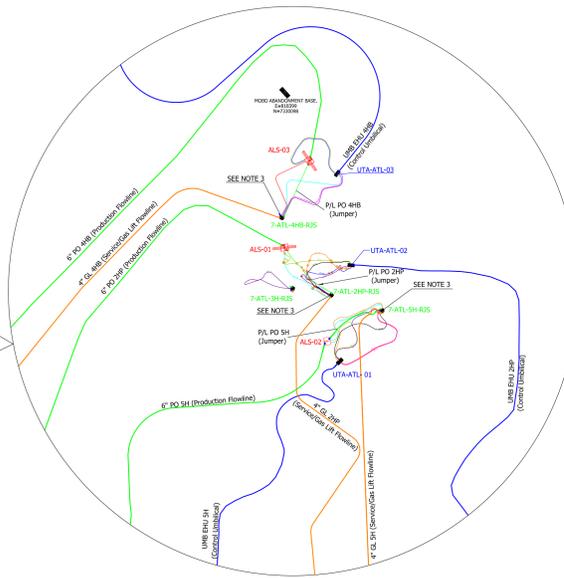


KEY PLAN



GENERAL NOTES

- THE PROJECT CONSISTS OF LINES OF PRODUCTION WELLS, SERVICES LINES AND UMBILICAL WITH POWER CABLE.
- THE LENGTH OF FLEXIBLE FLOWLINE INCLUDE OVERLENGTH.
- ALL WELLS SHALL BE CONNECTED TO A ALS (DEED).
- THE UTAS 1, 2 AND 3 ARE IN THE FINAL LOCATION CONSIDERING THE DEFINITIVE PRODUCTION SYSTEM.
- ALL UMBILICAL SHALL BE CONNECTED TO UTA AND FROM UTA TO WELL SHALL BE USED THREE FLYING LEADS (TWO ELECTRIC POWER/PERSONAL AND ONE HYDRAULIC/CHEMICAL).
- T-TUBE AZIMUTH CONSIDERED FROM NORTH DIRECTION CLOCKWISE AND FROM THE CENTER OF TURBIDITY.
- RISER AZIMUTH CONSIDERED FROM NORTH DIRECTION CLOCKWISE AND FROM THE CENTER OF TURBIDITY.
- MOORING LINES AZIMUTH CONSIDERED FROM NORTH DIRECTION CLOCKWISE AND FROM THE CENTER OF FUTURE WELLS ACCORDING TO TURRET.



REV.	DESCRIPTION	DATE	EXEC.	CHECK	APPROV.
28	REVISION OF ANCHORING COORDINATES	31/08/2023	CANOKORWA	MULJIVERA	RUPINEMERO
27	GENERAL REVIEW	24/08/2023	CANOKORWA	MULJIVERA	RUPINEMERO
26	INCLUSION OF WELL UT-15H AND RELOCATION OF UT-15H DUCT FROM OCCUPY	06/04/2023	CANOKORWA	MULJIVERA	RUPINEMERO
25	CHANGE OF NUMBER AND AUTHOR OF THE DOCUMENT	08/07/2023	CANOKORWA	JARBERO	GERALDO
24	GENERAL REVIEW	24/08/2023	CANOKORWA	KANJES	GERALDO
23	MODIFICATION OF THE TRACKING TO UTA 3	15/01/2023	CANOKORWA	KANJES	GERALDO
22	AS-BUILT	18/10/2020	CANOKORWA	KANJES	GERALDO
21	IMPLEMENTATION TASKS OF WELLS SHIP AND SH ON TURBIDITY	04/02/2021	LEGANA	JARBERO	GERALDO
20	GENERAL REVIEW	04/02/2021	LEGANA	JARBERO	GERALDO



Anexo – 2

Licença de Operação para Atividades de Perfuração do BS-4



INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS

Licença de Operação (LO) Nº 1198/2013 - Retificação

VALIDADE: 8 anos e 5 meses
(A partir da assinatura)

A PRESIDÊNCIA DO INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS, no uso das atribuições que lhe conferem o art. 23, parágrafo único, inciso V do Decreto nº 8.973, de 24 de janeiro de 2017, que aprovou a Estrutura Regimental do IBAMA, e entrou em vigor no dia 21 de fevereiro de 2017; **RESOLVE:**

Expedir a presente Licença à:

EMPRESA: ENAUTA ENERGIA S.A.

CNPJ: 11.253.257/0001-71

CTF: 5076853

ENDEREÇO: Avenida Almirante Barroso, 52 1101 1102 1103 **BAIRRO:** Centro

CEP: 22260-005 **CIDADE:** Rio de Janeiro **UF:** RJ

TELEFONE: (21) 35095-800

NÚMERO DO PROCESSO: 02022.000815/2012-16

Referente ao empreendimento **Atividade de Perfuração Marítima no Bloco BS-4, Bacia de Santos.**

A validade desta licença está condicionada ao fiel cumprimento das condicionantes constantes e demais documentos que, embora aqui não transcritos, são partes integrantes deste licenciamento.

1. CONDIÇÕES GERAIS

1.1 Esta Licença deverá ser publicada em conformidade com a Resolução CONAMA nº 06/86, sendo que cópias das publicações deverão ser encaminhadas ao IBAMA.

1.2 O IBAMA, mediante decisão motivada, poderá modificar as condicionantes e as medidas de controle e adequação, suspender ou cancelar esta Licença, caso ocorra:

- Violação ou inadequação de quaisquer condicionantes ou normas legais;
- Omissão ou falsa descrição de informações relevantes, que subsidiaram a expedição da licença;
- Superveniência de graves riscos ambientais e à saúde.

1.3 Qualquer alteração das especificações do projeto, da finalidade do empreendimento, do escopo dos programas ou dos prazos previstos deverá ser precedida de anuência do IBAMA.

1.4 A ocorrência de acidentes ambientais deverá ser imediatamente comunicada ao Ibama, via Sistema Nacional de Emergências Ambientais – Siema, endereço eletrônico: www.ibama.gov.br/emergenciasambientais, independente das medidas tomadas para seu controle. Se o sistema estiver temporariamente inoperante, a comunicação imediata deverá ser realizada por meio do correio eletrônico: emergenciasambientais.sede@ibama.gov.br, ao qual deverá ser solicitada confirmação de recebimento, conforme Art. 7º, da Instrução Normativa nº 15, de 6 de outubro de 2014.

1.5 No prazo máximo de 30 (trinta) dias após a ocorrência do acidente ambiental, deverá ser protocolado o Relatório de Atendimento a Emergências Ambientais.

1.6 Esta Licença não exime o empreendedor da obtenção de outras autorizações junto a outros órgãos porventura exigíveis.

1.7 Esta Licença não autoriza supressão de vegetação nativa nem manejo de fauna silvestre.

1.8 A renovação desta Licença deverá ser requerida num prazo mínimo de 120 (cento e vinte) dias, antes do término da sua validade.

1.9 O empreendedor é responsável, perante o IBAMA, pelo atendimento às condicionantes postuladas nesta Licença.

2. CONDIÇÕES ESPECÍFICAS

2.1 Esta Licença de Operação autoriza a perfuração de até 9 (nove) poços nas seguintes coordenadas P-01 (24°6'46,101"S; 41° 52' 2,116"W), P-02 (24°6'43,666"S; 41°52'2,175"W), P-06 (24°6'38,804"S; 41°52'2,718"W), P-07 (24°6'36,466"S; 41°51'59,590"W), P-08 (24°6'36,966"S; 41°51'57,030"W), P-09 (24°5'20,274"S; 41°51'42,834"W), P-10 (24°5'0,289"S; 41°51'56,660"W), P-11 (24°4'57,795"S; 41°51'58,631"W), a partir do navio sonda Laguna Star, no Bloco BS-4, Bacia de Santos.

2.2 Deverá ser apresentado cronograma atualizado do projeto de perfuração em até 30 (trinta) dias antes do início da atividade.

2.3 A data efetiva de início da atividade de perfuração de cada poço deverá ser informada à COEXP/CGMAC/DILIC/IBAMA com antecedência mínima de 5 (cinco) dias, bem como a de seu término que

deverá ser informada em até 5 (cinco) dias após sua finalização.

2.4 Quando houver necessidade de realizar um Teste de Formação, o mesmo deverá seguir as orientações contidas no documento "Diretrizes Para Execução de Teste de Formação", disponível através do número SEI nº 9899800.

2.5 Implementar o Projeto de Comunicação Social (PCS) em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo Ibama, no âmbito do processo nº 02022.000815/2012-16.

2.6 Implementar o Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT) em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo Ibama, no âmbito do processo nº 02022.000815/2012-16.

2.7 Implementar o Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna (PMAVE) em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo Ibama, no âmbito do processo nº 02022.000815/2012-16.

2.8 Implementar o Projeto de Controle da Poluição (PCP) em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo Ibama no âmbito do processo nº 02022.000815/2012-16.

2.9 Implementar o Plano de Proteção a Fauna (PPAF) em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo Ibama, âmbito do processo nº 02022.000815/2012-16.

2.10 Implementar o Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA) em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo Ibama, no âmbito do processo nº 02022.000815/2012-16.

2.11 Implementar o Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas (PPCEX) em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo Ibama, no âmbito do processo nº 02022.000815/2012-16, bem como no processo Ibama nº 02001.016082/2020-81, específico da empresa Enauta para este projeto.

2.12 É proibido o descarte no mar de fluidos de perfuração, fluidos complementares e cascalhos com óleo livre ou óleo da formação.

2.13 Implementar o Projeto de Monitoramento de Fluidos e Cascalhos (PMFC) conforme "Diretrizes para o uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalhos, fluidos complementares e pastas de cimento nos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos de perfuração marítima de poços de exploração e produção de petróleo e gás nas atividades de perfuração marítima de poços e produção de petróleo e gás" (SEI nº 5533803), conforme Despacho nº 5540547/2019-GABIN (SEI nº 5540547).

2.14 Implementar o Plano de Amostragem dos Estoques de Baritina e Base Orgânica conforme "Diretrizes para o uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalhos, fluidos complementares e pastas de cimento nos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos de perfuração marítima de poços de exploração e produção de petróleo e gás nas atividades de perfuração marítima de poços e produção de petróleo e gás" (SEI 5533803), conforme Despacho nº 5540547/2019-GABIN (SEI nº 5540547).

2.15 Implementar o Plano de Gerenciamento de Resíduos da Atividade de Perfuração (PGRAP) conforme "Diretrizes para o uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalhos, fluidos complementares e pastas de cimento nos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos de perfuração marítima de poços de exploração e produção de petróleo e gás nas atividades de perfuração marítima de poços e produção de petróleo e gás" (SEI 5533803), conforme Despacho nº 5540547/2019-GABIN (SEI nº 5540547).

2.16 O uso de produto dispersante químico como técnica de resposta a incidentes de poluição por óleo no mar, deverá observar o disposto na Resolução CONAMA nº 472, de 27 de novembro de 2015, assim como, na Instrução Normativa nº 26/2018 - Ibama, que estabeleceu os parâmetros e procedimentos para o monitoramento ambiental da aplicação de dispersante químico no mar, ressaltado a proibição do uso de produto que não possua o devido registro junto ao Ibama, e fora do seu prazo de validade.

2.17 Apresentar, no prazo de 15 (quinze) dias, a contar da emissão da renovação desta licença de operação, a revisão consolidada do Plano de Emergência Individual (PEI), evidenciando a inclusão das ações de resposta aos cenários acidentais com derramamento de óleo no mar, a partir da unidade marítima de perfuração e respectivas embarcações de apoio, assim como, previsão da realização de simulado de acionamento do PEI com cenário acidental previamente acordado junto a CGMAC/DILIC/IBAMA."

2.18 Apresentar Relatório consolidado, com periodicidade anual, das ações comprobatórias de cumprimento das condicionantes desta Licença. O Relatório deverá ser apresentados somente em versão digital, em arquivo único, compreendendo, para cada projeto/programa: sumário; objetivos geral e específico; indicadores; metas; ações realizadas; discussão dos resultados; evidências fotográficas (datadas/georreferenciadas); cronogramas atualizados; referências bibliográficas, instituições e agentes envolvidos, assinatura dos responsáveis técnicos pelo projeto e pela execução dos trabalhos, registro dos profissionais nos órgãos de classe, incluindo ART e CTF, quando couber. O Relatório deve trazer na conclusão a medida da efetividade das ações implementadas sobre o componente ambiental monitorado. Estes Relatório deverão ser apresentado no prazo máximo de 90 (noventa) dias após o fechamento de cada período de 12 meses, contados à partir da data de emissão desta licença. A apresentação destes Relatórios anuais não exime a empresa da necessidade de apresentação de outros relatórios eventualmente solicitados.

2.19 A empresa não poderá perfurar, lançar âncoras ou descartar fluidos e cascalhos sobre leitos de corais ou algas (e outras assembleias bentônicas). Caso sejam encontrados leitos de algas ou corais nas locações de poços, de lançamento de âncoras, ou de descarte de fluidos e cascalhos, estas locações deverão ser alteradas e posicionadas em uma distância segura de sua área de ocorrência, de modo a evitar impactos sobre estas comunidades. A localização eorreferenciadag dos bancos deverá ser imediatamente informada à CGMAC/DILIC/IBAMA. Para tal, deverá ser preenchida a "Ficha de Notificação de Descobrimto de Formações Recifais em Atividades de E&P".

2.20 Sempre que houver alteração da estrutura de resposta a acidentes com derrames de óleo no mar, encaminhar Tabela Única de Informações (TABUI) atualizada à CGMAC/DILIC/IBAMA, e demais itens em conformidade com a Nota Técnica n.º 02/2013.

Anexo – 3

Licença de Operação do SPA do
Campo de Atlanta



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA

LICENÇA DE OPERAÇÃO Nº 1442/2018

A PRESIDENTE DO INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA, nomeada por Decreto de 02 de junho de 2016, publicado no Diário Oficial da União de 03 de junho de 2016, no uso das atribuições que lhe conferem o art. 23, parágrafo único, inciso V do Decreto nº 8.973, de 24 de janeiro de 2017, que aprovou a Estrutura Regimental do IBAMA, e entrou em vigor no dia 21 de fevereiro de 2017;
RESOLVE:

Expedir a presente Licença de Operação Nº 1442/18 à:

EMPRESA: Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. - QGEP
CNPJ: 11.253.257/0001-71
CTF: 5076853
ENDEREÇO: Almirante Barroso, 52 – Sala 1301, Centro
CEP: 20031-318 **CIDADE:** Rio de Janeiro **UF:** RJ
TELEFONE: (21) 3509-5800 **FAX:** (21) 3509-5999
REGISTRO NO IBAMA: Nº 02022.001653/2013-14

Autorizando operação do Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta, através do FPSO Petrojarl I, na Bacia de Santos.

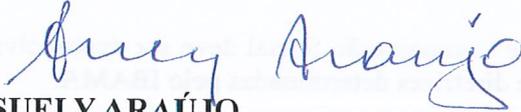
Esta Licença de Operação Nº 1442/18 é válida até o dia 26 de abril de 2023.

A validade desta Licença de Operação está condicionada ao cumprimento das condicionantes constantes no verso deste documento, que deverão ser atendidas dentro dos respectivos prazos estabelecidos, e dos demais anexos constantes do processo que, embora não transcritos, são partes integrantes deste documento.

Esta Licença de Operação é concedida sem prejuízo de outras licenças legalmente exigíveis, e deverá estar disponível no local da atividade licenciada, para efeito de fiscalização.

Brasília-DF,

25 ABR 2018


SUELY ARAÚJO
Presidente do IBAMA

LICENÇA DE OPERAÇÃO Nº 1442/2018

1 – CONDIÇÕES GERAIS:

1.1 Esta Licença de Operação deverá ser publicada conforme o disposto no Art. 10, § Io, da Lei nº 6.938/81 e na Resolução do Conselho Nacional de Meio Ambiente - CONAMA nº 006/86, sendo que as cópias das publicações deverão ser encaminhadas ao IBAMA.

1.2 Quaisquer alterações nas especificações do empreendimento deverão ser precedidas de anuência do IBAMA.

1.3 O IBAMA, mediante decisão motivada, poderá modificar as condicionantes e as medidas de controle e adequação, suspender ou cancelar esta licença, quando ocorrer: violação ou inadequação de quaisquer condicionantes ou normas legais; omissão ou falsa descrição de informações relevantes que subsidiaram a expedição da licença; superveniência de graves riscos ambientais e de saúde.

1.4 A renovação desta licença deverá ser requerida com antecedência mínima de 120 dias da expiração de seu prazo de validade.

1.5 O IBAMA e os demais órgãos ambientais deverão ser comunicados, imediatamente, em caso de ocorrência de qualquer acidente que venha a causar dano ambiental, por meio do Sistema Nacional de Emergências Ambientais (SIEMA), de acordo com a Instrução Normativa IBAMA nº 15/2014.

1.6 Esta licença não substitui alvarás, autorizações, licenças, outorgas e outros atos autorizativos exigidos por legislação específica, tampouco exime o empreendedor do cumprimento de outras normas em vigor.

2 – CONDIÇÕES ESPECÍFICAS:

~~2.1 Informar ao IBAMA a data efetiva do início da operação da atividade objeto desta Licença de Operação em um prazo máximo de 5 (cinco) dias após o início da atividade.~~

2.2 Elaborar e apresentar relatórios técnicos de operação do sistema de produção, em conformidade com as respectivas orientações do Parecer Técnico nº 80/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, e serem encaminhados anualmente ao IBAMA para acompanhamento das atividades desenvolvidas pela QGEP.

2.3 Desenvolver o Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações do Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta sobre a Avifauna (PMAVE) de forma continuada e em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA.

2.4 O Plano de Emergência Individual – PEI do FPSO Petrojarl I deve ser desenvolvido de forma continuada e em consonância com as diretrizes determinadas pelo IBAMA, incluindo a realização anual de um simulado completo de mobilização de resposta a emergência, com envio de relatório contendo sua descrição e o desempenho final em até 30 dias após encerramento do mesmo.

2.5 O Projeto de Comunicação Social deve ser desenvolvido de forma continuada e em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA.

2.6 O Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores deve ser desenvolvido de forma continuada e em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA.

LICENÇA DE OPERAÇÃO Nº 1442/2018 – CONTINUAÇÃO

2.7 O Projeto de Controle da Poluição deve ser desenvolvido de forma continuada e apresentar relatórios de acompanhamento de acordo com prazos e diretrizes constantes na Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11.

2.8 O Projeto de Monitoramento Ambiental deve ser desenvolvido de forma continuada e em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA.

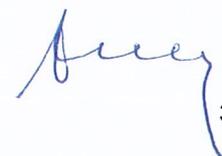
2.9 Encaminhar atualização do Projeto de Desativação, no mínimo 180 dias antes do início da desativação, que deve ser aprovado pelo IBAMA antes de sua implementação.

2.10 As operações de intervenção nos poços deverão ser precedidas de prévia anuência do IBAMA.

2.11 Realizar, a cada dois anos, Auditorias Ambientais independentes, segundo os critérios da Resolução CONAMA nº 306/02, de 5 de julho de 2002, e apresentar os relatórios em até 45 dias após sua conclusão.

2.12 Apresentar proposta para o Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas no prazo máximo de 30 (trinta) dias, em conformidade com o determinado pelo Parecer Técnico nº 80/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, iniciando imediatamente sua implementação.

2.13 Cumprir as obrigações relativas à Compensação Ambiental, previstas no art. 36 da Lei 9.985/2000, a partir da deliberação do Comitê de Compensação Ambiental Federal. O Grau de Impacto do empreendimento é de 0,36%, e o valor da Compensação Ambiental foi estipulado em R\$1.669.683,99 reais.



3/3

TERMO DE OBRIGAÇÃO Nº 123456 - CONTRATAÇÃO

1.1 O presente termo de obrigação tem por objeto a contratação de serviços de consultoria e assessoria técnica para a elaboração de estudos e projetos de engenharia e arquitetura para o empreendimento de construção de um complexo habitacional em São Paulo, Estado de São Paulo.

1.1.1

1.2 O presente termo de obrigação estabelece as condições de prestação dos serviços, o prazo de entrega dos resultados e as obrigações das partes envolvidas.

1.3 O presente termo de obrigação é celebrado em duas vias, uma para cada parte, com o mesmo teor e validade jurídica.

1.4 As partes envolvidas são:

1.4.1 CONTRATANTE: [Nome da Empresa], inscrita no CNPJ nº [Número], com sede em [Endereço].

1.4.2 CONTRATADO: [Nome do Profissional], inscrito no CPF nº [Número], com endereço em [Endereço].

1.5 O presente termo de obrigação é celebrado em [Data] de [Mês] de [Ano], em [Local].

1.6 O presente termo de obrigação é assinado e rubricado por ambas as partes.

de

*

Anexo – 4

Licença de Instalação do SDP do Campo de Atlanta



INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS

Licença de Instalação (LI) Nº 1475/2023

VALIDADE: 6 anos

(a partir da data da assinatura)

A PRESIDÊNCIA DO INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS, no uso das atribuições que lhe conferem o art. 23, parágrafo único, inciso V do Decreto nº 8.973, de 24 de janeiro de 2017, que aprovou a Estrutura Regimental do IBAMA, e entrou em vigor no dia 21 de fevereiro de 2017; **RESOLVE:**

Expedir a presente Licença à:

EMPRESA: ENAUTA ENERGIA S.A.

CNPJ: 11.253.257/0001-71

CTF: 5076853

ENDEREÇO: Avenida Almirante Barroso, 52 1101 1102 1301 **BAIRRO:** Centro

CEP: 20031-918 **CIDADE:** Rio de Janeiro **UF:** RJ

TELEFONE: (21) 35095-800

NÚMERO DO PROCESSO: 02001.015057/2019-47

Referente ao empreendimento **Sistema Definitivo do Campo de Atlanta**.

A validade desta licença está condicionada ao fiel cumprimento das condicionantes constantes e demais documentos que, embora aqui não transcritos, são partes integrantes deste licenciamento.

1. CONDIÇÕES GERAIS

1.1. Esta Licença deverá ser publicada em conformidade com a Resolução nº 006/86 do Conselho Nacional do Meio Ambiente – CONAMA, sendo que cópias das publicações deverão ser encaminhadas ao IBAMA, no prazo máximo de 30 (trinta) dias, após a comunicação ao empreendedor, via SISG-LAF, sobre a concessão da licença, que ocorre na etapa (Receber licença e inserir publicação de recebimento).

1.2. O IBAMA, mediante decisão motivada, poderá modificar as condicionantes e as medidas de controle e adequação, suspender ou cancelar esta Licença, caso ocorra:

- a) Violação ou inadequação de quaisquer condicionantes ou normas legais;
- b) Omissão ou falsa descrição de informações relevantes, que subsidiaram a expedição da licença;
- c) Superveniência de graves riscos ambientais e à saúde.

1.3. Qualquer alteração das especificações do projeto, da finalidade do empreendimento, do escopo dos programas ou dos prazos previstos deverá ser precedida de anuência do IBAMA.

1.4. Os acidentes ambientais deverão ser comunicados via Sistema Nacional de Emergências Ambientais - SIEMA, imediatamente após o ocorrido. Esse sistema pode ser acessado no link:

www.ibama.gov.br/emergenciasambientais.

1.5. No prazo máximo de 30 (trinta) dias após a ocorrência do acidente ambiental, deverá ser protocolado o Relatório de Atendimento a Emergências Ambientais.

1.6. Esta Licença não exime o empreendedor da obtenção de outras autorizações junto a outros órgãos porventura exigíveis.

- 1.7. Esta Licença não autoriza supressão de vegetação nativa nem manejo de fauna silvestre.
- 1.8. A renovação desta Licença deverá ser requerida num prazo mínimo de 120 (cento e vinte) dias, antes do término da sua validade.
- 1.9. O empreendedor é responsável, perante o IBAMA, pelo atendimento às condicionantes postuladas nesta Licença.

2. CONDIÇÕES ESPECÍFICAS

2.1. Esta Licença de Instalação autoriza as atividades de instalação dos Sistemas de Produção que compõem o Projeto do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta, em conformidade com os procedimentos informados no Estudo de Impacto Ambiental.

2.2. Informar a data de início das atividades de instalação num prazo máximo de 5 (cinco) dias a partir do ocorrido.

2.3. As embarcações a serem utilizadas para as atividades de instalação devem ser previamente autorizadas pelo IBAMA, após análise do respectivo descritivo, da confirmação de obtenção dos certificados exigíveis e de sua disponibilização para vistoria técnica.

2.4. Apresentar Relatórios de Instalação, com periodicidade semestral em conformidade com as orientações do Parecer Técnico Nº 16843325/2023?-COPROD/CGMAC/DILIC.

2.5. Implementar o Projeto de Controle da Poluição de forma continuada e apresentar relatórios de acompanhamento de acordo com prazos e diretrizes determinados na Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11.

2.6. Implementar o Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT) e apresentar relatórios de acompanhamento de acordo com os prazos e diretrizes determinados na Nota Técnica nº 5/2020/COPROD/CGMAC/DILIC.

2.7. Implementar o Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações (PMTE) em conformidade com o Programa Macrorregional de Caracterização do Tráfego de Embarcações (PMCTE), nos termos aprovados no Processo IBAMA nº 02001.130838/2017-07.

2.8. Implementar o Projeto de Monitoramento do Tráfego de Aeronaves (PMTA) em conformidade com o Programa Macrorregional de Caracterização do Tráfego de Aeronaves (PMCTA), nos termos aprovados no Processo IBAMA nº 02001.023027/2021-29.

2.9. Implementar o Projeto de Monitoramento do Transporte e da Destinação de Insumos e Resíduos (PMIR) em conformidade com o Programa Macrorregional de Caracterização do Transporte e da Destinação de Insumos e Resíduos (PM CIR), nos termos aprovados no Processo IBAMA nº 02001.028857/2019-28.

2.10. Implementar o Projeto de Monitoramento Socioespacial dos Trabalhadores (PMST) em conformidade com o Programa Macrorregional de Caracterização Socioespacial dos Trabalhadores (PM CST), nos termos aprovados no Processo IBAMA nº 02001.023026/2021-84.

2.11. Implementar o Projeto de Comunicação Social (PCS) voltado à fase de instalação da atividade e apresentar os devidos relatórios de acompanhamento, de acordo com os prazos e diretrizes estabelecidos pelo órgão.

2.12. Executar o Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas (PPCEX) e apresentar os respectivos relatórios, em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA no âmbito do processo IBAMA nº 02001.016082/2020-81.

2.13. Executar o Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna (PMAVE) e apresentar os respectivos relatórios, em conformidade com as orientações e diretrizes

determinadas pelo IBAMA.

2.14. Cumprir as obrigações relativas à Compensação Ambiental previstas no art. 36 da Lei 9985/00, a partir da deliberação do Comitê de Compensação Ambiental. O Grau de Impacto do empreendimento é de 0,4% e o valor da Compensação Ambiental foi estipulado em R\$ 6.998.800,00.

Anexo – 5

Relatório de Monitoração de Equipamentos – NORM – Petrojarl I



JABARRA
RADIOPROTEÇÃO

Relatório de Monitoração de Equipamentos - NORM

FPSO Petrojarl I

JAB-REL-ENA-PEI-002

Enauta

Preparado por:	Eduardo André	Assinatura:	
Aprovado por:	Gabriel Jabarra	Assinatura:	
Revisão:	0	Data:	13/10/2022

Jabarra Serviços de Radioproteção LTDA ME
Avenida Silvio Picanço 463, sala 404 – Charitas, Niterói, Rio de Janeiro
contato@jabarra.com.br / (21) 2510-4828 / (21) 2510-4827
www.jabarra.com.br

JAB-REL-ENA-PEI-002	JABARRA RADIOPROTEÇÃO LTDA	Data: 13/10/2022
Revisão: 0	Relatório de Monitoração de Equipamentos - NORM	Página: 2 de 19

Esse documento é de propriedade da Jabarra Radioproteção, portanto a cópia e/ou divulgação das informações contidas nele é proibida sem a permissão. Ele foi revisado e aprovado de acordo com o padrão do sistema de gerenciamento. A versão mais recente é considerada como cópia controlada e todas as demais cópias sendo para consulta apenas. É de responsabilidade do proprietário garantir que foi considerada a versão mais recente aprovada. © **JABARRA RADIOPROTEÇÃO**

Registro de Revisão

Revisão	Data	Descrição
0	13/10/2022	Primeira Emissão



JAB-REL-ENA-PEI-002	JABARRA RADIOPROTEÇÃO LTDA	Data: 13/10/2022
Revisão: 0	Relatório de Monitoração de Equipamentos - NORM	Página: 3 de 19

Índice

1. Introdução	4
2. Caracterização do campo.....	5
3. Objetivo	6
4. Referências	6
5. Equipamentos utilizados.....	6
6. Levantamento radiométrico	7
6.1. Checklist de equipamentos	7
6.2. Teste de funcionamento do medidor de radiação.....	7
6.3. Levantamento radiométrico de equipamentos	8
7. Resultados	8
7.1. Resultados por equipamento.....	9
7.2. Classificação das áreas e indicação de NORM.....	12
8. Conclusão	14
ANEXO A – Certificado de calibração do medidor utilizado	16



JAB-REL-ENA-PEI-002	JABARRA RADIOPROTEÇÃO LTDA	Data: 13/10/2022
Revisão: 0	Relatório de Monitoração de Equipamentos - NORM	Página: 4 de 19

1. Introdução

NORM, acrônimo formado pelas primeiras letras da expressão “Naturally Occurring Radioactive Material”, cuja tradução é ocorrência natural de material radioativo verificada em certos minérios, que podem contribuir para exposição do indivíduo do público. Este tipo de material pode ser encontrado em certos locais de produção de petróleo e, nesses casos, um procedimento específico abrangente é necessário para identificar, gerenciar, transferir e tratar adequadamente esses materiais.

A presença dos radionuclídeos das séries naturais do Urânio e Tório é comum em exploração e produção de Óleo e Gás. As principais características desta ocorrência são:

- Normalmente não há taxas de dose equivalente gama com valores altos;
- Número limitado de nuclídeos (principalmente cadeias de desintegração U e Th);
- Cadeias de desintegração longa - longos períodos de decaimento;
- Inalação e ingestão são as principais preocupações do ponto de vista da dose.

A deposição do Rádio (^{228}Ra , ^{226}Ra , ^{224}Ra) é especial em função do decaimento α dos radionuclídeos pai (^{228}Th , ^{230}Th , ^{232}Th). Por natureza, os isótopos de Rádio preferem a fase aquosa, levando a concentrações naturalmente superiores. Portanto, após a produção, o Ra seguirá o fluxo de água produzida. Como o Rádio é quimicamente similar ao Bário (Ba), Estrôncio (Sr), Cálcio (Ca) e Magnésio (Mg), torna-se incorporado em depósitos de sulfato ou carbonato. Uma vez depositados no interior das instalações ou produzidos na superfície devido às suas características de radiação, todos os três isótopos de Rádio apresentam um comportamento diferente.

- ^{228}Ra atinge o equilíbrio secular rapidamente (dentro de dois dias) com ^{228}Ac .

Entretanto, em um processo muito mais lento (cerca de 10 anos), o ^{228}Th , ausente em depósitos de água produzida, cresce em (equilíbrio transitório). Com o aparecimento do ^{228}Th todos os NORs da cadeia até ^{208}Pb também podem ser encontrados em cerca de duas semanas.

- O ^{226}Ra inicia um equilíbrio secular (dentro de duas semanas) de NORMs de vida curta (^{222}Rn , ^{218}Po , ^{214}Pb , ^{214}Bi e ^{214}Po) próprias. O crescimento de ^{210}Pb ocorre a uma taxa muito mais lenta (cerca de 100 anos).



JAB-REL-ENA-PEI-002	JABARRA RADIOPROTEÇÃO LTDA	Data: 13/10/2022
Revisão: 0	Relatório de Monitoração de Equipamentos - NORM	Página: 5 de 19

- O ^{224}Ra aparece na água produzida ou nos seus depósitos sem o seu pai imediato ^{228}Th , por isso sua concentração não tende a crescer, pelo contrário, tende a desaparecer dentro de duas semanas. Isto implica que ^{224}Ra possa ser detectado apenas em amostras de água fresca produzida. Com o reaparecimento do ^{228}Th , o ^{224}Ra também reaparecerá em amostras mais envelhecidas.

Os isótopos do Radônio (Rn) são especiais porque, sendo um elemento gás nobre, preferem a fase gasosa (natural) para o transporte do subsolo à superfície. Como ^{220}Rn só vive por minutos, no momento em que este NORM atinge a superfície, ele terá decaído. ^{222}Rn , com meia-vida de cerca de quatro dias, pode aparecer em instalações de processamento de Gás Natural Líquido (GNL), na parte superior dos tanques de armazenamento de petróleo bruto (gás associado) ou em linhas de transmissão de Gás Natural (GN). Em última análise, decairá para ^{210}Pb , mas como ^{222}Rn é de curta duração em relação a ^{210}Pb , nenhum status de equilíbrio será atingido.

Em campos de gás ou petróleo, onde o Pb estável está presente nas águas produzidas, o ^{210}Pb pode ser incorporado em qualquer depósito formado também. Neste tipo de depósito, as concentrações de atividade de ^{210}Pb serão substancialmente mais altas do que as concentrações de atividade de ^{226}Ra , indicando que um mecanismo separado e independente para o transporte de Pb está presente.

O nível de acumulação de NORM pode variar substancialmente de uma instalação para outra dependendo da formação geológica e condições operacionais e também mudará ao longo da vida de um único poço. O NORM não pode ser prontamente diferenciado de outros materiais e resíduos do campo petrolífero, exceto por medições especializadas. A quantidade de material não determina necessariamente a quantidade de NORM presente ou o risco radiológico que ela pode representar. Para determinar se uma instalação está ou não acumulando o NORM, uma pesquisa NORM periódica com amostragem e análise subsequente precisa ser realizada.

2. Caracterização do campo

O **FPSO Petrojarl I** operando para **Enauta** está localizado operando no campo de Atlanta. As características desafiadoras de Atlanta fazem desse campo único no mundo, onde une-se tecnologia e experiência para produzi-lo com sucesso. Localizado no Bloco BS-4, na Bacia de Santos, a 185 km da costa brasileira com volume total de óleo estimado em 2,1 bilhões de barris.



JAB-REL-ENA-PEI-002	JABARRA RADIOPROTEÇÃO LTDA	Data: 13/10/2022
Revisão: 0	Relatório de Monitoração de Equipamentos - NORM	Página: 6 de 19

3. Objetivo

Este documento apresenta os resultados de uma abrangente pesquisa radiométrica realizada a bordo do **FPSO Petrojarl I** operando para **Enauta**. O escopo do trabalho compreendeu um levantamento radiométrico completo da planta de produção de óleo e separação de água, seguido da interpretação dos resultados.

4. Referências

NORMA CNEN NN - 3.01

Diretrizes Básicas de Proteção Radiológica

NORMA CNEN NE - 3.02

Serviços de Radioproteção

NORMA CNEN NN - 8.01

Gerência de Rejeitos Radioativos de Baixos e Médios Níveis de Radiação

Lei Nº 10.308, de 20 de Novembro de 2001.

NR-37 – Segurança e Saúde em Plataformas de Petróleo

IOGP - Managing Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the oil and gas industry – Report 412 – March/2016

Diretrizes para gerenciamento de materiais radioativos de ocorrência natural (NORM) / Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. – Rio de Janeiro: IBP, 2019.

Plano de Gerência de Rejeitos – ENAUTA - (Revisão 1 de 22/03/2022).

5. Equipamentos utilizados

Para a realização desta pesquisa radiométrica para a presença de NORM a bordo de unidades marítimas de produção de petróleo, o equipamento medidor de radiação utilizado deve ser do



JAB-REL-ENA-PEI-002	JABARRA RADIOPROTEÇÃO LTDA	Data: 13/10/2022
Revisão: 0	Relatório de Monitoração de Equipamentos - NORM	Página: 7 de 19

tipo cintilador, capaz de discernir as diferentes radiações e energias emitidas pelo produto heterogêneo.

O Certificado de Calibração anual e dados do equipamento se encontram no Anexo A deste Relatório.

6. Levantamento radiométrico

A fim de estabelecer um plano de monitoração para a pesquisa radiométrica, foi realizada uma análise extensiva dos documentos de engenharia da planta de processos do FPSO Petrojarl I (P&IDs) fornecidos pela Enauta. A partir da análise dos fluxogramas de processos, foram mapeados os equipamentos de interesse para a pesquisa de NORM, de acordo com as melhores práticas de monitoração nacionais e internacionais do setor.

6.1. Checklist de equipamentos

Antes da execução do trabalho, é necessário realizar um *checklist* de todos os dispositivos a serem utilizados nas tarefas subsequentes, são eles:

- Medidor de Radiação;
- Fonte para teste para aferição do medidor de radiação;
- Formulários para preenchimento.

6.2. Teste de funcionamento do medidor de radiação

O teste de funcionamento do medidor de radiação consiste nas seguintes etapas:

- 1) Verificar se o medidor de radiação está com a bateria carregada e o certificado de calibração em dia;
- 2) Escolher o modo de monitoração em termos de velocidade de leitura (slow / fast) e selecionar a escala a ser utilizada (x0,1; x1,0; x10; x100) – caso aplicável.
- 3) Utilizando a fonte-teste, realizar leitura na condição padrão para determinação do valor padrão. Esse procedimento de padronização deve ser realizado somente uma única vez, logo após a calibração do medidor de radiação. A medição da condição padrão deverá ser feita encostando o medidor de radiação na fonte-teste aberta, fazendo 3 (três) medições e tirando-se a média destas;



JAB-REL-ENA-PEI-002	JABARRA RADIOPROTEÇÃO LTDA	Data: 13/10/2022
Revisão: 0	Relatório de Monitoração de Equipamentos - NORM	Página: 8 de 19

- 4) Condição padrão é a medição feita a determinada distância e posição do detector em relação à fonte-teste no momento da leitura;
- 5) Valor padrão é a medida da taxa de exposição ou taxa de dose equivalente na condição padrão e deverá ser utilizado como valor de referência para comparação das próximas medidas;
- 6) Utilizando a fonte-teste, realizar a respectiva leitura na condição padrão;
- 7) Comparar a leitura realizada com o valor padrão, caso o desvio encontrado seja igual ou inferior a 20% do valor padrão, o equipamento (medidor de radiação) está apto à utilização. Caso contrário, o medidor de radiação deverá ser encaminhado à manutenção e nova calibração, pois se encontra fora da faixa de aceitação;
- 8) Registrar a leitura assim como os dados relativos ao equipamento (medidor de radiação) no formulário de teste de funcionamento, disponível no Plano de Radioproteção, e encaminhar para arquivamento.

6.3. Levantamento radiométrico de equipamentos

O levantamento radiométrico dos equipamentos referidos no item 6 deste Relatório de Monitoração deve seguir as etapas gerais descritas abaixo:

- 1) Verificar se o medidor de radiação está carregado e com um certificado de calibração válido;
- 2) Escolher uma escala apropriada, levando em consideração que os valores lidos correspondem à escala escolhida;
- 3) Realizar o teste do Medidor de Radiação, usando a fonte de teste do Cs-137;
- 4) Verificar se o desvio entre o valor medido e o valor padrão está dentro da faixa ($\pm 20\%$);
- 5) Realizar a medição da radiação de fundo, a aproximadamente 2 (dois) metros do equipamento/local a ser medido. Nesta etapa, é preciso garantir que, ao medir o fundo, não exista outra fonte de radiação que afete o resultado da monitoração;
- 6) Fazer as respectivas leituras por toda a extensão do equipamento/linha, preenchendo o formulário fornecido no Plano de Proteção Radiológica;
- 7) Arquivar as leituras medidas em formato de relatório padrão.

7. Resultados



JAB-REL-ENA-PEI-002	JABARRA RADIOPROTEÇÃO LTDA	Data: 13/10/2022
Revisão: 0	Relatório de Monitoração de Equipamentos - NORM	Página: 9 de 19

Abaixo serão apresentados os resultados dos maiores valores de taxa de dose equivalente de radiação encontrados na superfície e a 1 metro de cada equipamento, bem como suas linhas de entrada, saída e drenos fechados. Estes resultados serão o balizador para a classificação de áreas sob a perspectiva da Proteção radiológica.

As fotos dos equipamentos e monitorações se encontram no Anexo B deste documento.

7.1. Resultados por equipamento

A monitoração dos equipamentos foi realizada no dia 12/10/2022. A tabela abaixo apresenta os valores máximos encontrados para taxa de dose equivalente em cada um dos equipamentos/linhas.

Tabela 1 - Resultados das monitorações realizadas na planta de produção

TAG	Equipamento (Equipment)	12/10/2022		
		Medidor de radiação (radiation meter equipment): LUDLUM 3001 - NS: 25024391		
		Superfície (Surface) [μSv/h]	1 metro (1 meter) [μSv/h]	Background [μSv/h]
16"-PT-13-9050	Production Line	0,05	0,05	0,05
12"-PT-13-9051	Production Line	0,05	0,05	0,05
20-HA-9001-A	Inlet Heater	0,06	0,05	0,05
16"-PT-20-9101-BC(3)-0	Inlet	0,05	0,05	0,05
8"-PT-20-9102	Outlet	0,05	0,05	0,05
2"-DC-57-9116	Drain	0,05	0,05	0,05
20-HA-9001-B	Inlet Heater	0,06	0,05	0,05
16"-PT-20-9101-BC(3)-0	Inlet	0,05	0,05	0,05
8"-PT-20-9102	Outlet	0,05	0,05	0,05
2"-DC-57-9116	Drain	0,05	0,05	0,05
20-HA-9001-C	Inlet Heater	0,05	0,05	0,05
16"-PT-20-9101-BC(3)-0	Inlet	0,06	0,05	0,05
8"-PT-20-9102	Outlet	0,05	0,05	0,05
2"-DC-57-9116	Drain	0,05	0,05	0,05
V-100	Test Separator	0,05	0,05	0,05
6"-PT-20-9021	Inlet	0,05	0,05	0,05
6"-PL-20-9031	Outlet	0,06	0,05	0,05
6"-L-B2-1500	Outlet	0,05	0,05	0,05
2"-DH-B2-2024	Drain	0,05	0,05	0,05



JAB-REL-ENA-PEI-002	JABARRA RADIOPROTEÇÃO LTDA	Data: 13/10/2022
Revisão: 0	Relatório de Monitoração de Equipamentos - NORM	Página: 10 de 19

TAG	Equipamento (Equipment)	12/10/2022		
		Medidor de radiação (radiation meter equipment): LUDLUM 3001 - NS: 25024391		
		Superfície (Surface) [μSv/h]	1 metro (1 meter) [μSv/h]	Background [μSv/h]
V-110	1st Stage Separator	0,06	0,05	0,05
8"-PT-20-9022	Inlet	0,05	0,05	0,05
8"-PL-20-9035	Outlet	0,05	0,05	0,05
4"-L-B2-1037	Outlet	0,05	0,05	0,05
2"-DH-B2-2003	Drain	0,06	0,05	0,05
V-120	2nd Stage Separator	0,05	0,05	0,05
12"-PL-20-9002	Inlet	0,05	0,05	0,05
8"-L-A2-1623	Outlet	0,06	0,05	0,05
4"-PW-20-9040	Outlet	0,05	0,05	0,05
2"-DH-A2-2006	Drain	0,05	0,05	0,05
20-PG-9001A	Crude oil booster pump	0,06	0,05	0,05
12"-PL-20-9251	Inlet	0,05	0,05	0,05
8"-PL-20-9254	Outlet	0,05	0,05	0,05
8"-PL-20-9028	Outlet	0,06	0,05	0,05
20-PG-9001B	Crude oil booster pump	0,05	0,05	0,05
12"-PL-20-9252	Inlet	0,05	0,05	0,05
8"-PL-20-9253	Outlet	0,06	0,05	0,05
8"-PL-20-9029	Outlet	0,05	0,05	0,05
V-350	Electrostatic coalescer	0,06	0,05	0,05
8"-L-A2-1307	Inlet	0,05	0,05	0,05
12"-L-A2-1309	Outlet	0,06	0,05	0,05
2"-DH-A2-1310	Drain	0,05	0,05	0,05
V-351	Dehydrator	0,06	0,05	0,05
12"-L-A2-1309	Inlet	0,05	0,05	0,05
6"-PW-20-9006	Outlet	0,05	0,05	0,05
8"-PL-20-9008	Outlet	0,06	0,05	0,05
3"-DH-A2-1323	Drain	0,05	0,05	0,05
20-HA-9002	Produced water pre-cooler	0,05	0,05	0,05
4"-PW-20-9201	Inlet	0,05	0,05	0,05
4"-PW-20-9202	Outlet	0,06	0,05	0,05



JAB-REL-ENA-PEI-002	JABARRA RADIOPROTEÇÃO LTDA	Data: 13/10/2022
Revisão: 0	Relatório de Monitoração de Equipamentos - NORM	Página: 11 de 19

TAG	Equipamento (Equipment)	12/10/2022		
		Medidor de radiação (radiation meter equipment): LUDLUM 3001 - NS: 25024391		
		Superfície (Surface) [μSv/h]	1 metro (1 meter) [μSv/h]	Background [μSv/h]
2"-DC-57-9206	Drain	0,05	0,05	0,05
20-HB-9005	Crude oil pre-cooler	0,05	0,05	0,05
8"-PL-20-9008	Inlet	0,06	0,05	0,05
8"-PL-20-9015	Outlet	0,05	0,05	0,05
2"-DC-57-9022	Drain	0,06	0,05	0,05
20-HA-9004-A	Crude oil cooler	0,05	0,05	0,05
6"-PL-20-9402	Inlet	0,05	0,05	0,05
6"-PL-20-9405	Outlet	0,06	0,05	0,05
2"-DC-57-9418	Drain	0,05	0,05	0,05
20-HA-9004-B	Crude oil cooler	0,06	0,05	0,05
6"-PL-20-9403	Inlet	0,05	0,05	0,05
6"-PL-20-9406	Outlet	0,05	0,05	0,05
2"-DC-57-9418	Drain	0,05	0,05	0,05
20-HA-9004-C	Crude oil cooler	0,05	0,05	0,05
6"-PL-20-9404	Inlet	0,05	0,05	0,05
6"-PL-20-9407	Outlet	0,06	0,05	0,05
2"-DC-57-9418	Drain	0,05	0,05	0,05
20-VA-9005	Produced water skimmer	0,05	0,05	0,05
4"-PW-20-9501	Inlet	0,05	0,05	0,05
4"-PW-20-9502	Inlet	0,05	0,05	0,05
4"-PW-20-9503	Outlet	0,06	0,05	0,05
4"-DC-20-9502	Drain	0,05	0,05	0,05
44-HA-9001A	Produced water cooler	0,05	0,05	0,05
4"-PW-44-9601	Inlet	0,06	0,05	0,05
4"-PW-44-9602	Outlet	0,05	0,05	0,05
44-HA-9001B	Produced water cooler	0,05	0,05	0,05
4"-PW-44-9601	Inlet	0,06	0,05	0,05
4"-PW-44-9602	Outlet	0,05	0,05	0,05
44-CE-9001	Hydrocyclone	0,05	0,05	0,05
4"-PW-44-9701	Inlet	0,05	0,05	0,05
4"-PW-44-9702	Outlet	0,06	0,05	0,05



JAB-REL-ENA-PEI-002	JABARRA RADIOPROTEÇÃO LTDA	Data: 13/10/2022
Revisão: 0	Relatório de Monitoração de Equipamentos - NORM	Página: 12 de 19

TAG	Equipamento (Equipment)	12/10/2022		
		Medidor de radiação (radiation meter equipment): LUDLUM 3001 - NS: 25024391		
		Superfície (Surface) [μSv/h]	1 metro (1 meter) [μSv/h]	Background [μSv/h]
2"-DC-44-9701	Drain	0,05	0,05	0,05
44-VA-9001	1st Stage Flotation Unit	0,06	0,05	0,05
3"-PW-44-9714	Inlet	0,05	0,05	0,05
3"-PW-44-9715	Inlet	0,05	0,05	0,05
4"-PW-44-9702	Inlet	0,06	0,05	0,05
6"-PW-44-9704	Outlet	0,05	0,05	0,05
2"-DC-44-9703	Drain	0,05	0,05	0,05
44-VA-9002	2nd Stage Flotation Unit	0,05	0,05	0,05
3"-PW-44-9719	Inlet	0,05	0,05	0,05
6"-PW-44-9704	Inlet	0,06	0,05	0,05
6"-PW-44-9706	Outlet	0,05	0,05	0,05
2"-DC-44-9706	Drain	0,05	0,05	0,05
44-PA-9001A	Flotation Pump	0,05	0,05	0,05
44-PA-9001B	Flotation Pump	0,06	0,05	0,05
57-VD-901	Closed Drain Vessel	0,05	0,05	0,05
13-LE-901	Pig Launcher	0,05	0,05	0,05
13-LE-902	Pig reciever	0,05	0,05	0,05

7.2. Classificação das áreas e indicação de NORM

De acordo com o plano de proteção radiológica da unidade, os parâmetros de taxa de dose equivalente para classificação das áreas são os seguintes:

- Área controlada: Taxa de Dose Equivalente a 1 metro do equipamento/vaso encontra-se superior a 6,0 μSv/h.
- Área supervisionada: Taxa de Dose Equivalente a 1 metro do equipamento/vaso encontra-se superior a 0,5 μSv/h e igual ou inferior a 6,0 μSv/h.
- Área livre: Taxa de Dose Equivalente a 1 metro do equipamento/vaso encontra-se igual ou inferior a 0,5 μSv/h.



JAB-REL-ENA-PEI-002	JABARRA RADIOPROTEÇÃO LTDA	Data: 13/10/2022
Revisão: 0	Relatório de Monitoração de Equipamentos - NORM	Página: 13 de 19

Além disso, utiliza-se o parâmetro de duas vezes o valor da radiação de fundo (BG) para definição de indicativo de NORM nos equipamentos, ou seja, caso o equipamento ou uma de suas linhas apresente valores de taxa de dose equivalente igual ou superior a duas vezes o BG, há indícios de presença de NORM no mesmo.

Com base nestes parâmetros e nas medições expostas no item anterior, a tabela abaixo expõe as classificações das áreas e a indicação de NORM.

Tabela 2 - Classificação das áreas e indicação de NORM

TAG	Equipamento (Equipment)	Classificação de área (Area classification)	Indicativo de NORM (NORM indication)
16"-PT-13-9050	Production Line	Área Livre (Free Area)	NORM Free
12"-PT-13-9051	Production Line	Área Livre (Free Area)	NORM Free
20-HA-9001-A	Inlet Heater	Área Livre (Free Area)	NORM Free
20-HA-9001-B	Inlet Heater	Área Livre (Free Area)	NORM Free
20-HA-9001-C	Inlet Heater	Área Livre (Free Area)	NORM Free
V-100	Test Separator	Área Livre (Free Area)	NORM Free
V-110	1st Stage Separator	Área Livre (Free Area)	NORM Free
V-120	2nd Stage Separator	Área Livre (Free Area)	NORM Free
20-PG-9001A	Crude oil booster pump	Área Livre (Free Area)	NORM Free
20-PG-9001B	Crude oil booster pump	Área Livre (Free Area)	NORM Free
V-350	Electrostatic coalescer	Área Livre (Free Area)	NORM Free
V-351	Dehydrator	Área Livre (Free Area)	NORM Free
20-HA-9002	Produced water pre-cooler	Área Livre (Free Area)	NORM Free
20-HB-9005	Crude oil pre-cooler	Área Livre (Free Area)	NORM Free
20-HA-9004-A	Crude oil cooler	Área Livre (Free Area)	NORM Free



JAB-REL-ENA-PEI-002	JABARRA RADIOPROTEÇÃO LTDA	Data: 13/10/2022
Revisão: 0	Relatório de Monitoração de Equipamentos - NORM	Página: 14 de 19

TAG	Equipamento (<i>Equipment</i>)	Classificação de área (<i>Area classification</i>)	Indicativo de NORM (<i>NORM indication</i>)
20-HA-9004-B	Crude oil cooler	Área Livre (Free Area)	NORM Free
20-HA-9004-C	Crude oil cooler	Área Livre (Free Area)	NORM Free
20-VA-9005	Produced water skimmer	Área Livre (Free Area)	NORM Free
44-HA-9001A	Produced water cooler	Área Livre (Free Area)	NORM Free
44-HA-9001B	Produced water cooler	Área Livre (Free Area)	NORM Free
44-CE-9001	Hydrocyclone	Área Livre (Free Area)	NORM Free
44-VA-9001	1st Stage Flotation Unit	Área Livre (Free Area)	NORM Free
44-VA-9002	2nd Stage Flotation Unit	Área Livre (Free Area)	NORM Free
57-VD-901	Closed Drain Vessel	Área Livre (Free Area)	NORM Free
13-LE-901	Pig Launcher	Área Livre (Free Area)	NORM Free
13-LE-902	Pig reciever	Área Livre (Free Area)	NORM Free

8. Conclusão

Em 2007, a Comissão Internacional de Proteção Radiológica (ICRP) recomendou um limite de dose para Indivíduos do Público de 1 mSv/ano adicional à dose correspondente à radiação natural (*background*) (~ 2,4 mSv/ano). Trabalhadores comuns da indústria de petróleo e gás são tratados como membros do público com um tempo de exposição limitado (2.000 h/ano). Essas recomendações foram implementadas nos Padrões Básicos de Segurança (BSS) da Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA).

Considerando que o Levantamento Radiométrico é o primeiro passo para confirmar a presença do NORM para este escopo específico de trabalho, quaisquer resultados consideravelmente maiores que a radiação de fundo (*background*) devem indicar que o respectivo equipamento é um ponto de foco para futuras investigações sobre a presença de NORM.



JAB-REL-ENA-PEI-002	JABARRA RADIOPROTEÇÃO LTDA	Data: 13/10/2022
Revisão: 0	Relatório de Monitoração de Equipamentos - NORM	Página: 15 de 19

Portanto, considerando as medições realizadas, nenhum dos equipamentos apresentaram taxa de dose equivalente maior que duas vezes o nível de radiação de fundo (background).

Sendo assim, os valores de taxa de dose equivalente encontrados para os equipamentos supracitados **indicam a ausência de NORM em seu interior.**

O FPSO Petrojarl I, não apresentou em nenhuma de suas medições a 1 (um) metro dos pontos, valor superior ao limite de 0,50 $\mu\text{Sv/h}$ (desconsiderando a radiação de fundo (BG)), desta forma, todas as áreas operacionais foram classificadas como **Área Livre.**

De modo a manter o registro de monitorações, bem como acompanhar a evolução do histórico de produção de NORM na unidade, anualmente deve ser realizada nova pesquisa radiométrica nos pontos mapeados.



JAB-REL-ENA-PEI-002	JABARRA RADIOPROTEÇÃO LTDA	Data: 13/10/2022
Revisão: 0	Relatório de Monitoração de Equipamentos - NORM	Página: 16 de 19

ANEXO A – Certificado de calibração do medidor utilizado



JAB-REL-ENA-PEI-002	JABARRA RADIOPROTEÇÃO LTDA	Data: 13/10/2022
Revisão: 0	Relatório de Monitoração de Equipamentos - NORM	Página: 17 de 19



CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO

LCR - 0613/2022
Número de Certificado



SOLICITANTE

Nome: 1029 - Jabarra Serviços e Comércio Ltda
CNPJ: 09.066.134/0001-80
Endereço: Rua Madre Maria Victoria , N° 90, Charitas - Niteroi - RJ

IDENTIFICAÇÃO DO INSTRUMENTO DE MEDIÇÃO / PADRÃO

Tipo: Câmara de ionização
Fabricante: PTW - Freiburg
Modelo: TN32002
Série: 489
Rastreabilidade: Rastreado ao LNMRI/IRD/CNEN
Última calibração realizada em 04/11/2021 - Certificado LNMRI 1042/2021. (de acordo com a norma ISO 4037-2, o intervalo de tempo entre calibrações não deve exceder 3 anos)

Tipo: Câmara de ionização
Fabricante: PTW - Freiburg
Modelo: N23361
Série: 292
Rastreabilidade: Rastreado ao LNMRI/IRD/CNEN
Última calibração realizada em 04/11/2021 - Certificado LNMRI 1043/2021. (de acordo com a norma ISO 4037-2, o intervalo de tempo entre calibrações não deve exceder 3 anos)

IDENTIFICAÇÃO DO INSTRUMENTO CALIBRADO

Tipo: Cintilômetro
Fabricante: Ludlum Measurements Inc
Modelo: 3001
Série: 25024391
Sonda: Ludlum 44-2, n° de série PR408693

LCR- Rua São Francisco Xavier 524 Pavilhão Haroldo Lisboa da Cunha Sala 136 Térreo. Maracanã. RJ
Tel: 2334-0725 / 26 / 27 - e-mail: labmetro.uerj@gmail.com - site: www.labmetroonline.com.br

Página 1/3



JAB-REL-ENA-PEI-002	JABARRA RADIOPROTEÇÃO LTDA	Data: 13/10/2022
Revisão: 0	Relatório de Monitoração de Equipamentos - NORM	Página: 18 de 19



Laboratório de calibração acreditado pela Cgcre de acordo com a ABNT NBR ISO/IEC 17025, sob número CAL 0625

LCR. 0613/2022
Número de Certificado

CONDIÇÕES DA CALIBRAÇÃO

Geometria: Eixo longitudinal do detector coincidente com o feixe de radiação.

Ponto de referência: Centro geométrico do detector.

Fonte de radiação: ^{137}Cs .

Faixa de temperatura: 18 a 26 °C.

Faixa de pressão: 970 a 1050 hPa.

Faixa de umidade relativa do ar: 30 a 75 %.

MÉTODO E PROCEDIMENTOS DE CALIBRAÇÃO

Método utilizado: Método de Calibração em Campo de Radiação Conhecido (norma ISO 4037).

Fonte utilizada: ^{137}Cs .

Procedimentos utilizados:

- 1- LABMETRO-PT-003- Calibração de Monitores de Radiação dos tipos: Geiger Müller, Proporcional, Cintilômetro e Câmara de Ionização com Fonte Gama.
- 2- LABMETRO- PT-009- Avaliação da Incerteza de Medição.
- 3- LABMETRO-DQ-081 – Modelo de Certificado de Calibração Gama
- 4- O equipamento foi calibrado em um campo de referência caracterizado em taxa equivalente de dose ambiente H*(10).

INFORMAÇÕES ADMINISTRATIVAS

Ordem de serviço LCR/Labmetro: 376-002/2022

Laboratório responsável pela calibração: Labmetro/LCR

INFORMAÇÕES

1- O Laboratório de Ciências Radiológicas possui Certificação para Calibração de Instrumentos com Radiação Gama e X, Calibração de Monitores de Contaminação Beta, Calibração de Câmara Poço para Braquiterapia e Irradiação de Monitores Individuais na Grandeza Hp(10) e com Radiação Gama e X, concedida pelo Comitê de Avaliação de Serviços de Ensaio e Calibração (CASEC) do Instituto de Radioproteção e Dosimetria (IRD) da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) de acordo com as recomendações do documento RT-LCI-001/2011 (*Requisitos técnicos para Certificação de Laboratório de Calibração de Instrumentos de Medição para Radiação Ionizante usados em Radioproteção*).

2- Devido às características do equipamento recomenda-se que o mesmo seja recalibrado periodicamente ou caso ocorra quaisquer danos ou alterações que possam modificar sua resposta.

3- O presente certificado de calibração atende aos requisitos da norma NBR ISO/IEC 17025 e é válido apenas para o instrumento de medição e condições especificadas acima, não sendo extensivo a quaisquer outros instrumentos. O presente certificado de calibração só poderá ser reproduzido por completo, não sendo autorizada cópia de partes do mesmo.

4- De acordo com o documento RT-LCI-001/2011 a calibração foi realizada a 50 % de cada uma das escalas. Os valores medidos devem se situar dentro de ± 10 % do valor de referência.



JAB-REL-ENA-PEI-002	JABARRA RADIOPROTEÇÃO LTDA	Data: 13/10/2022
Revisão: 0	Relatório de Monitoração de Equipamentos - NORM	Página: 19 de 19



Laboratório de calibração acreditado pela Cgcre de acordo com a ABNT NBR ISO/IEC 17025, sob número CAL 0625

LCR. 0613/2022
Número de Certificado

RESULTADOS

As incertezas padrão expandidas declaradas neste certificado foram calculadas de acordo com as recomendações do GUM (Guia para a Expressão da Incerteza de Medição - Avaliação de Dados de Medição, INMETRO), para um fator de abrangência $k = 2$, com nível de confiança de aproximadamente 95 %.

Valor de referência Taxa de equivalente de dose ambiente $H^*(10)$	Medida do instrumento		Incerteza expandida U (%)
	Antes do ajuste	Depois do ajuste	
5,00 $\mu\text{Sv/h}$	5,72 $\mu\text{Sv/h}$	5,48 $\mu\text{Sv/h}$	5,8
25,0 $\mu\text{Sv/h}$	26,0 $\mu\text{Sv/h}$	25,0 $\mu\text{Sv/h}$	5,8
250 $\mu\text{Sv/h}$	239 $\mu\text{Sv/h}$	229 $\mu\text{Sv/h}$	5,8

OBS: O ajuste, quando necessário, não faz parte do escopo da acreditação do laboratório.

Data da calibração: 08 de agosto de 2022

Data da emissão do certificado de calibração: 10 de agosto de 2022

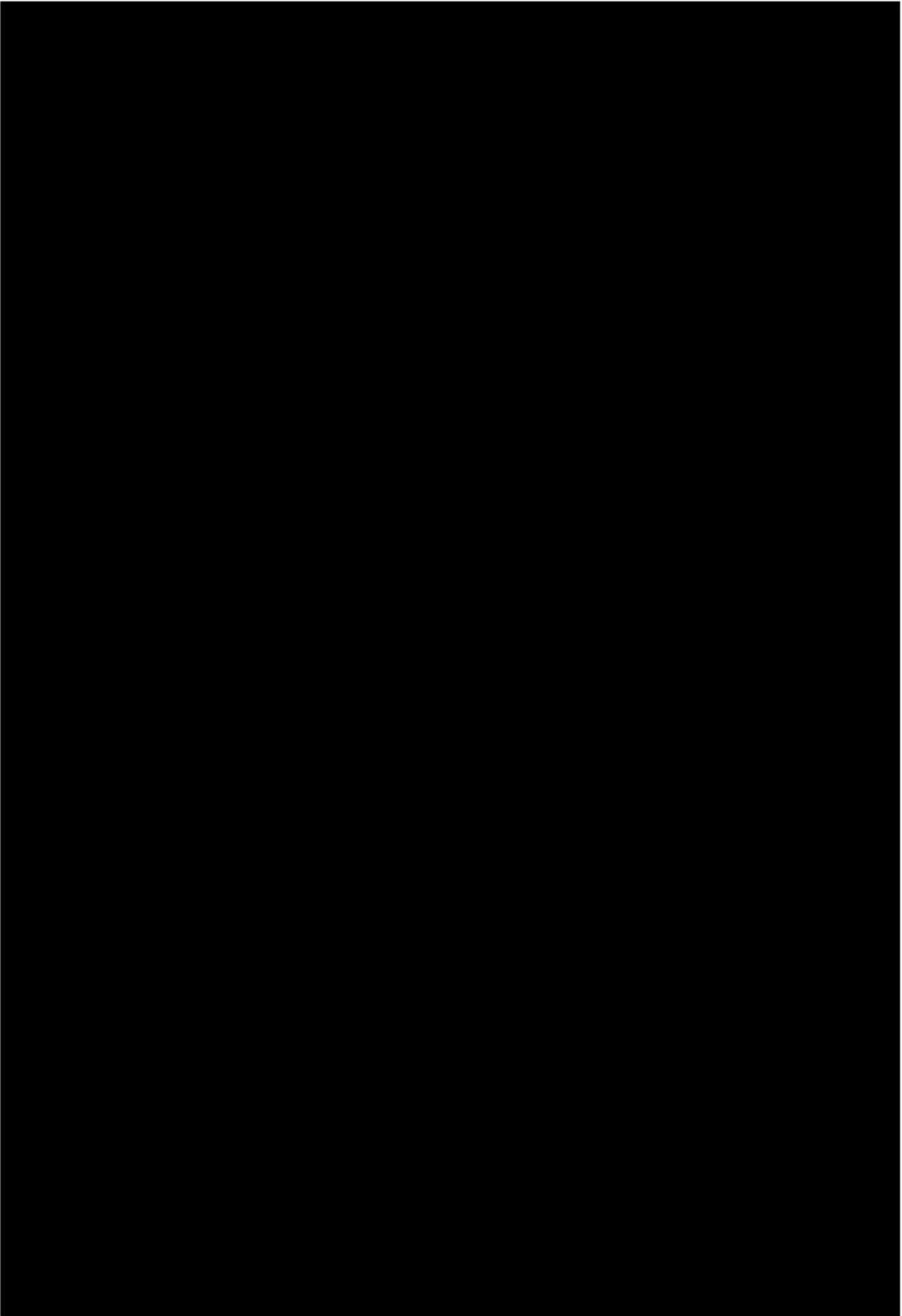
Técnico Executor: Denise Leal Theodoro Freire

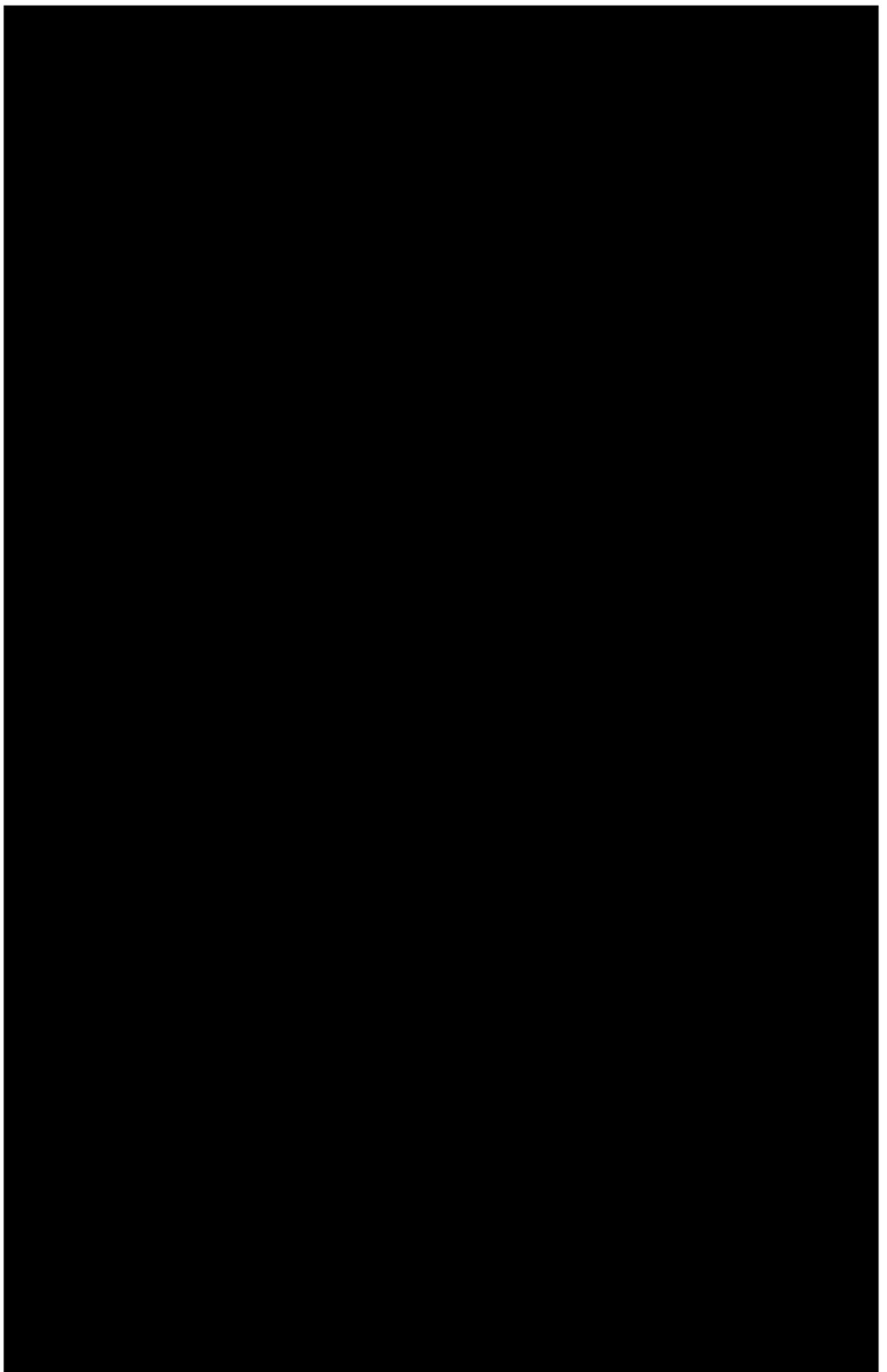
Certificado emitido por:

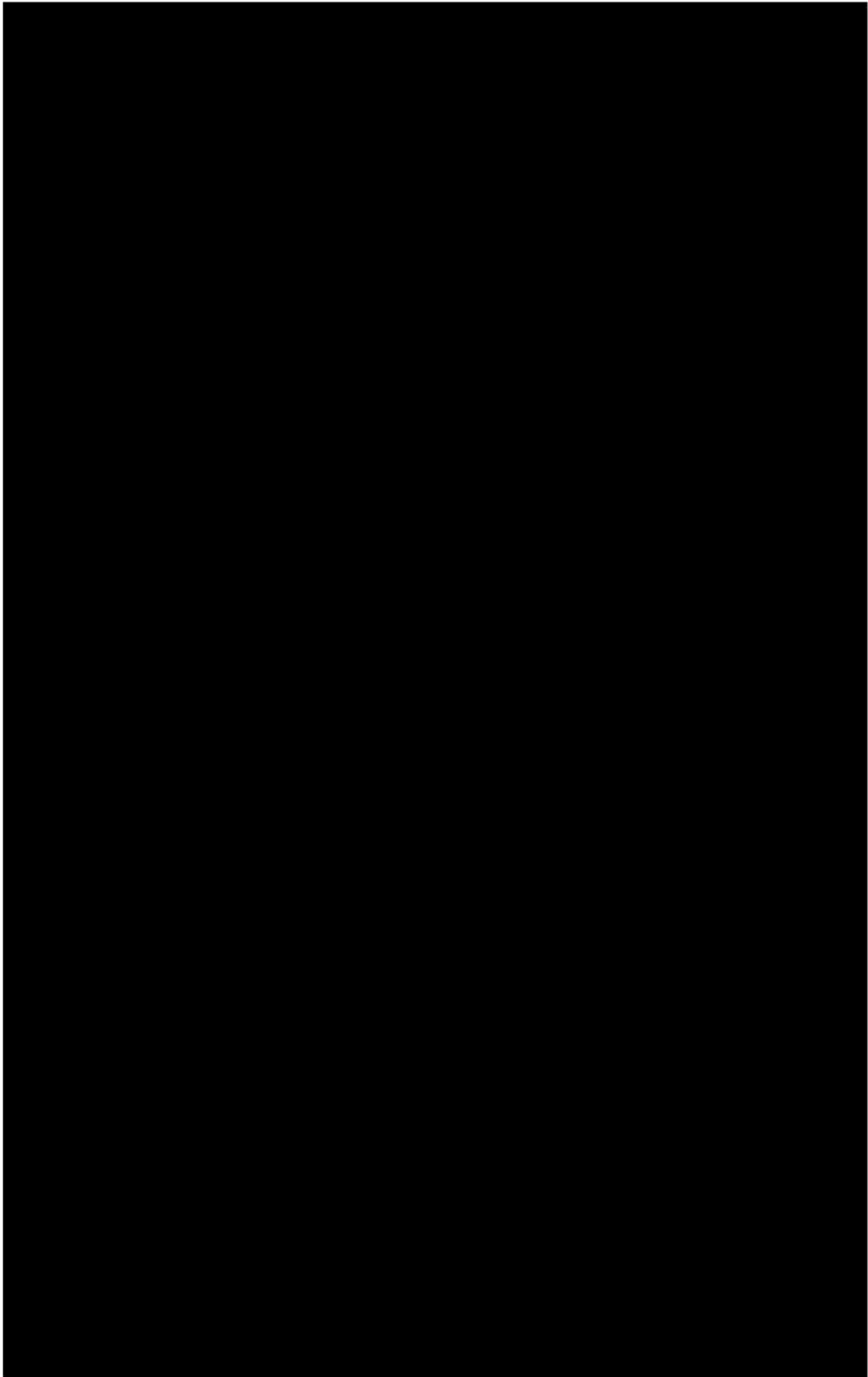

Vanessa Mondaini de Castro
Responsável Técnico Radioproteção

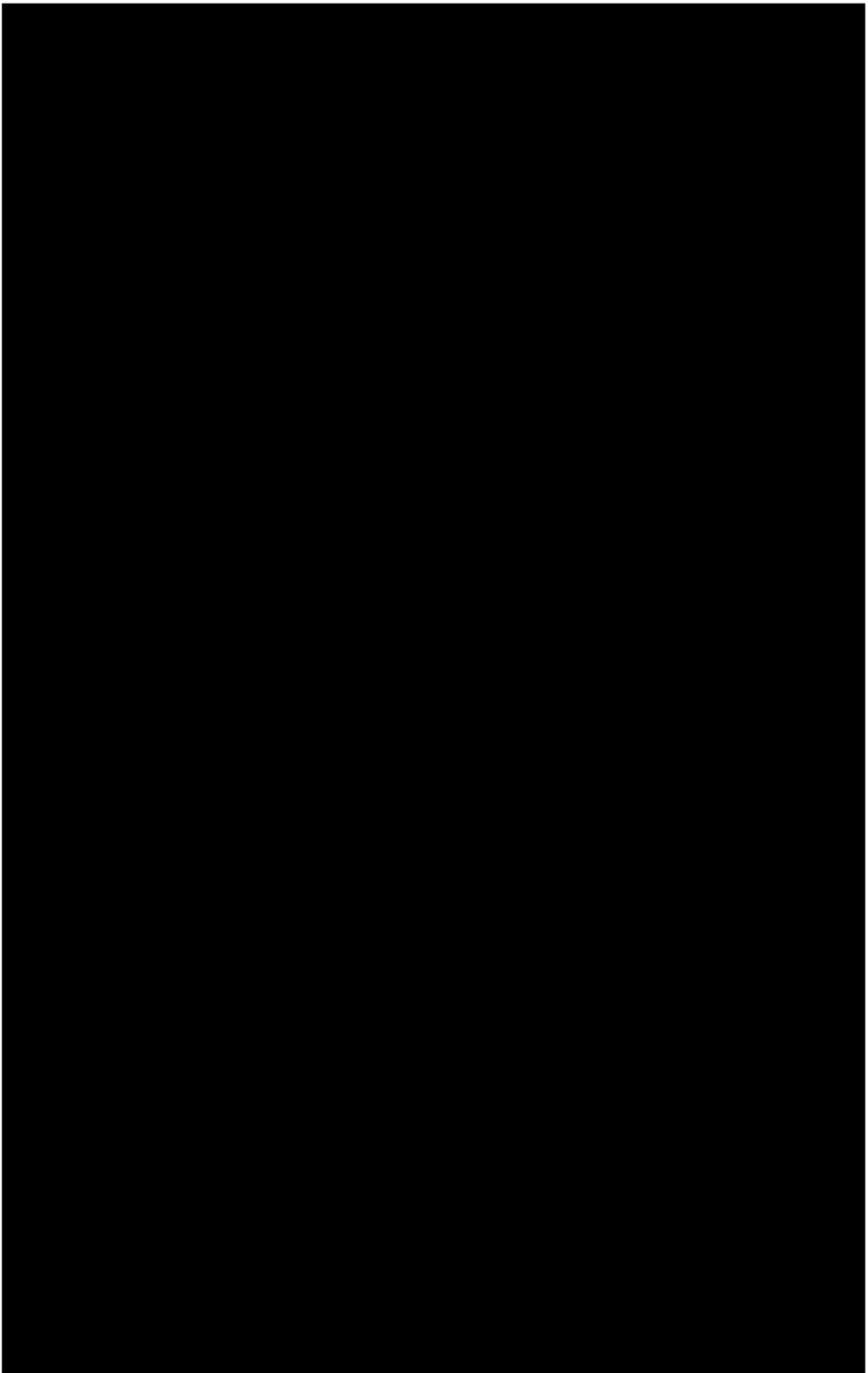


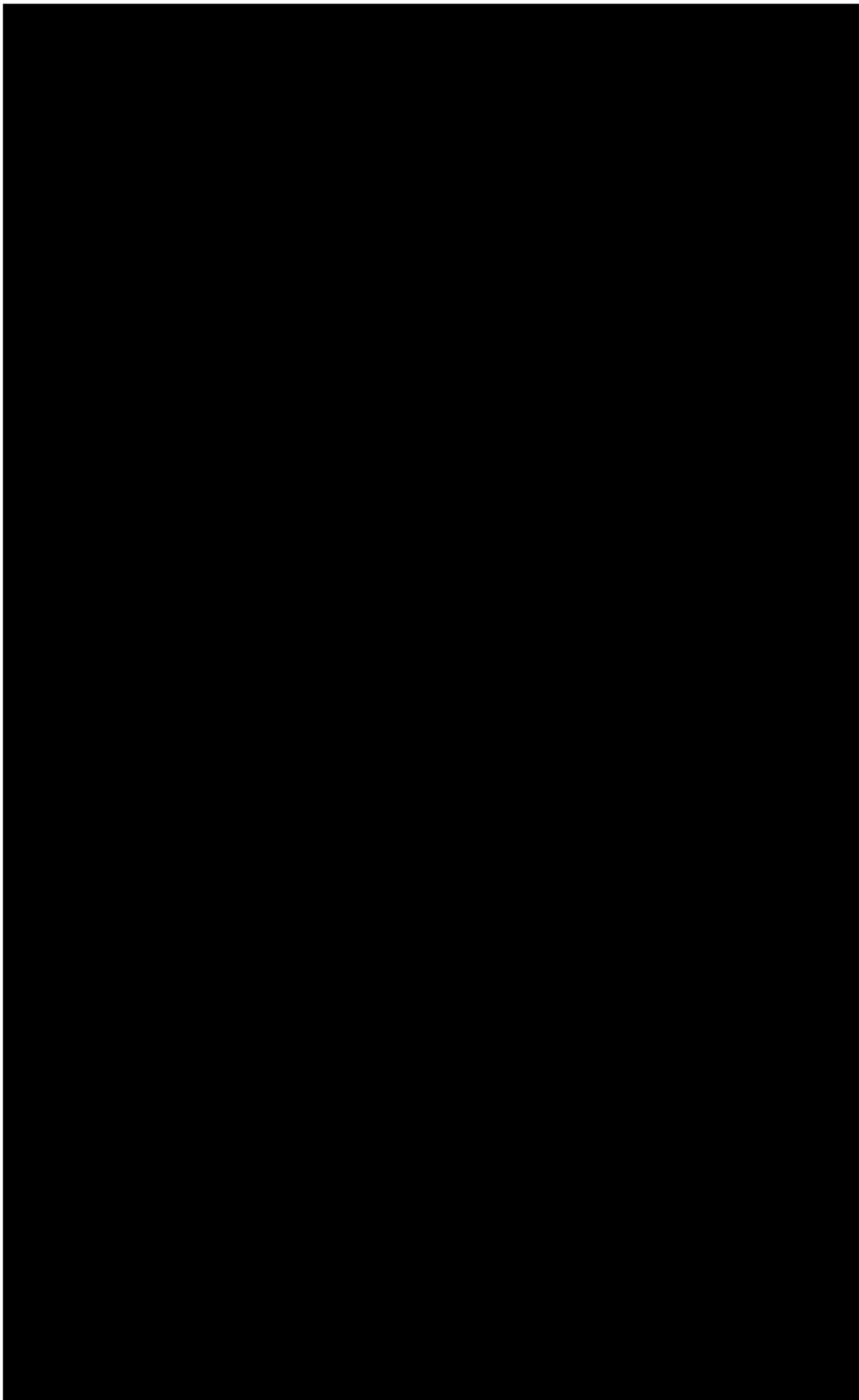


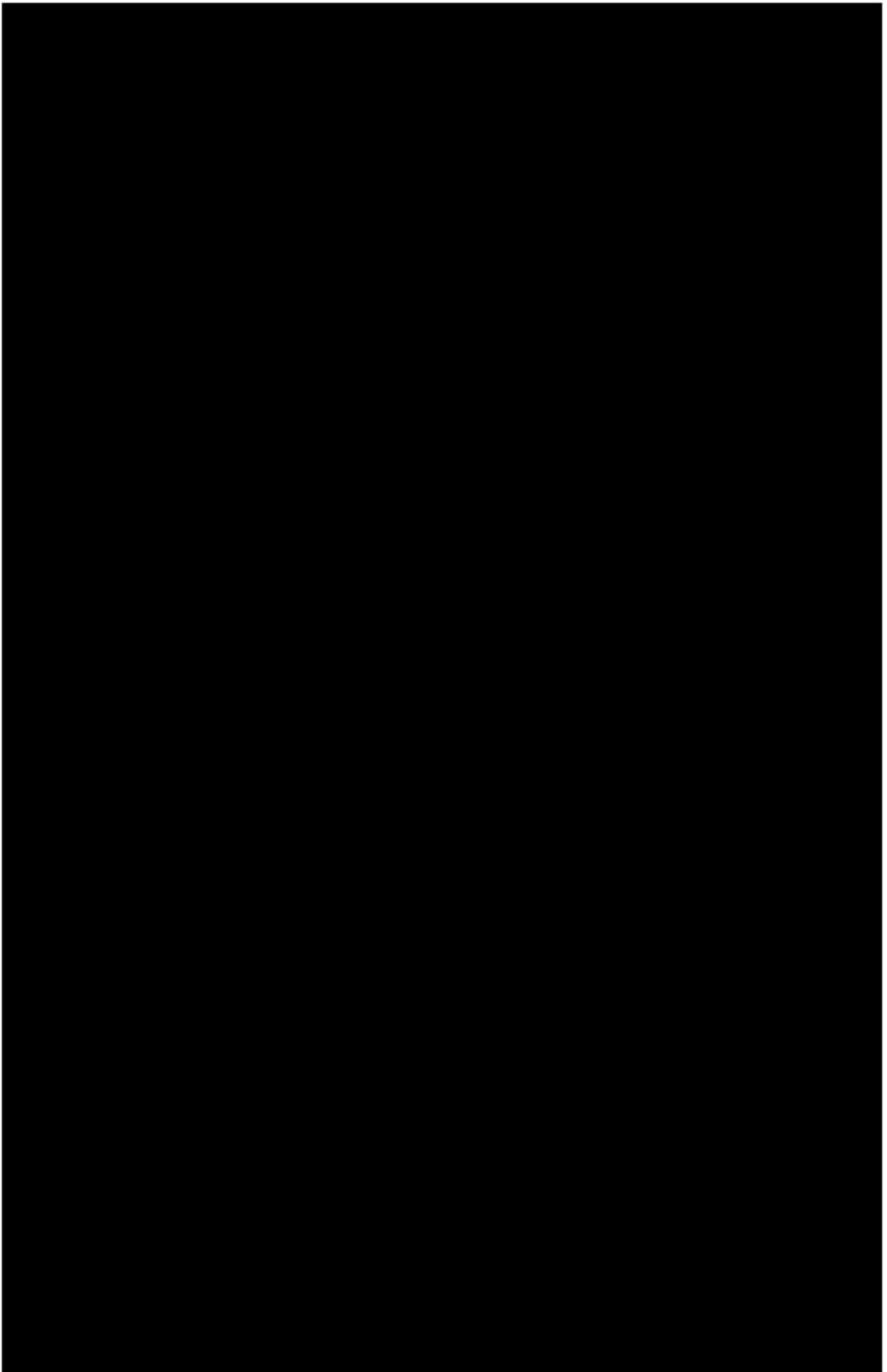


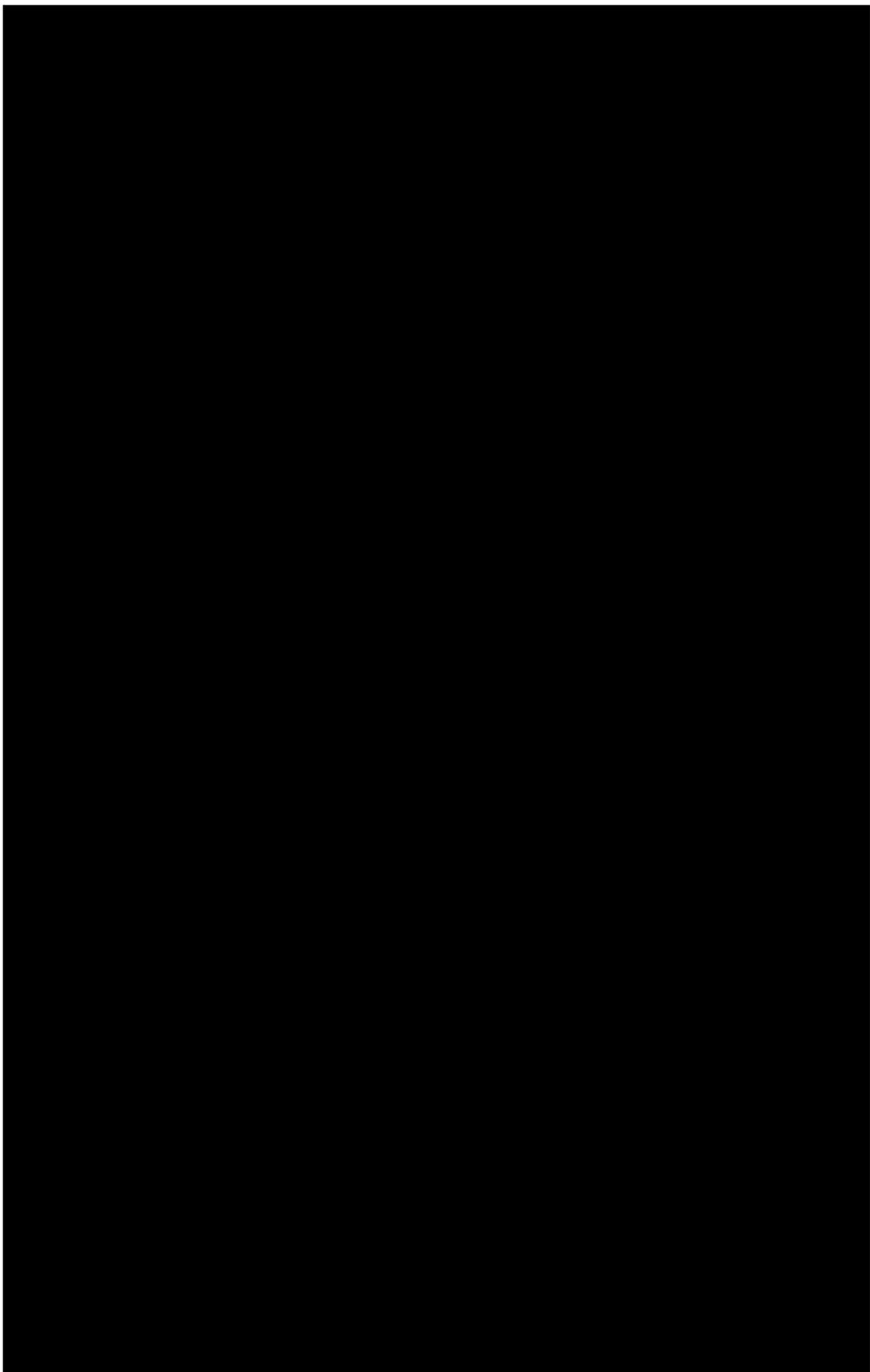


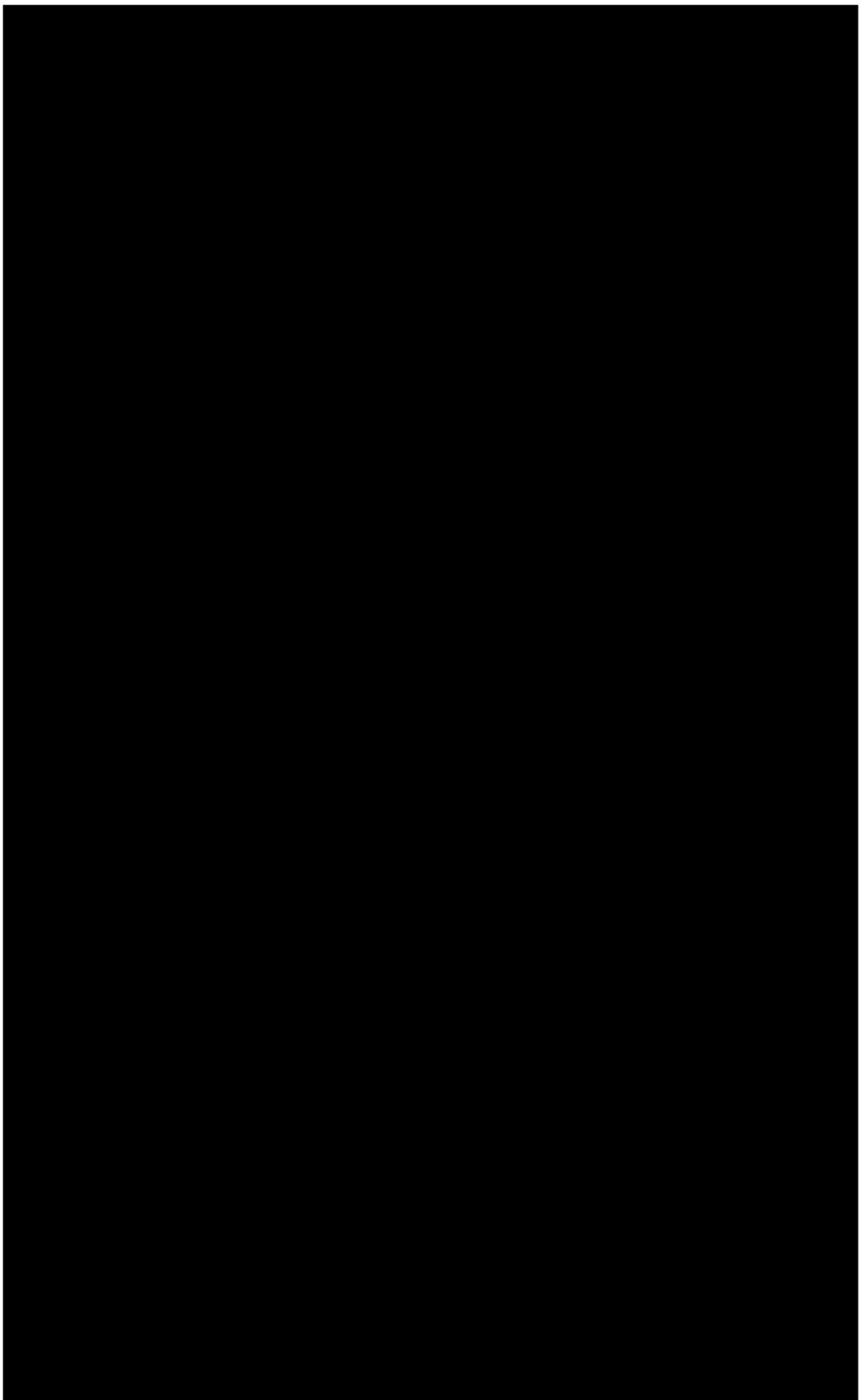




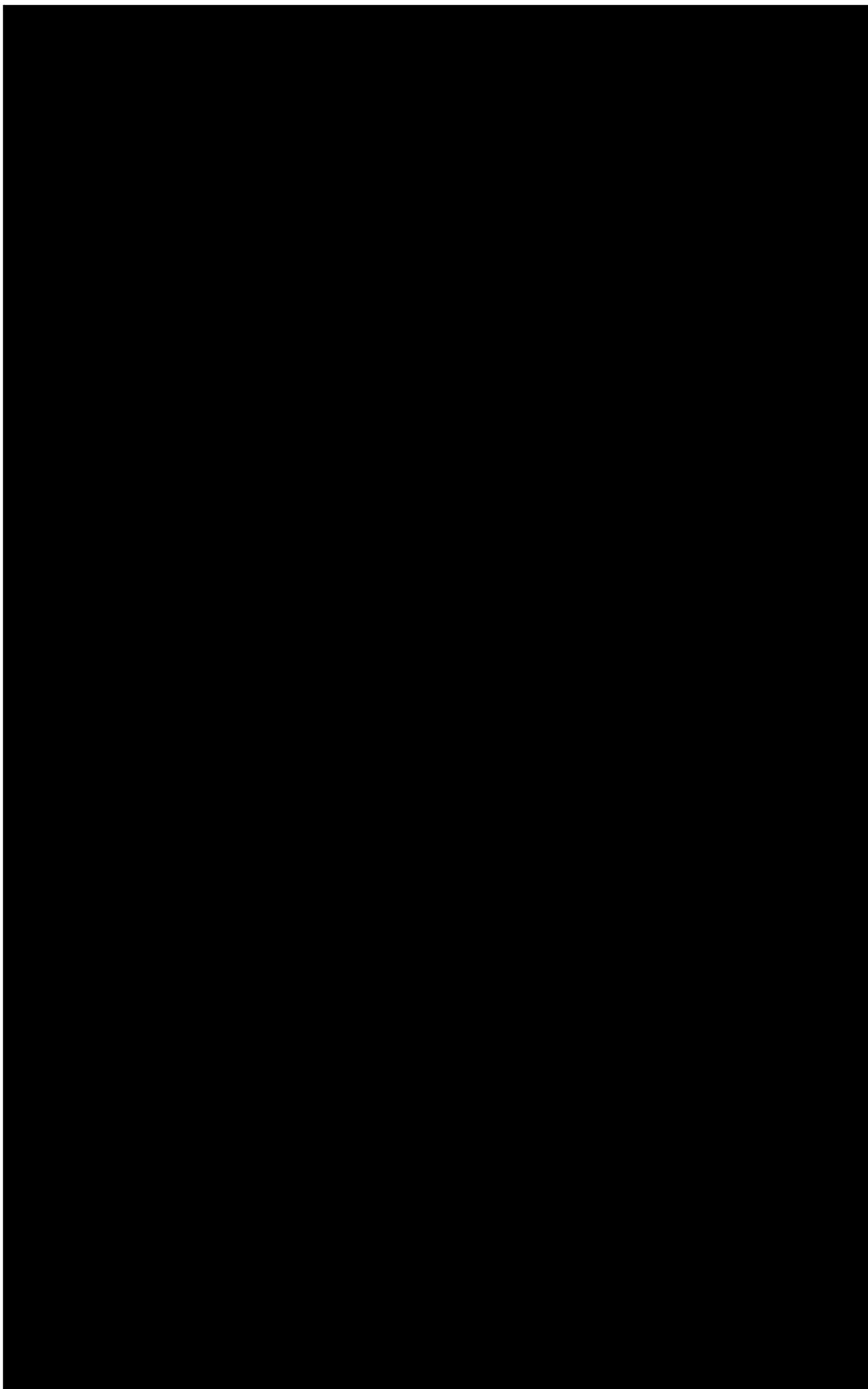


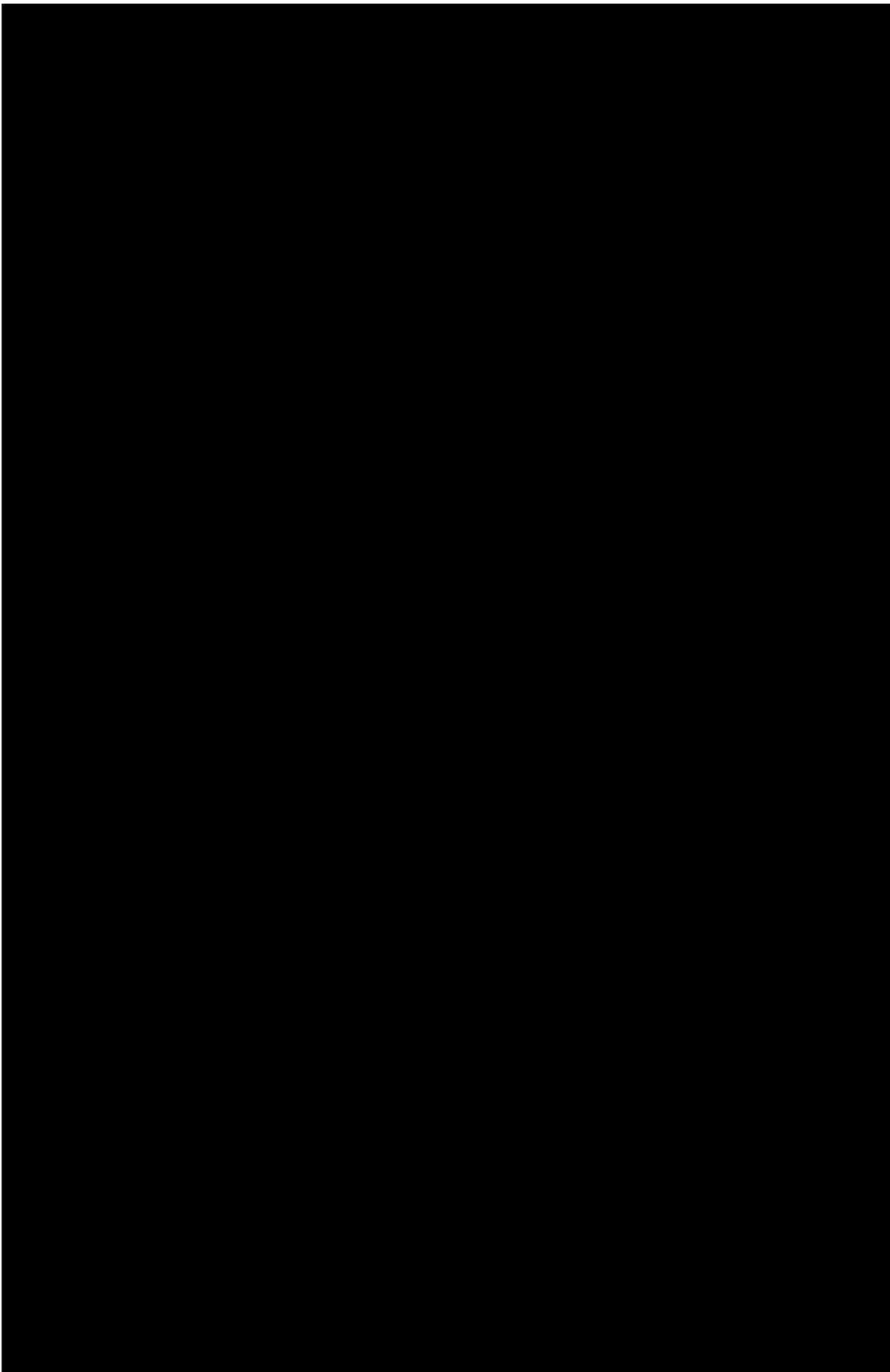


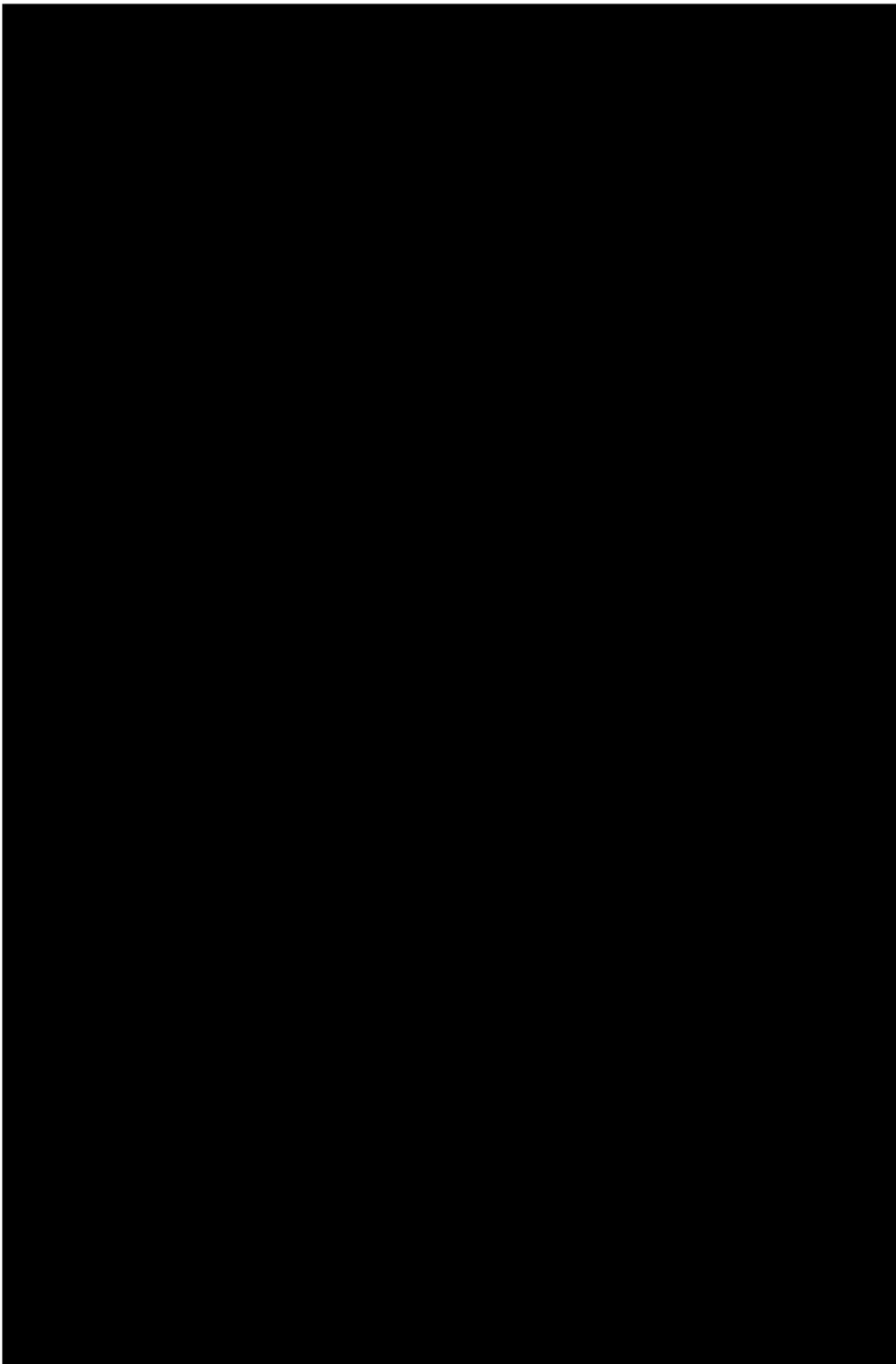


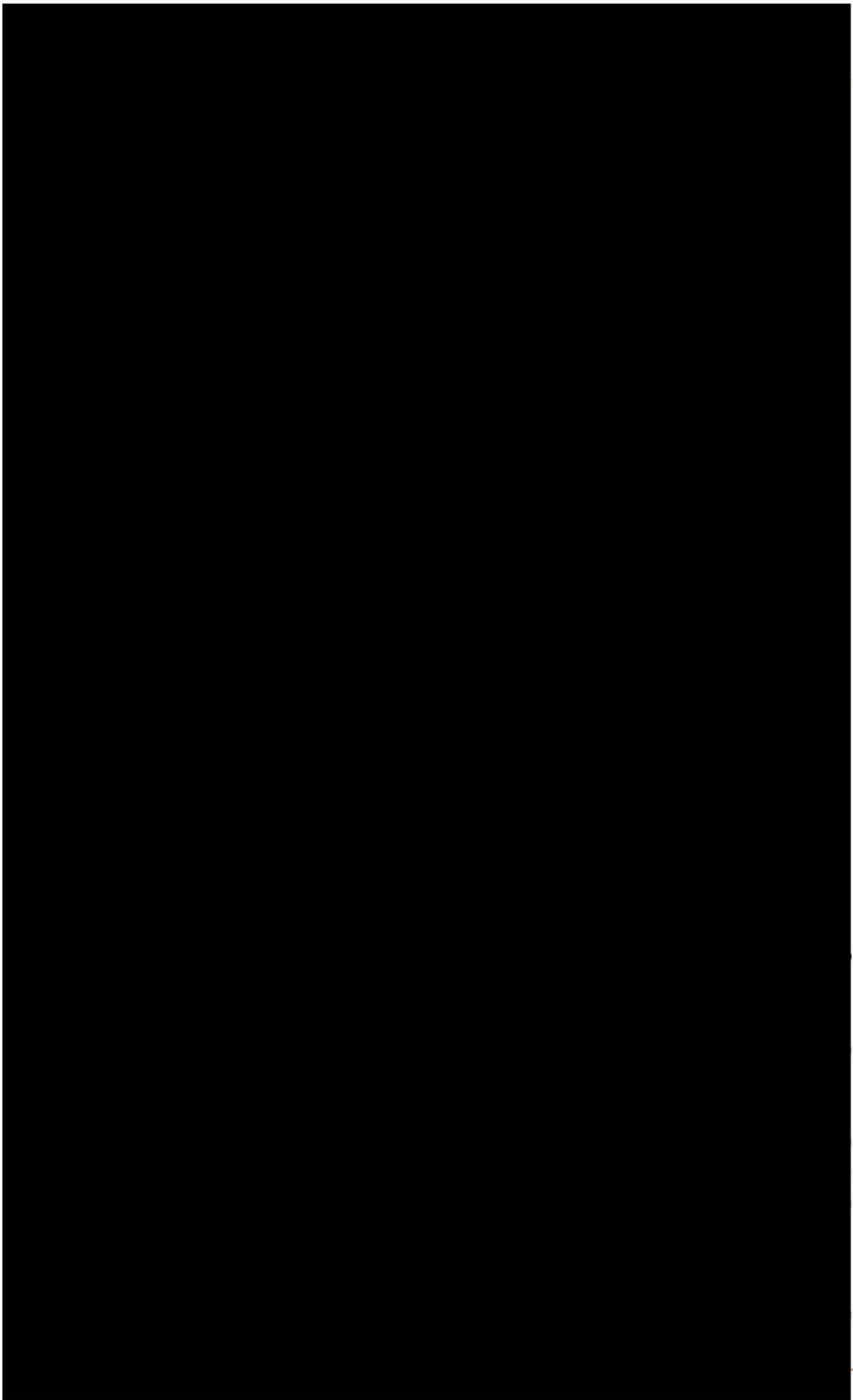


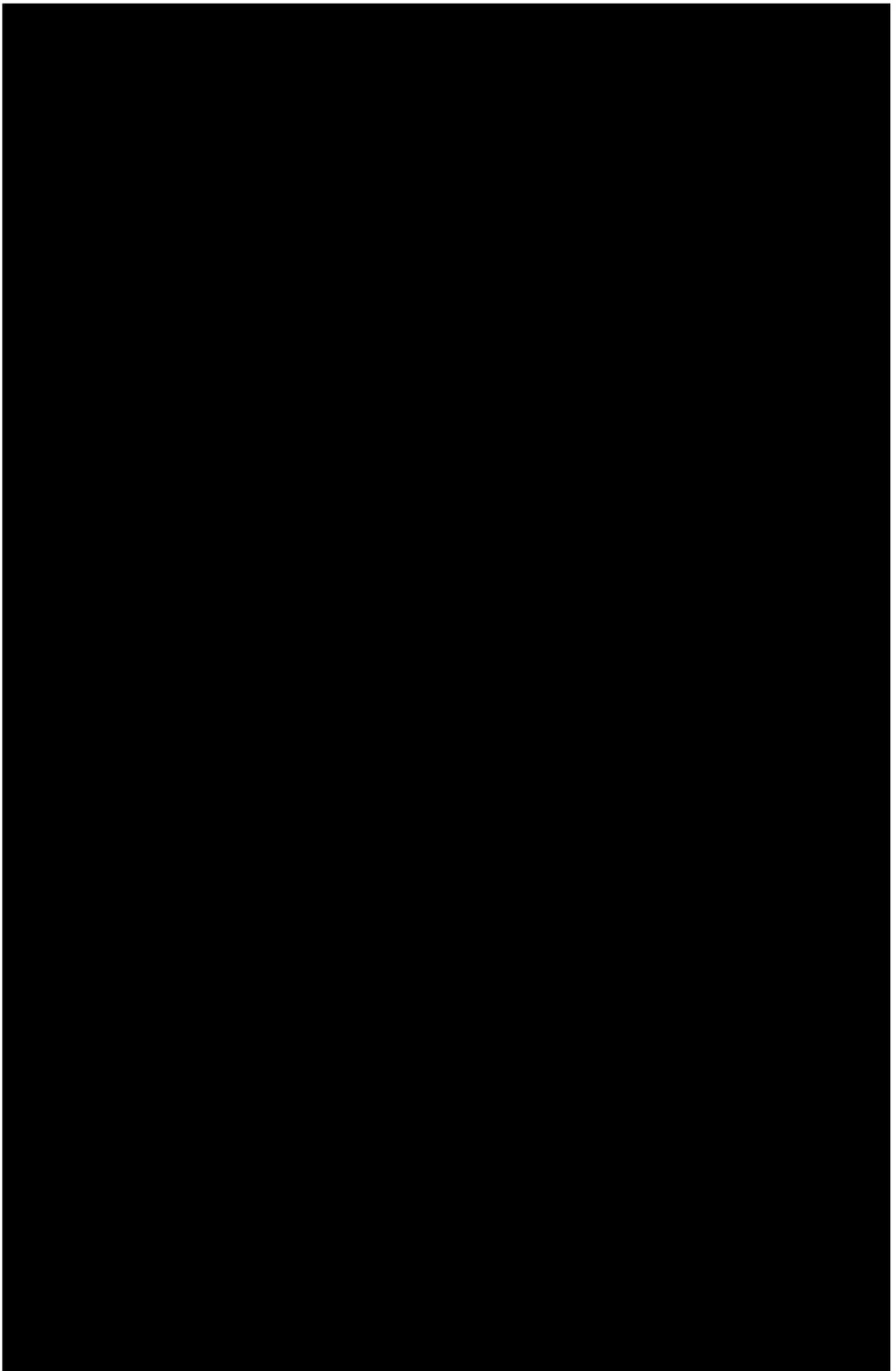


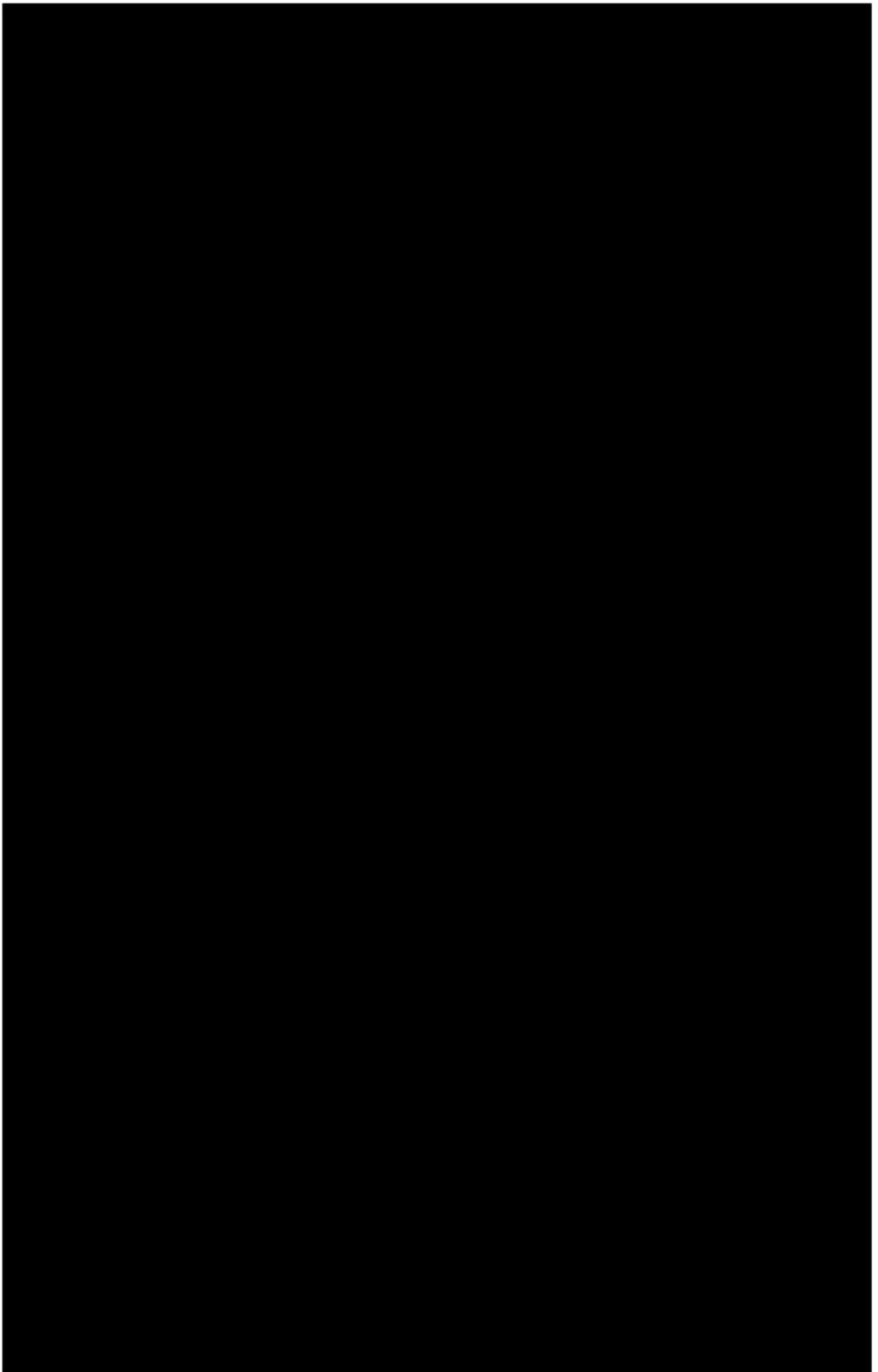


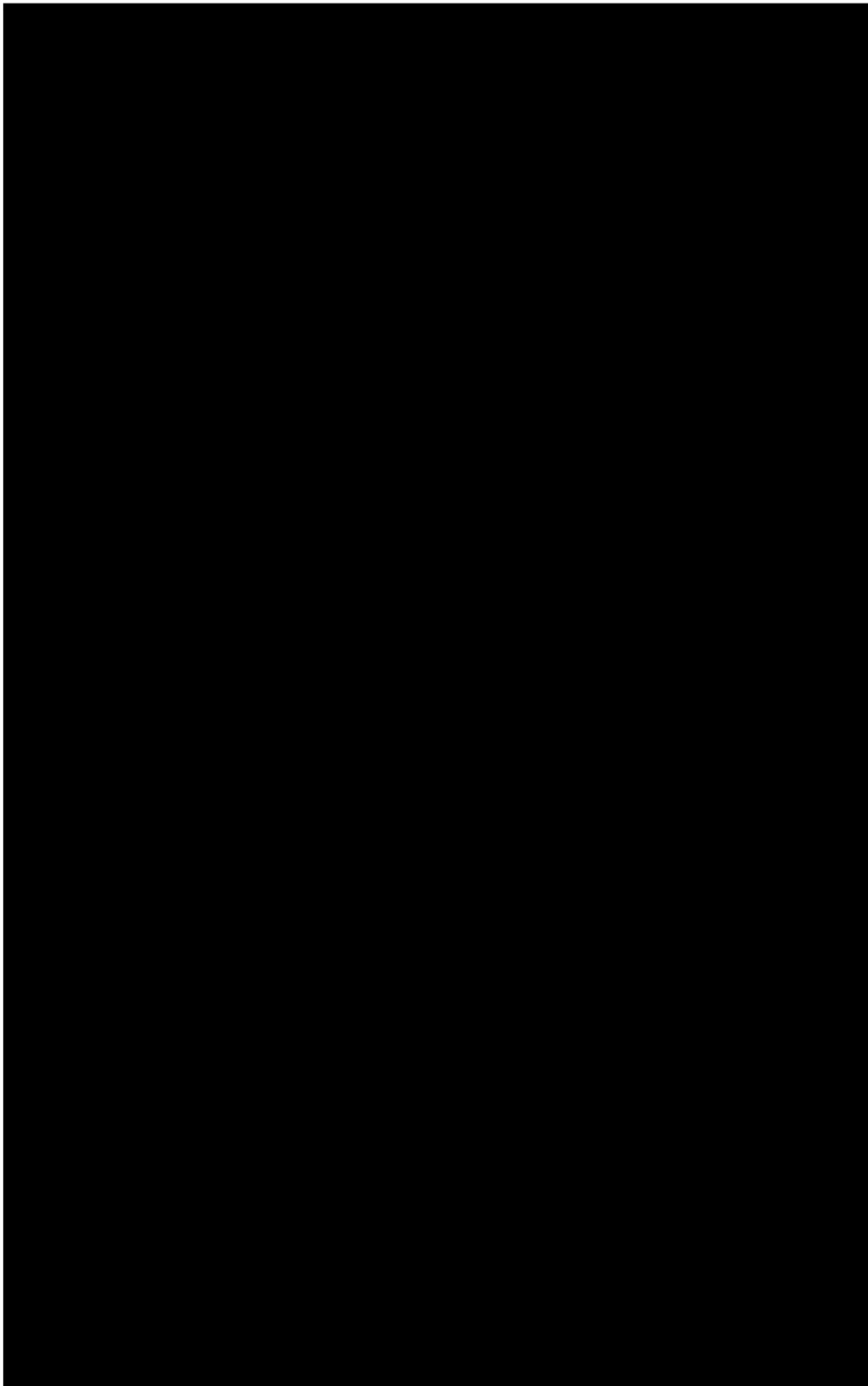


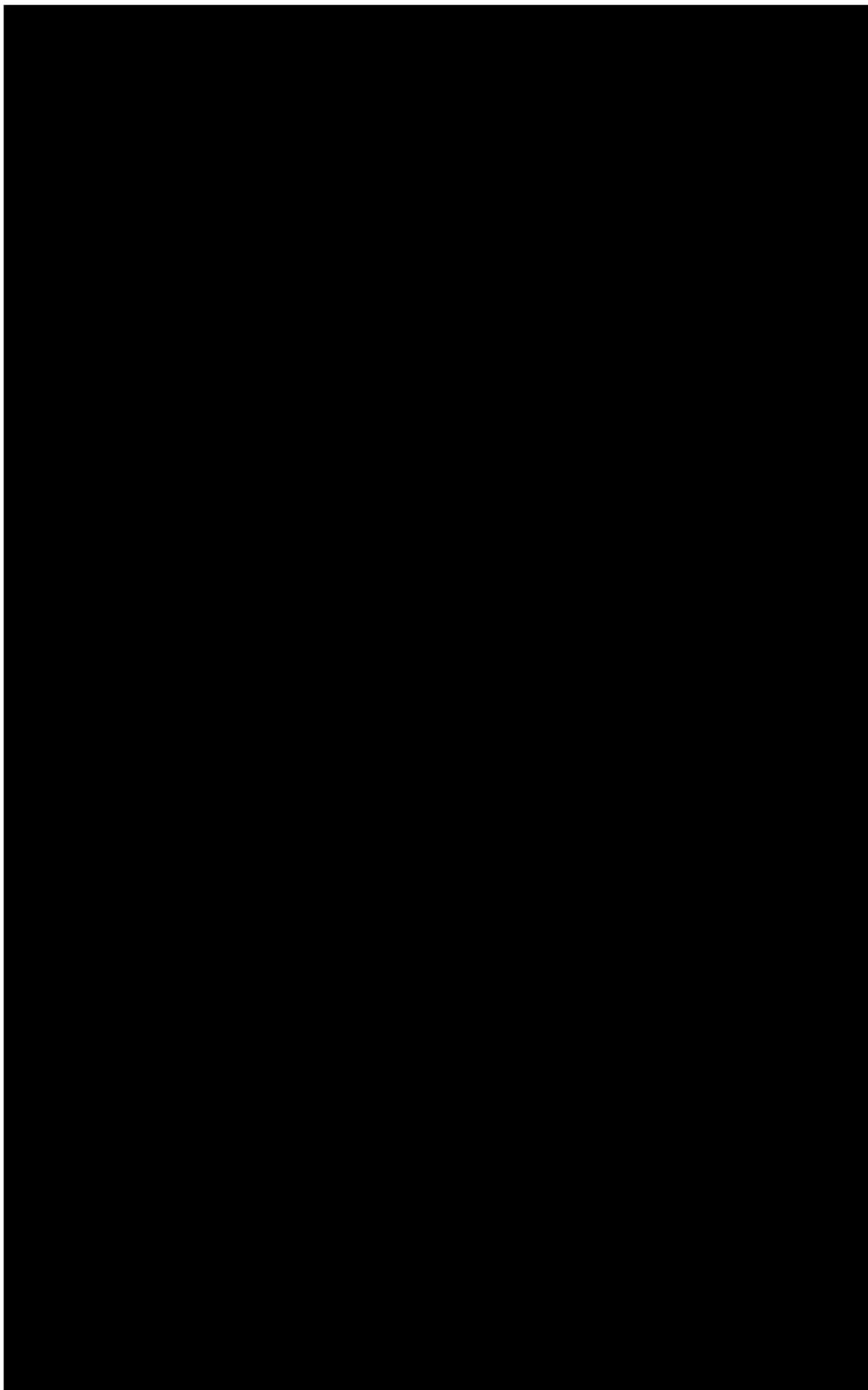


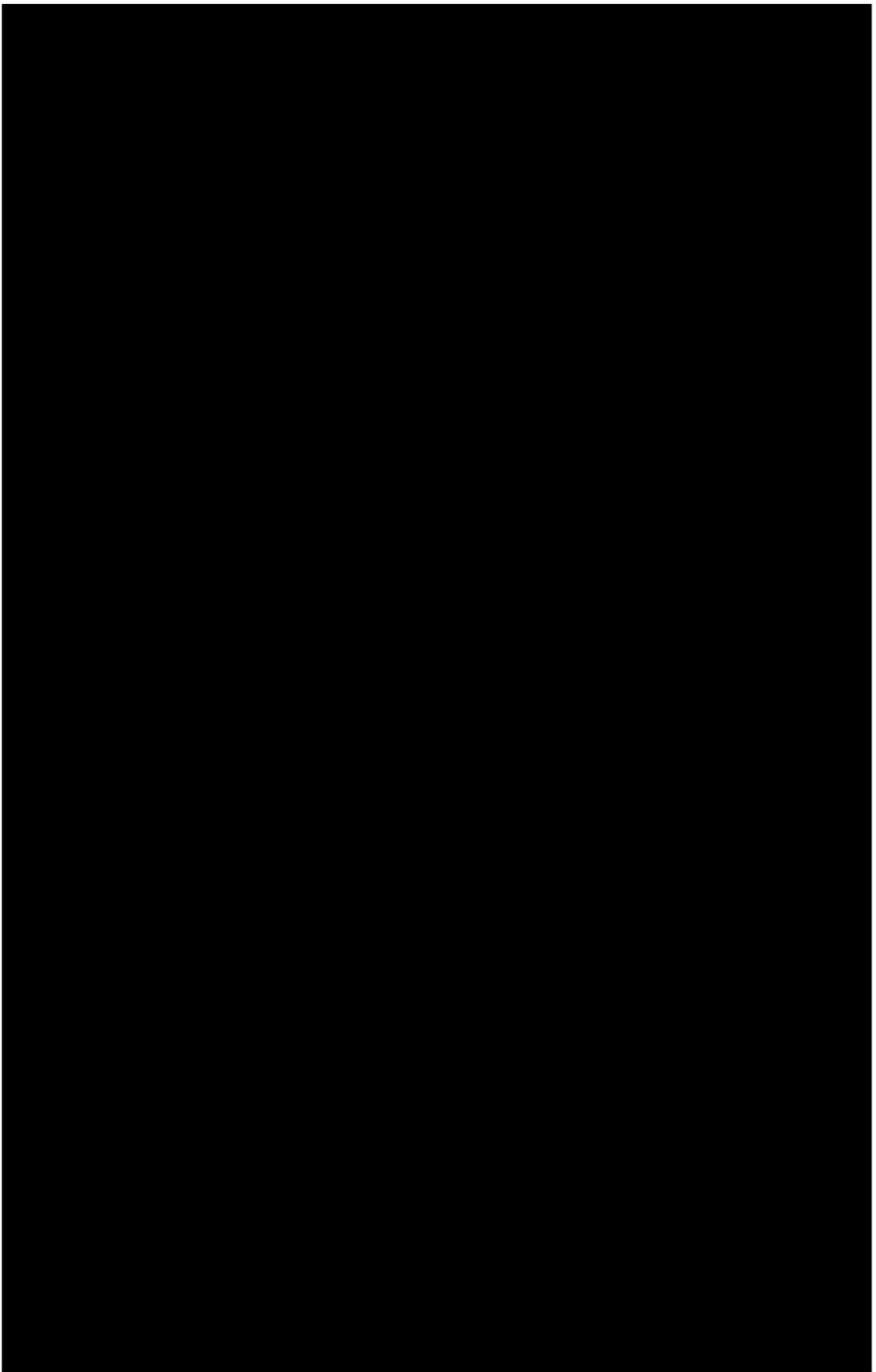


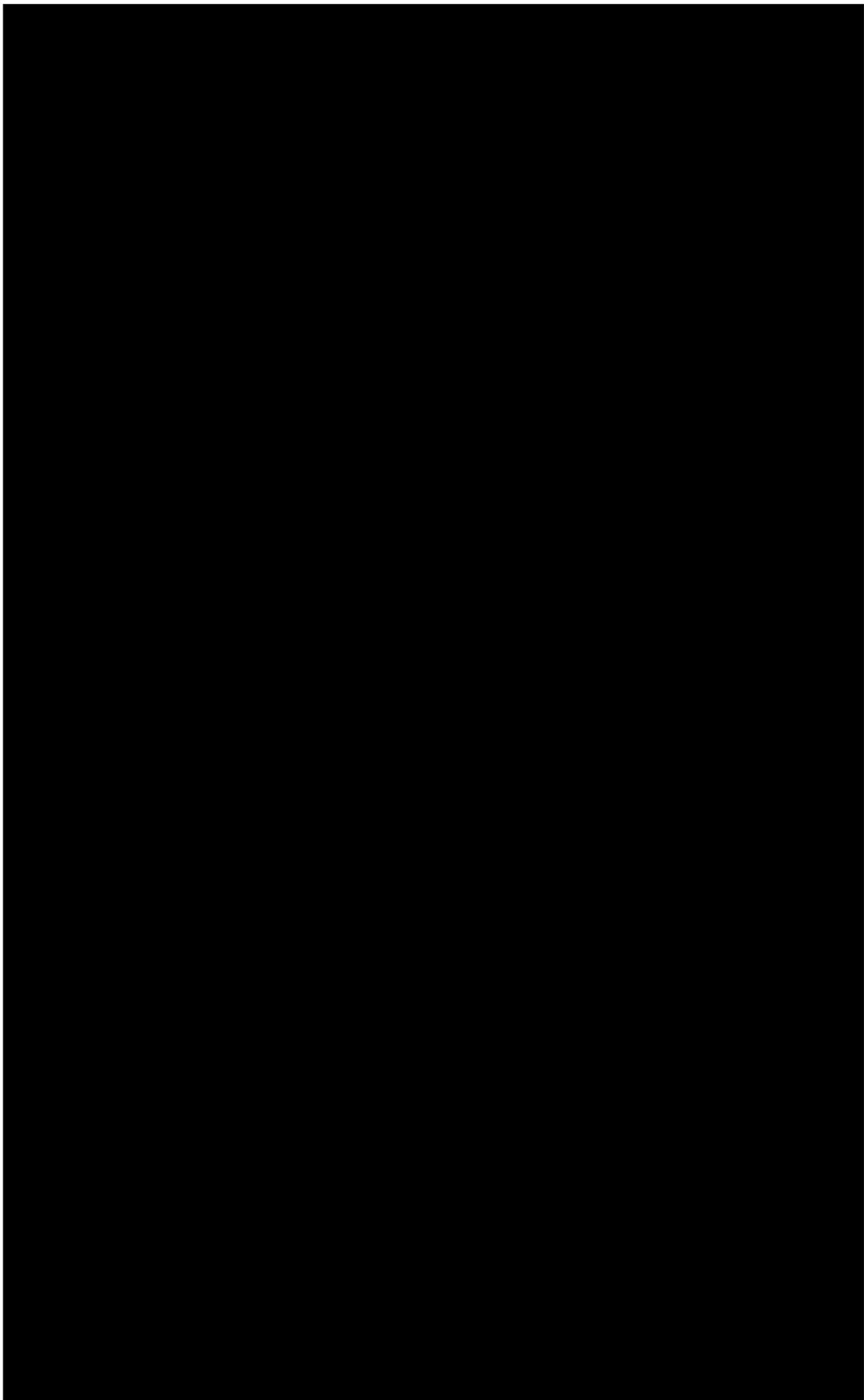


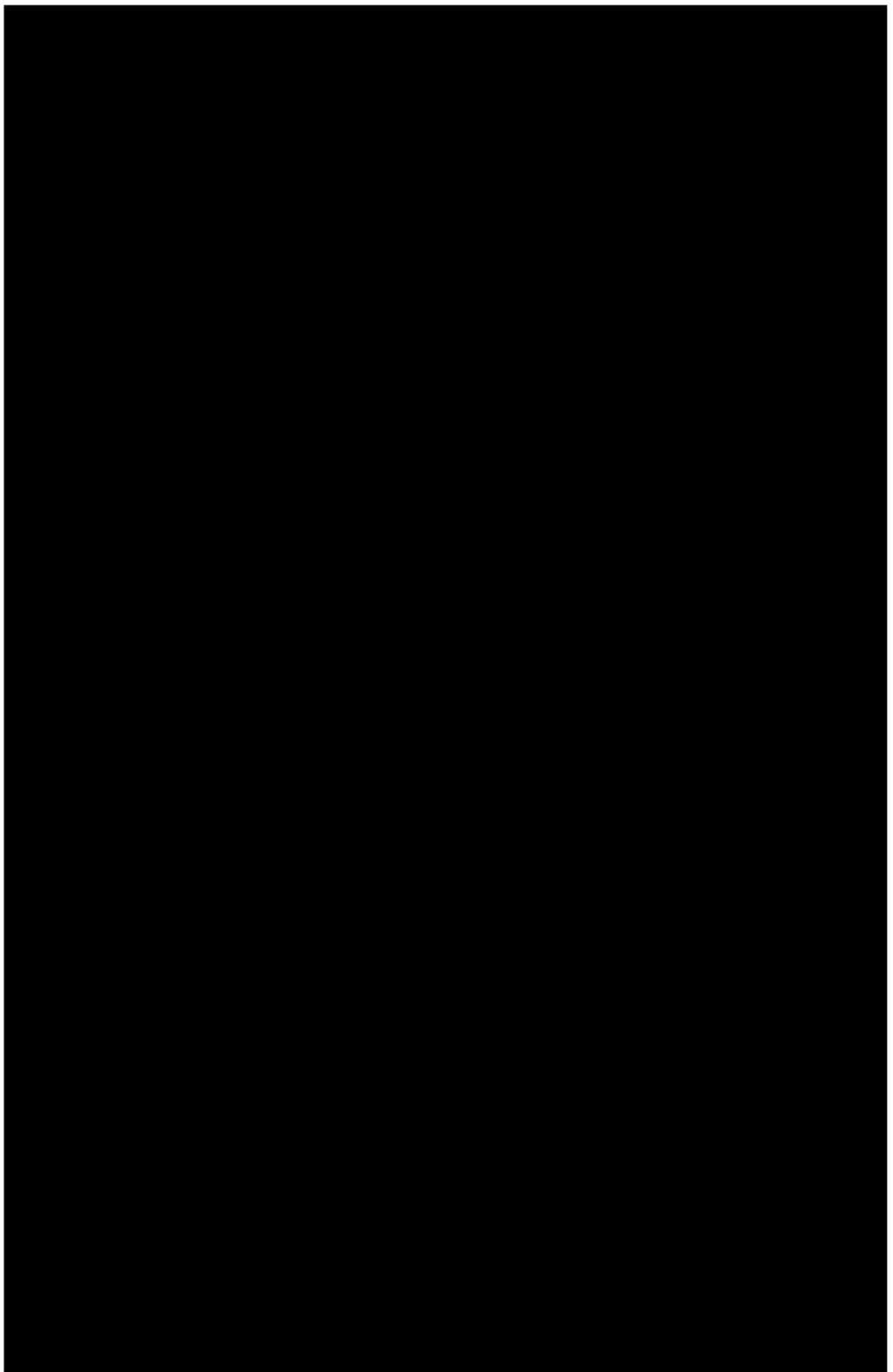


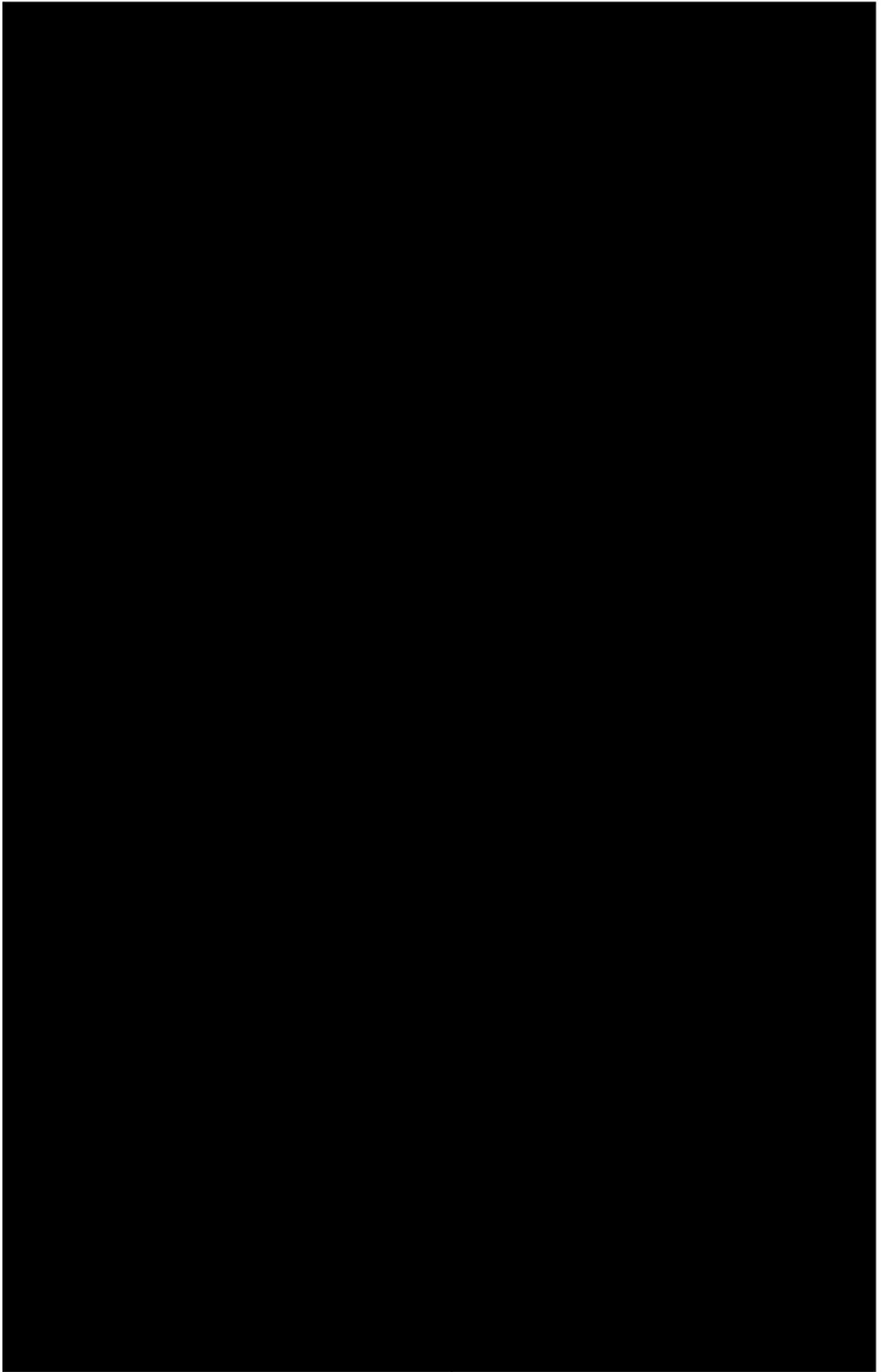


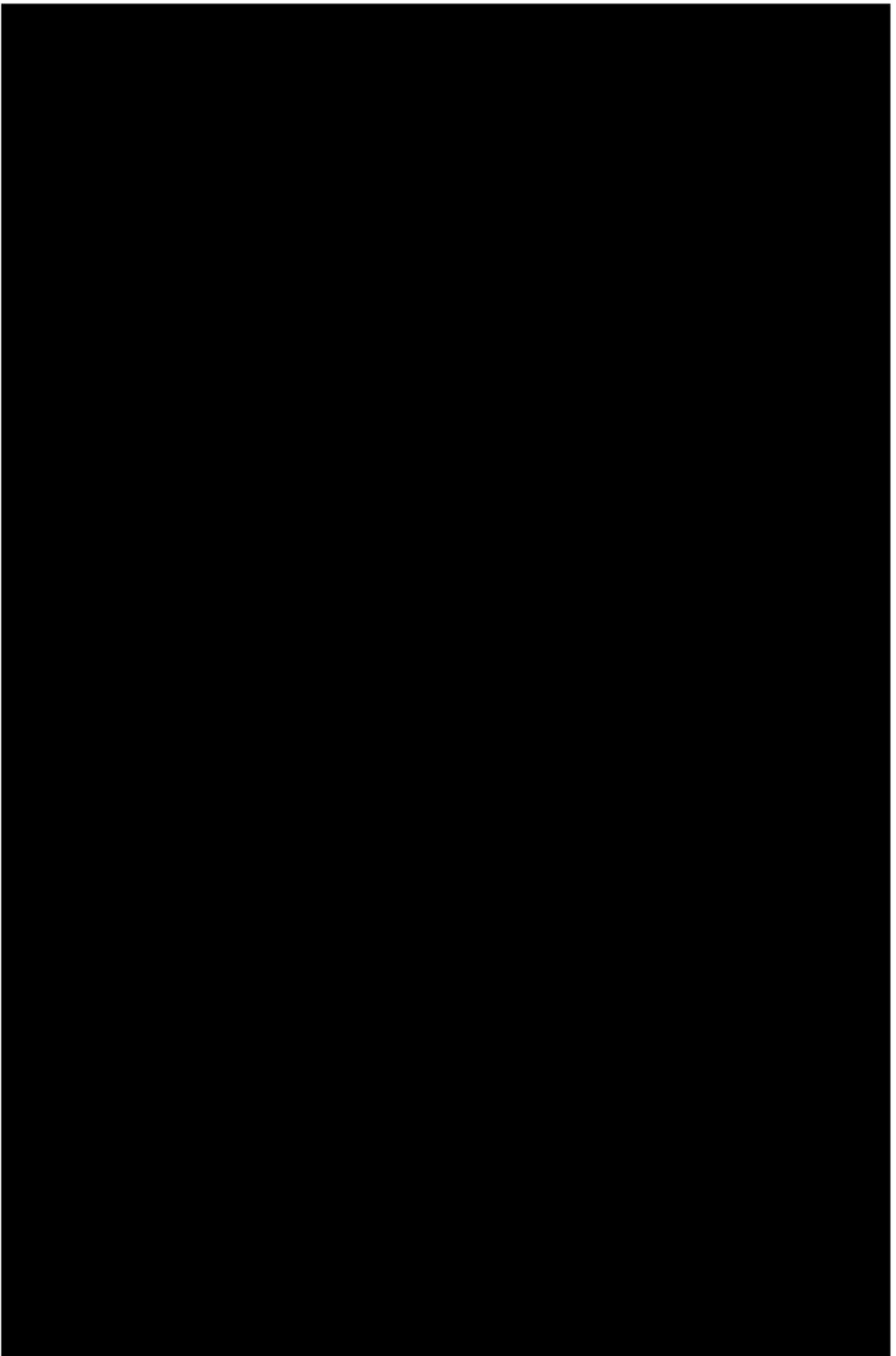


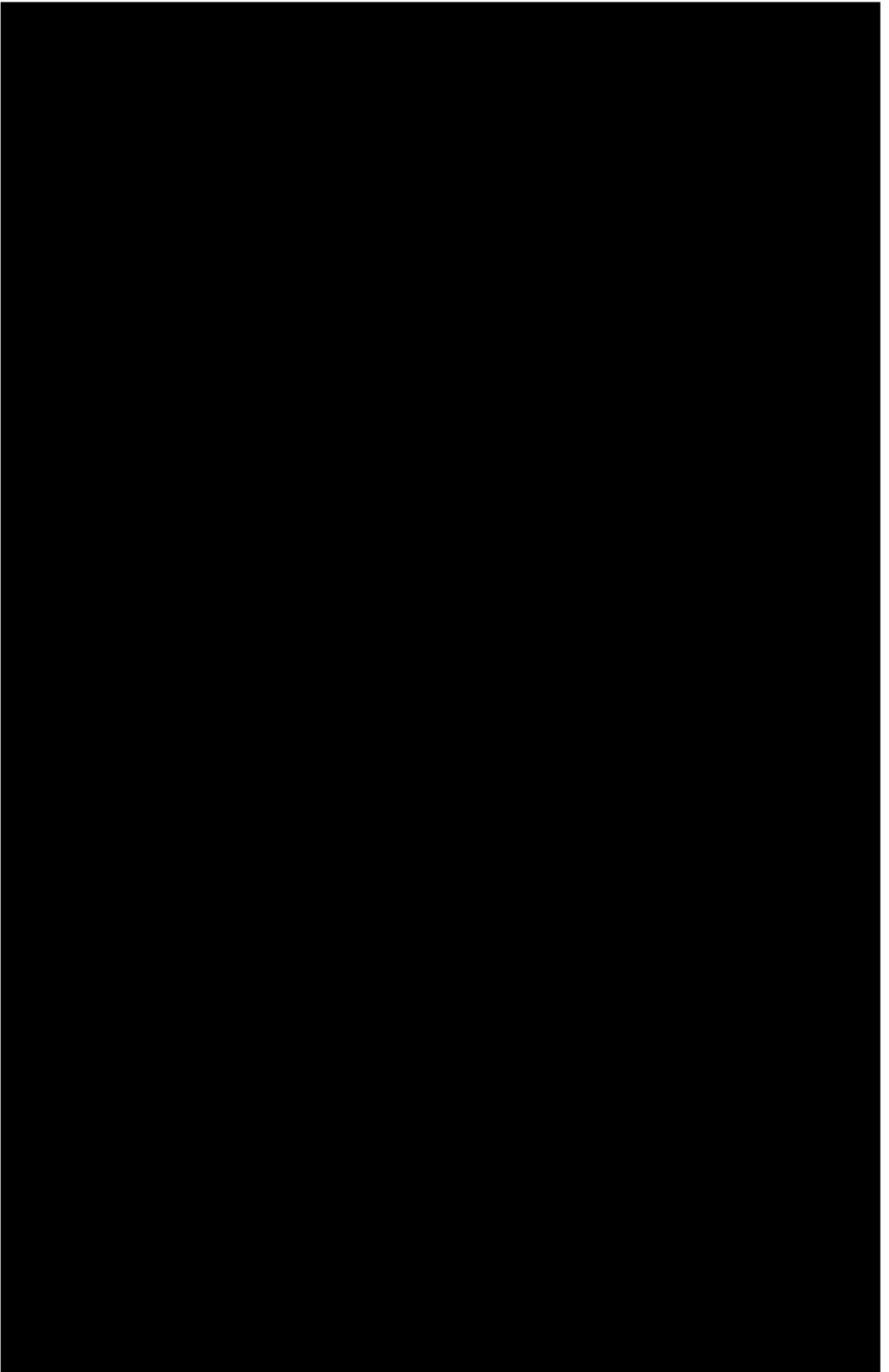


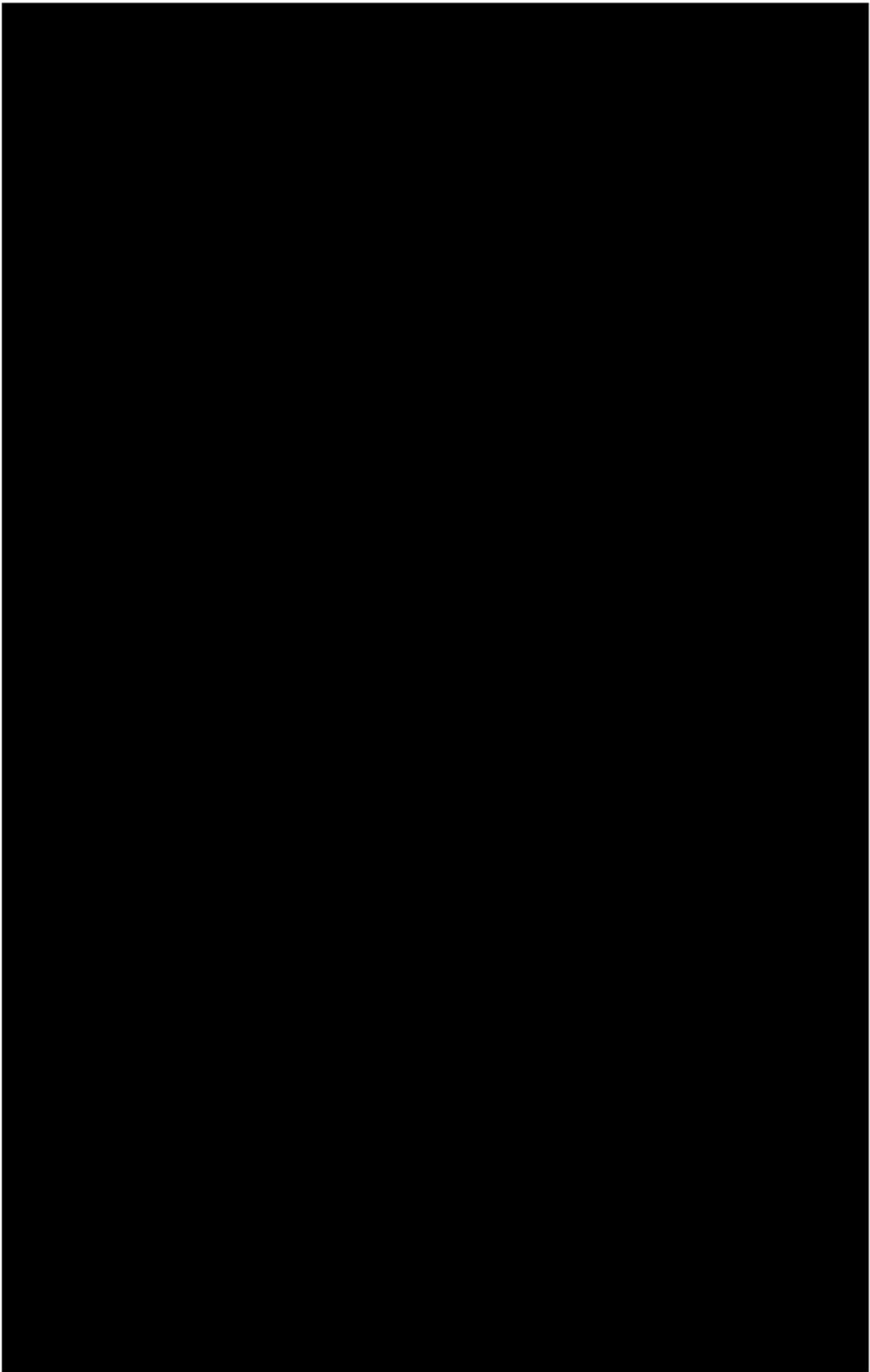


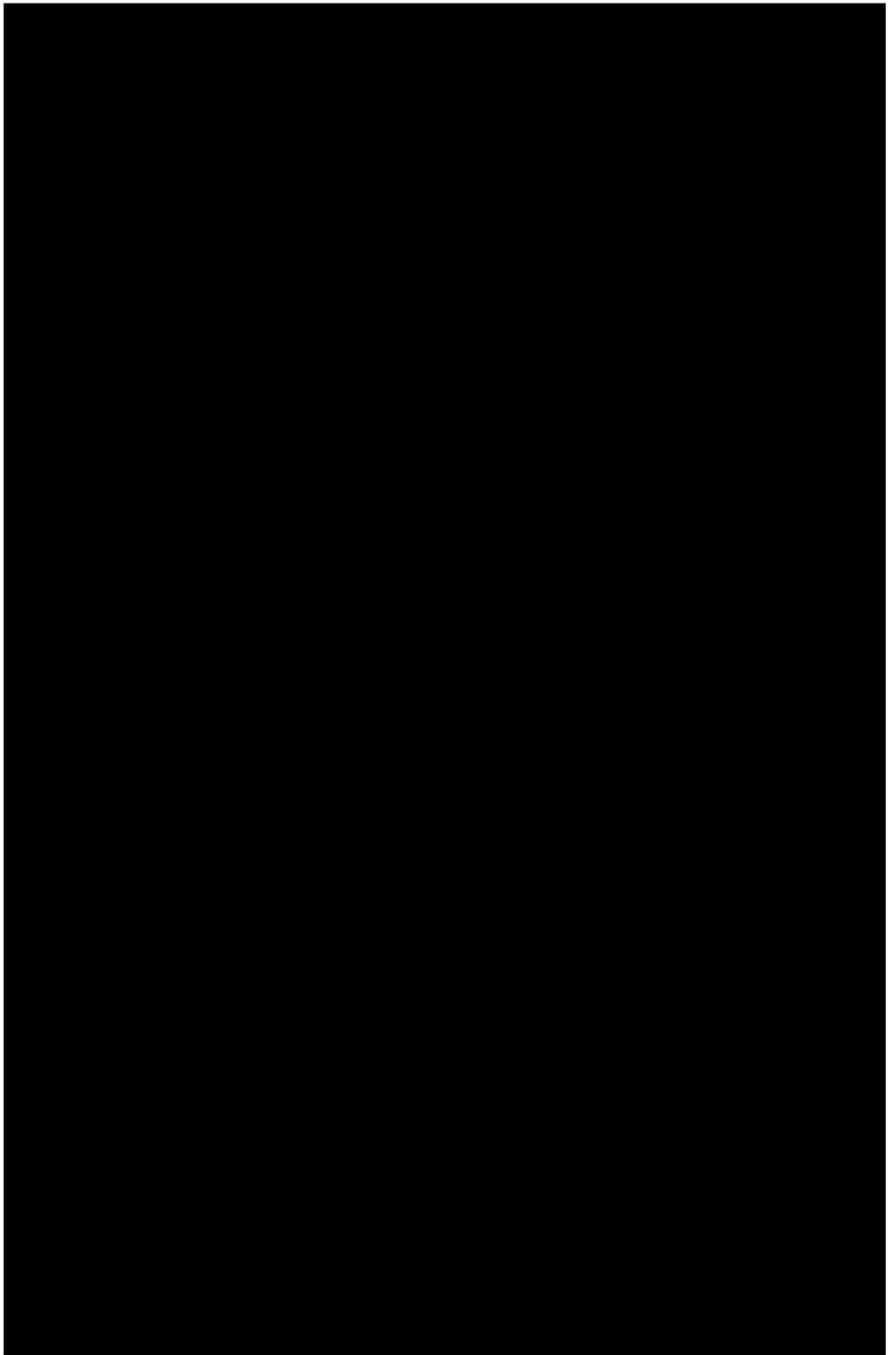


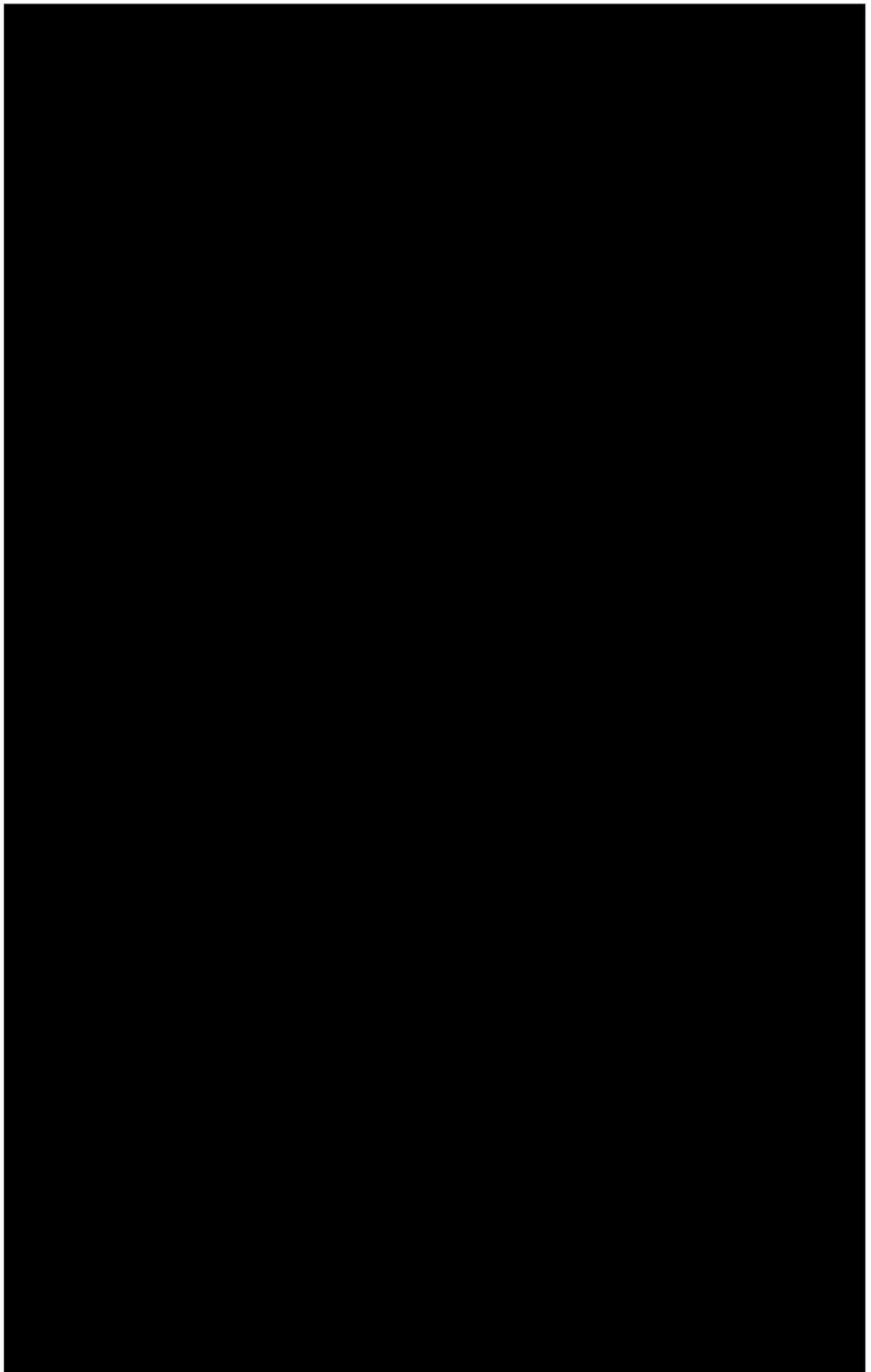


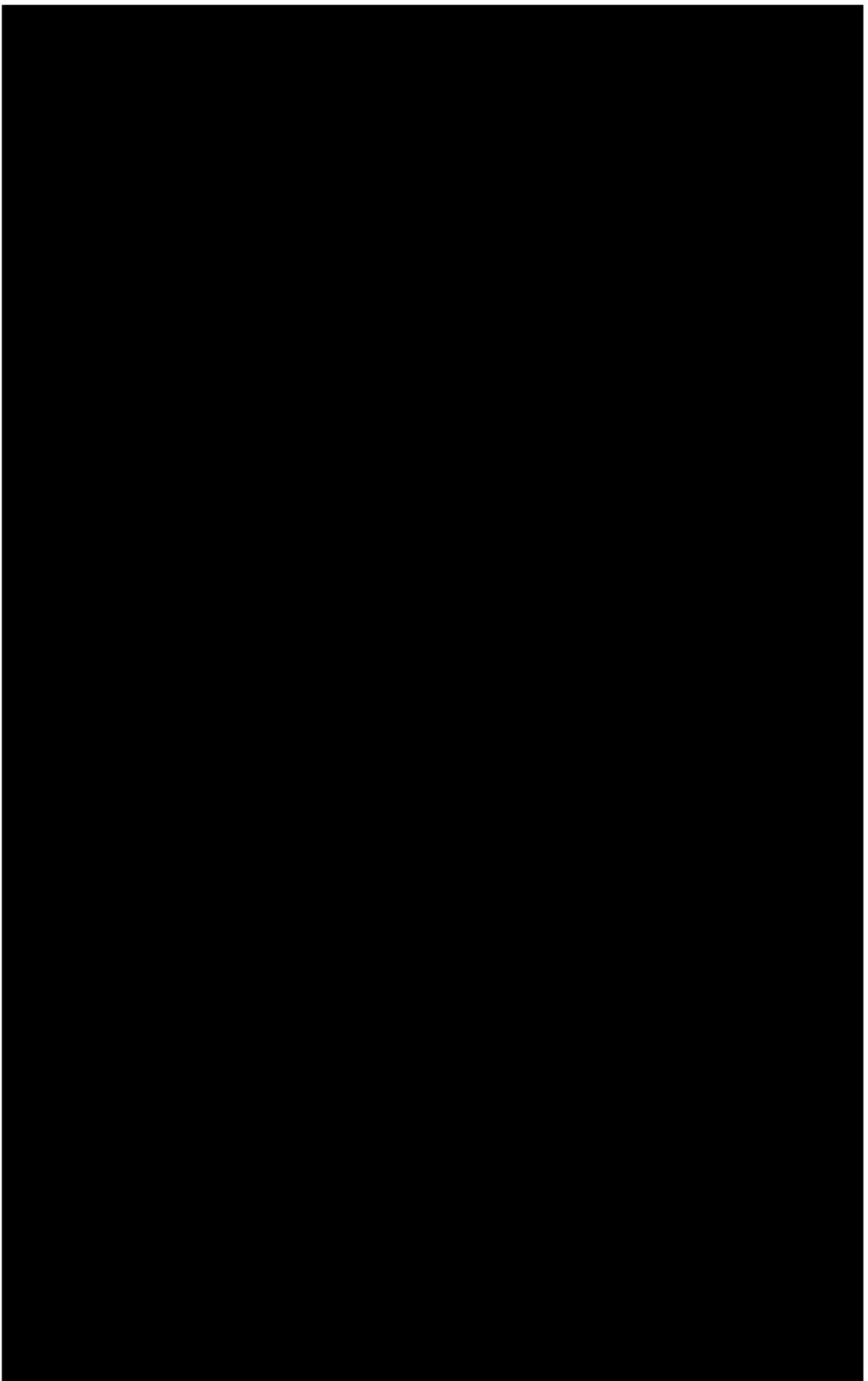


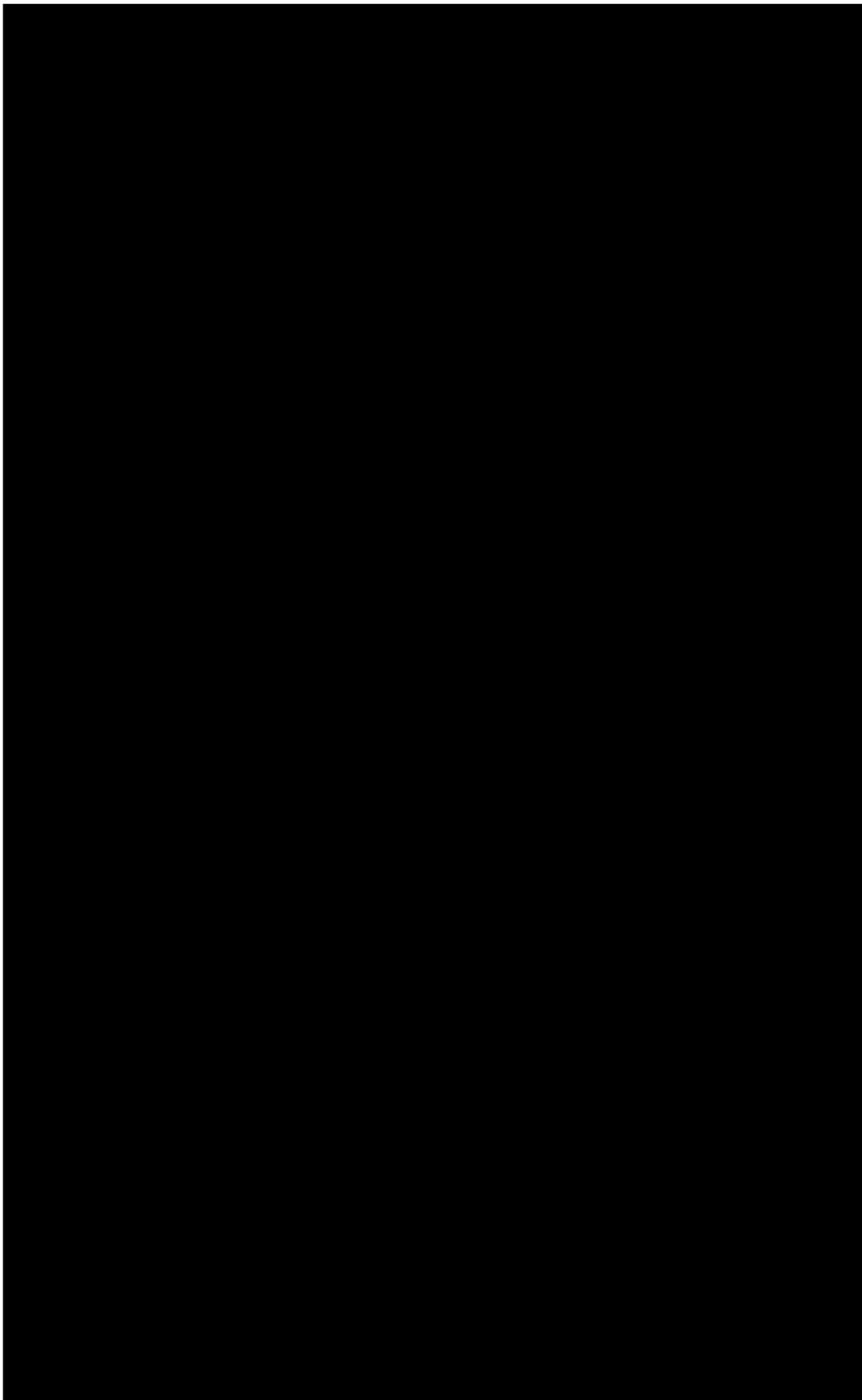


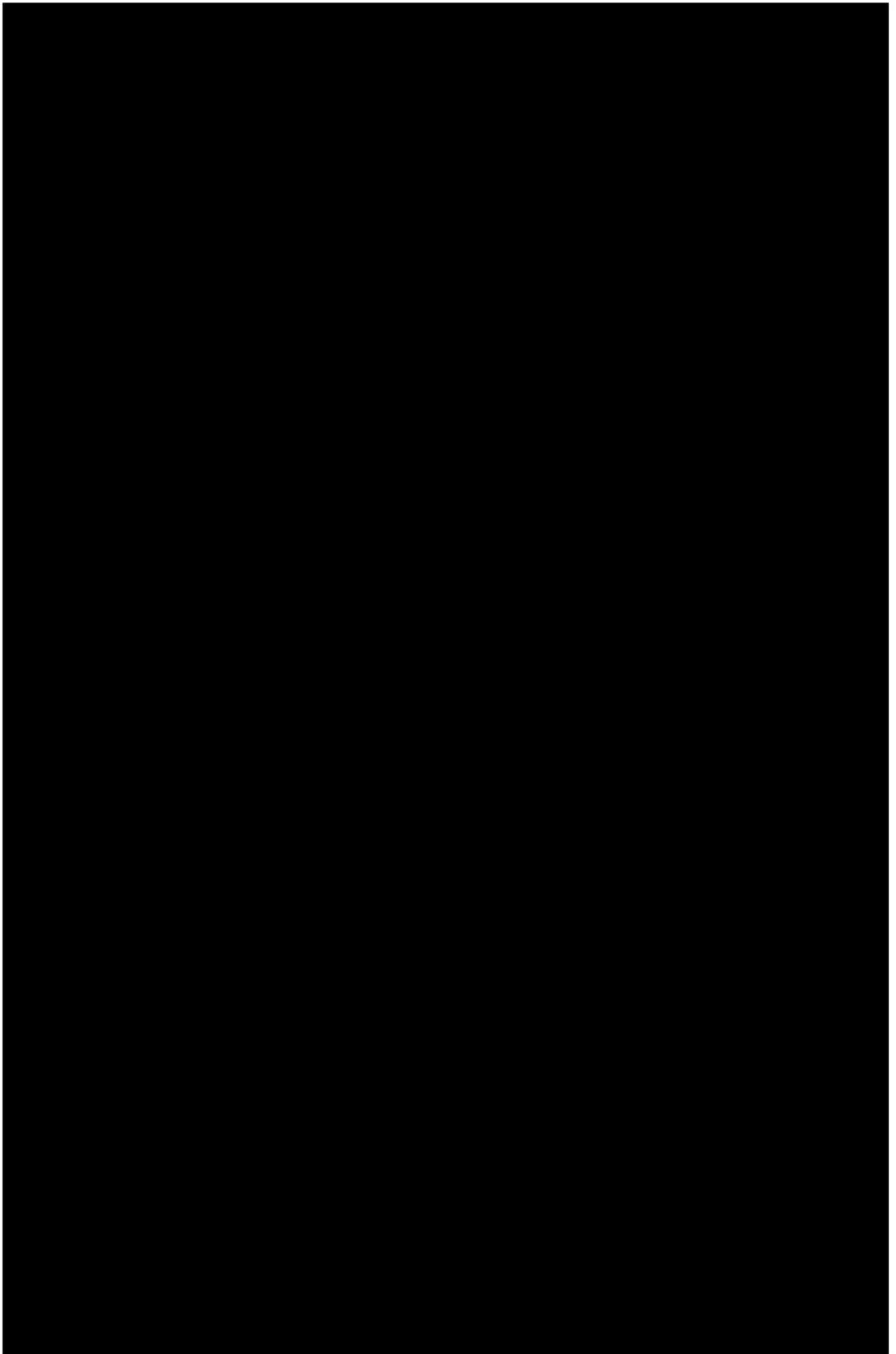


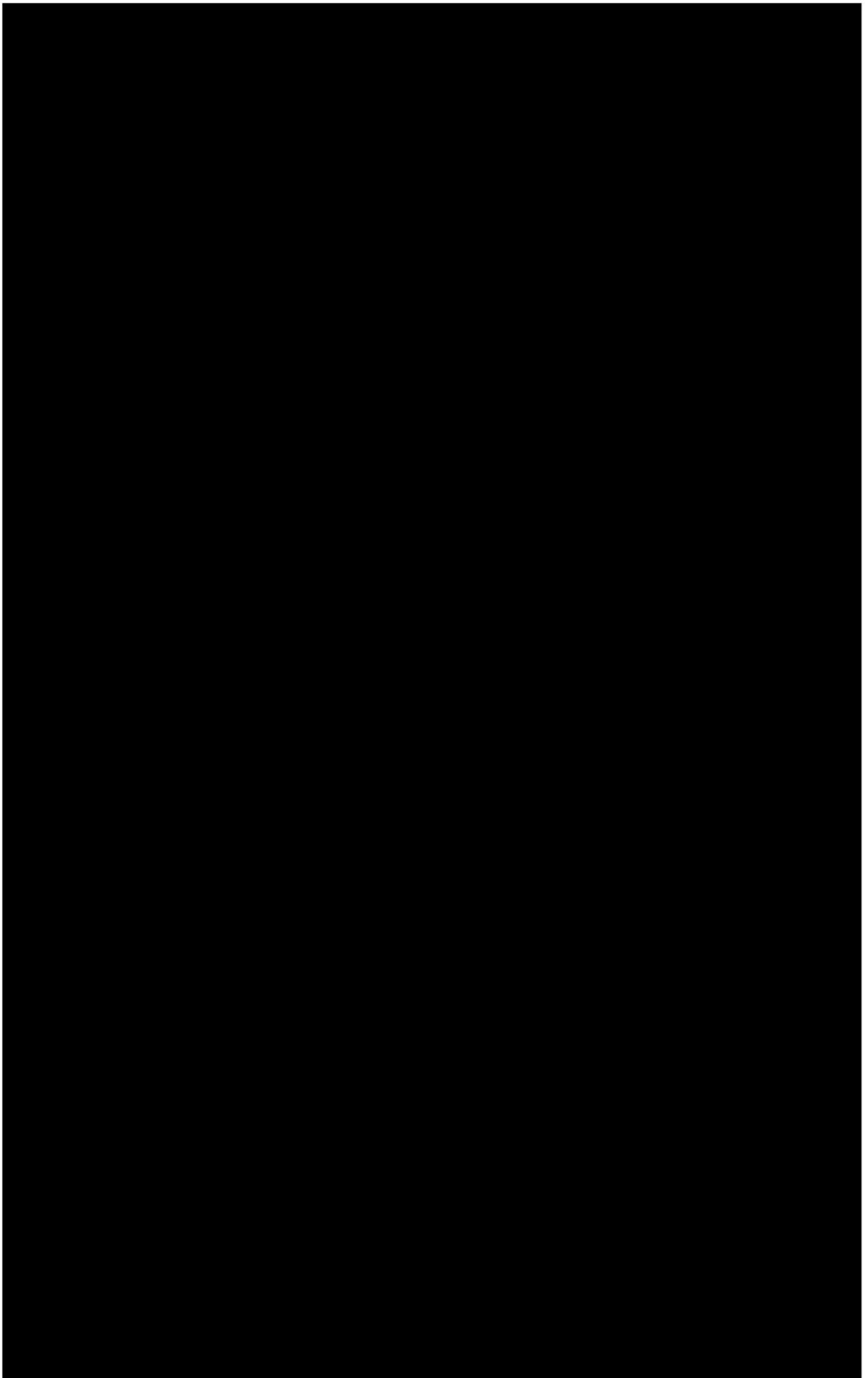


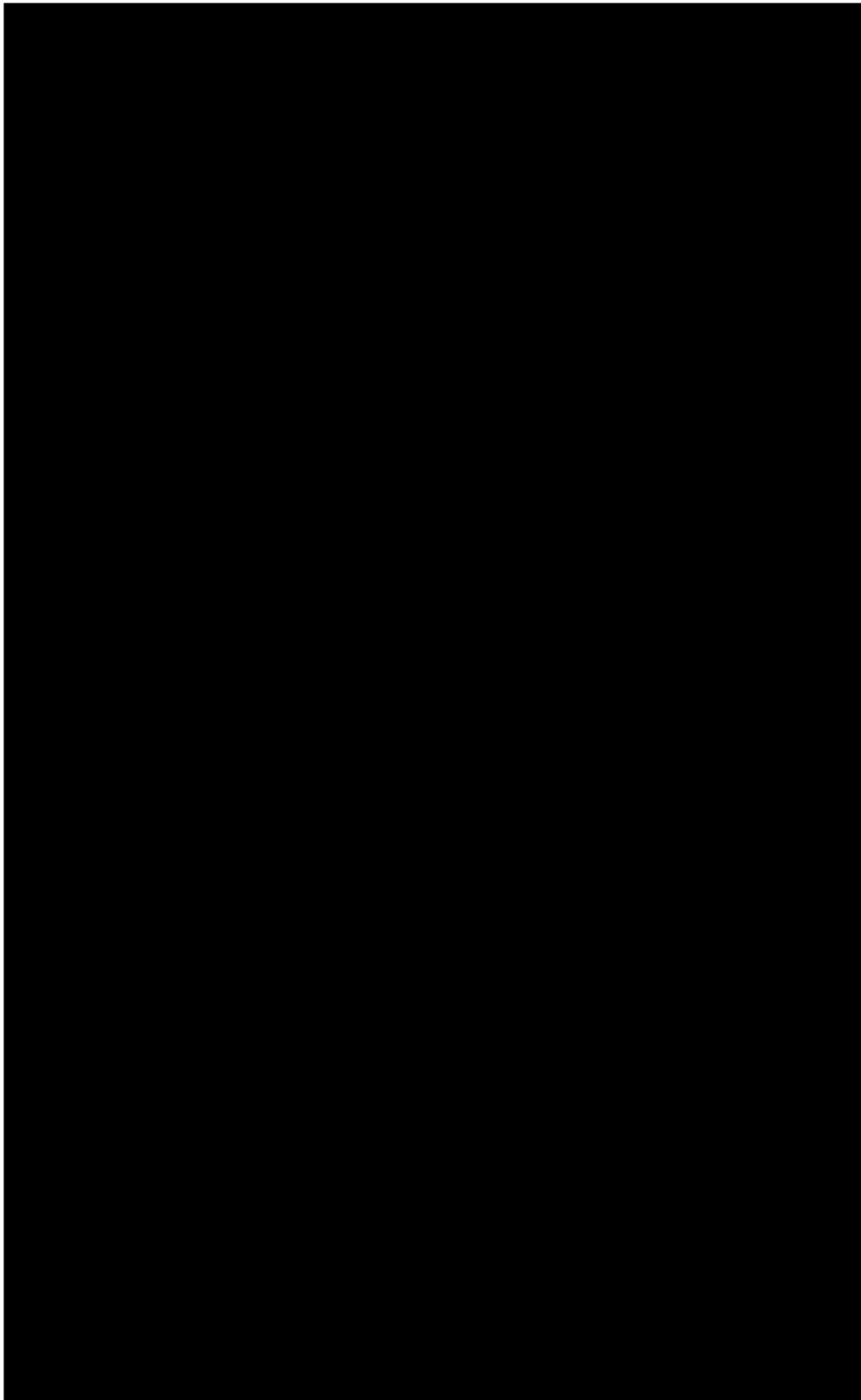


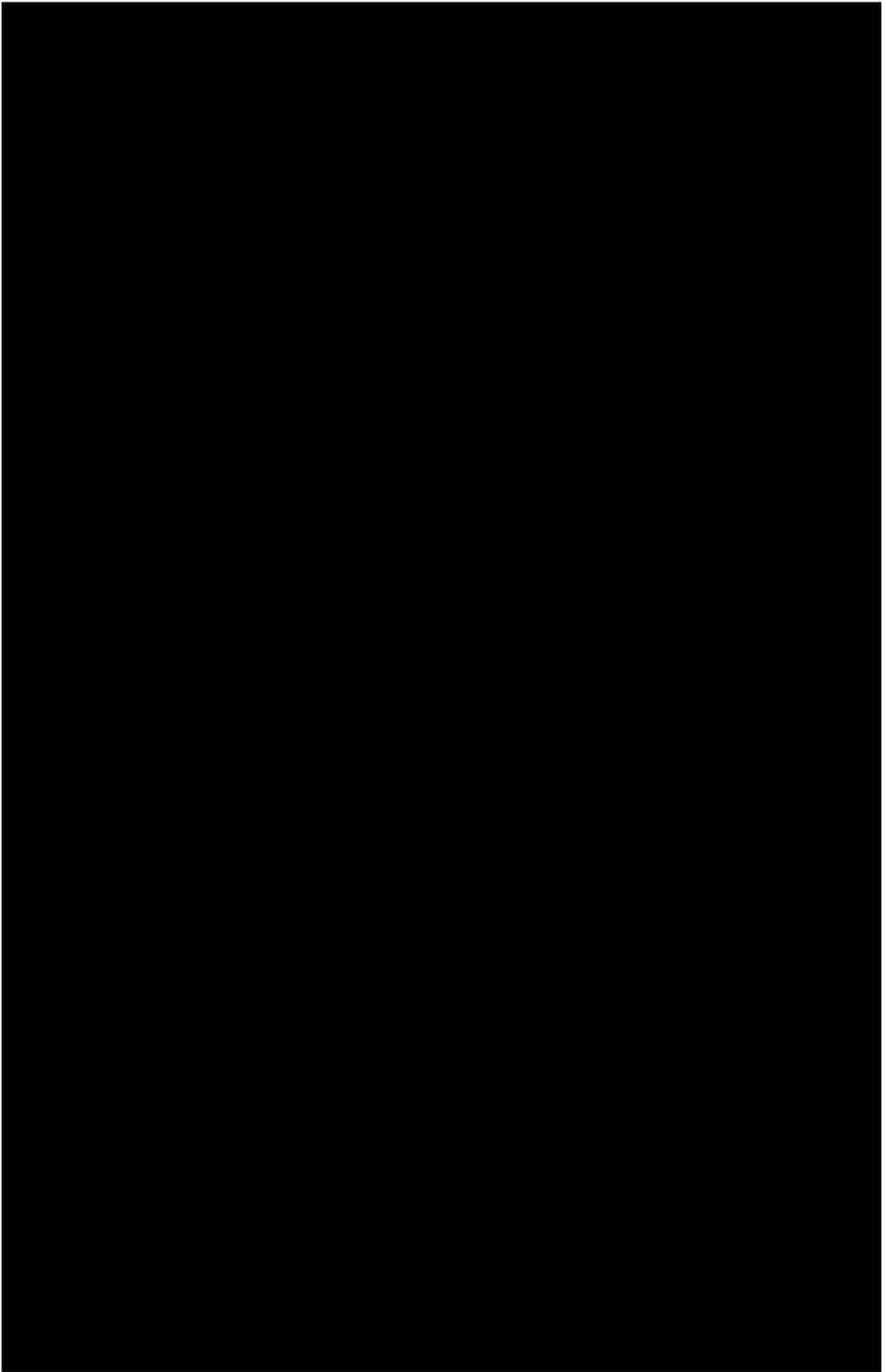


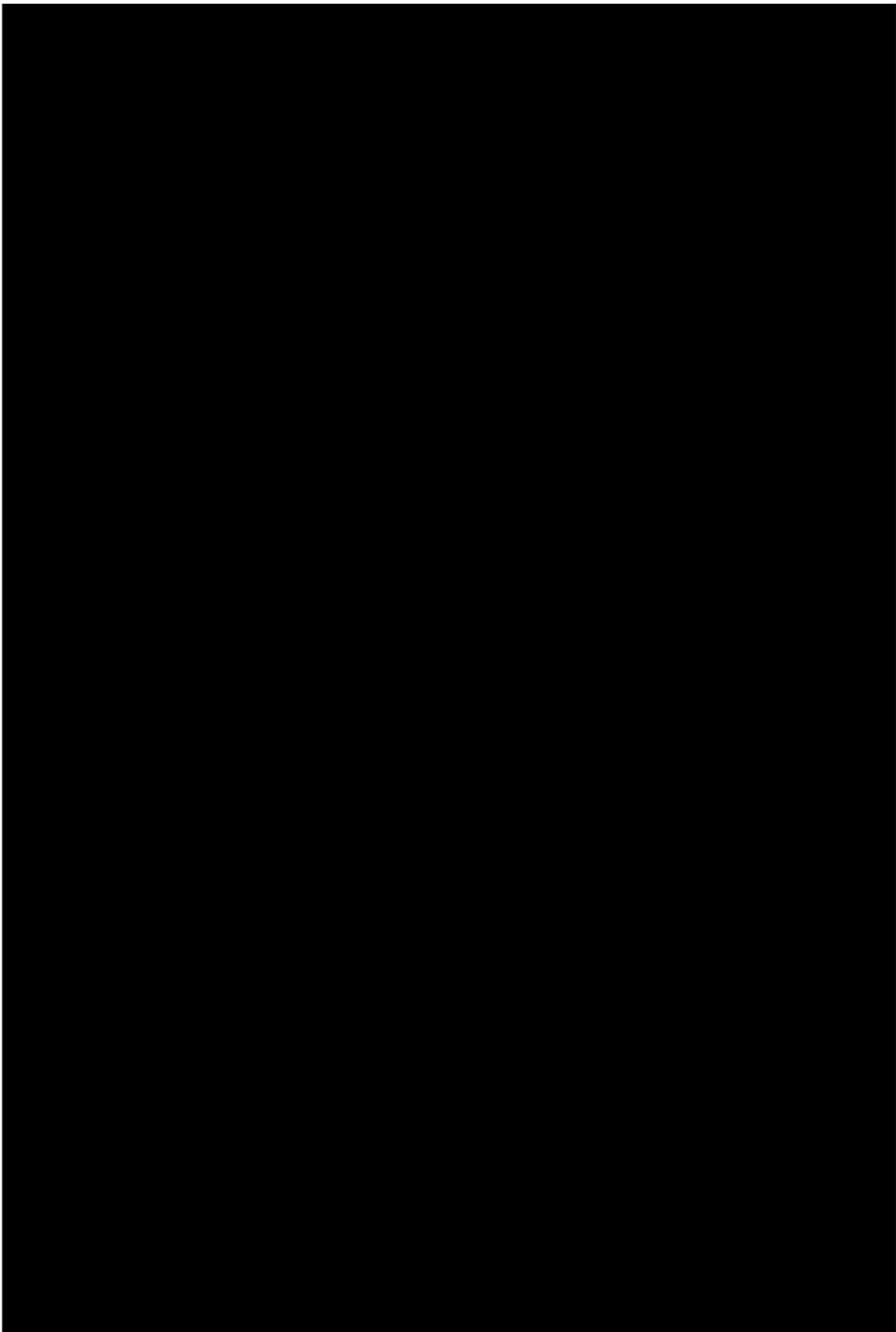


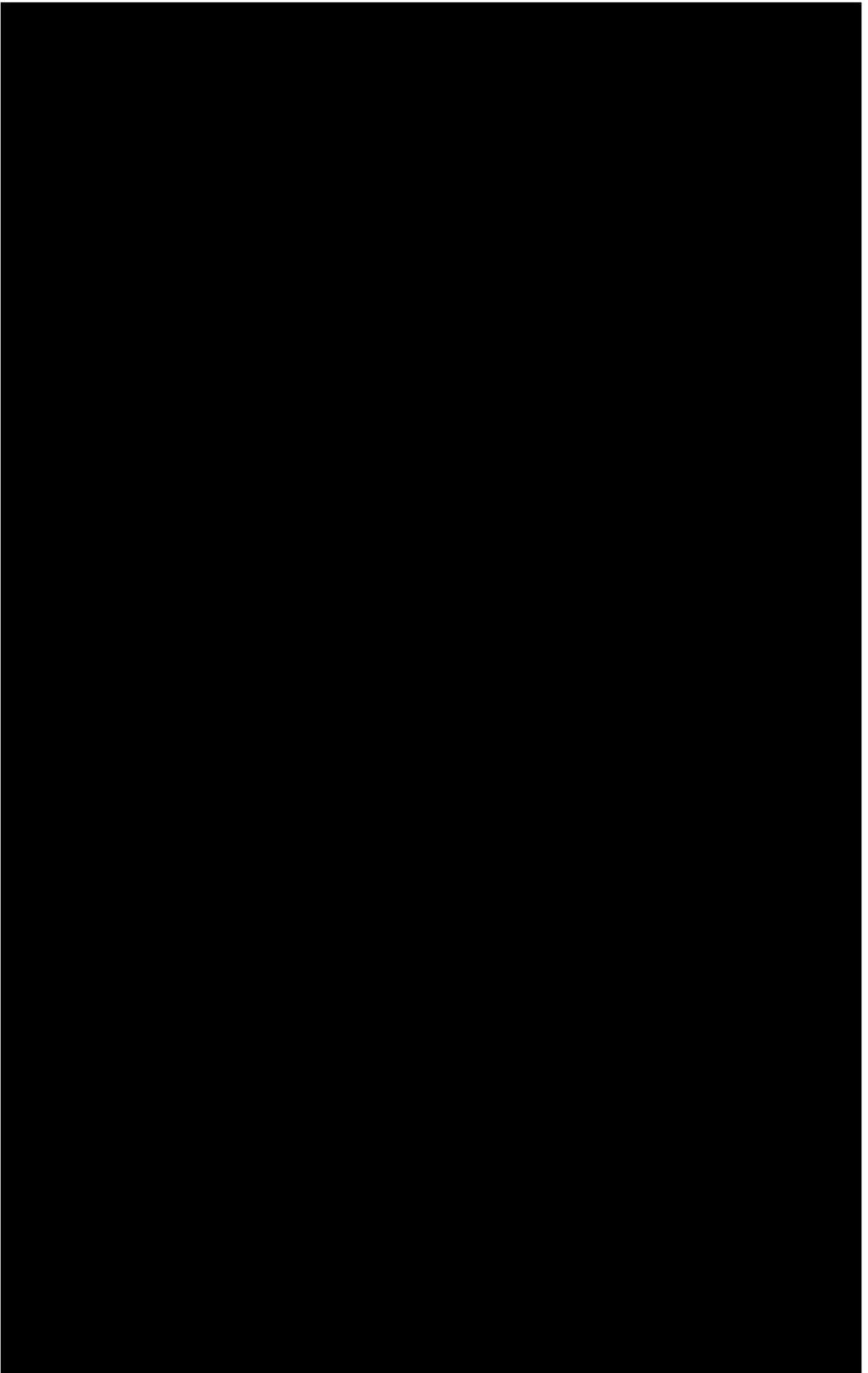


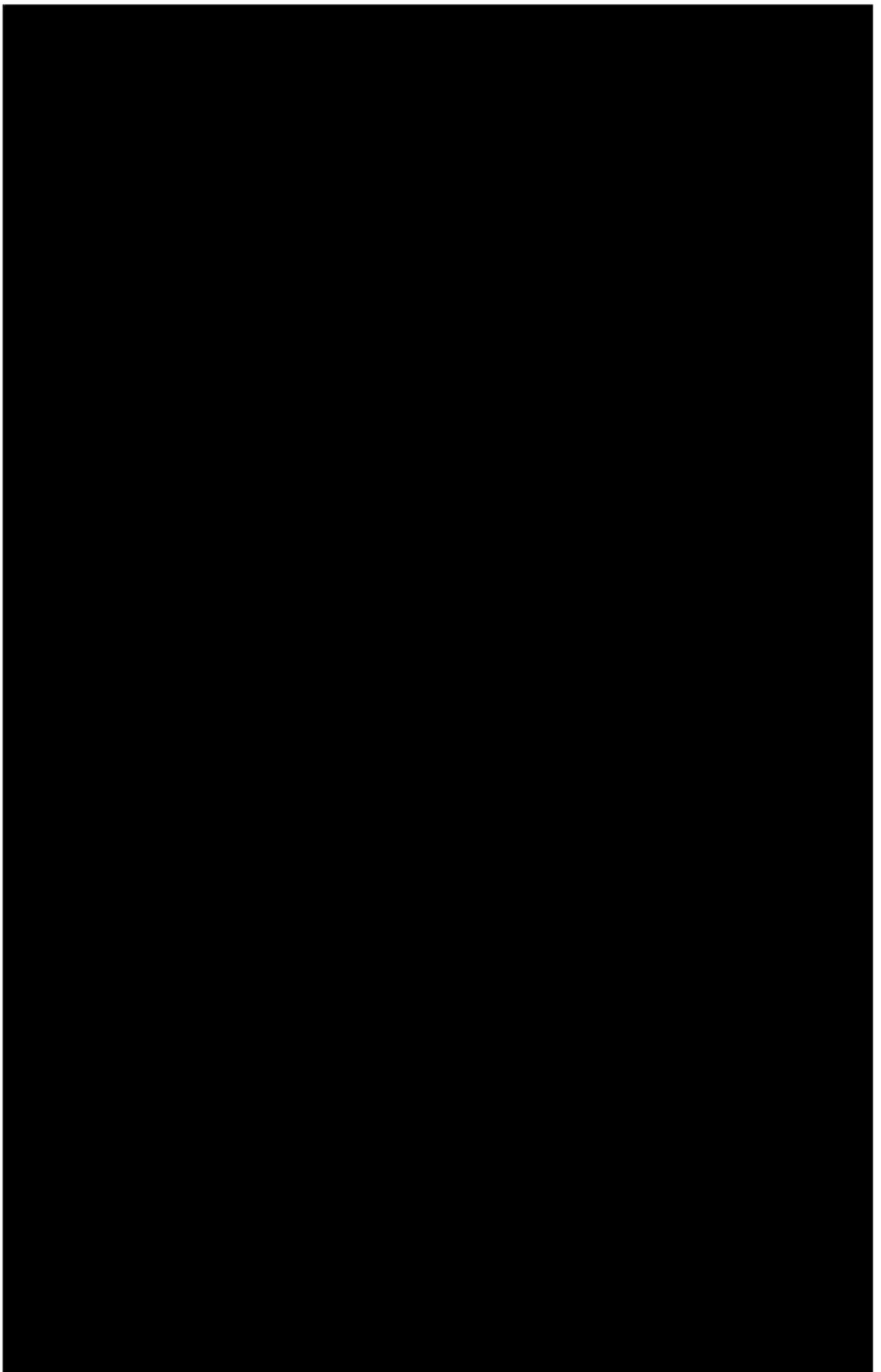


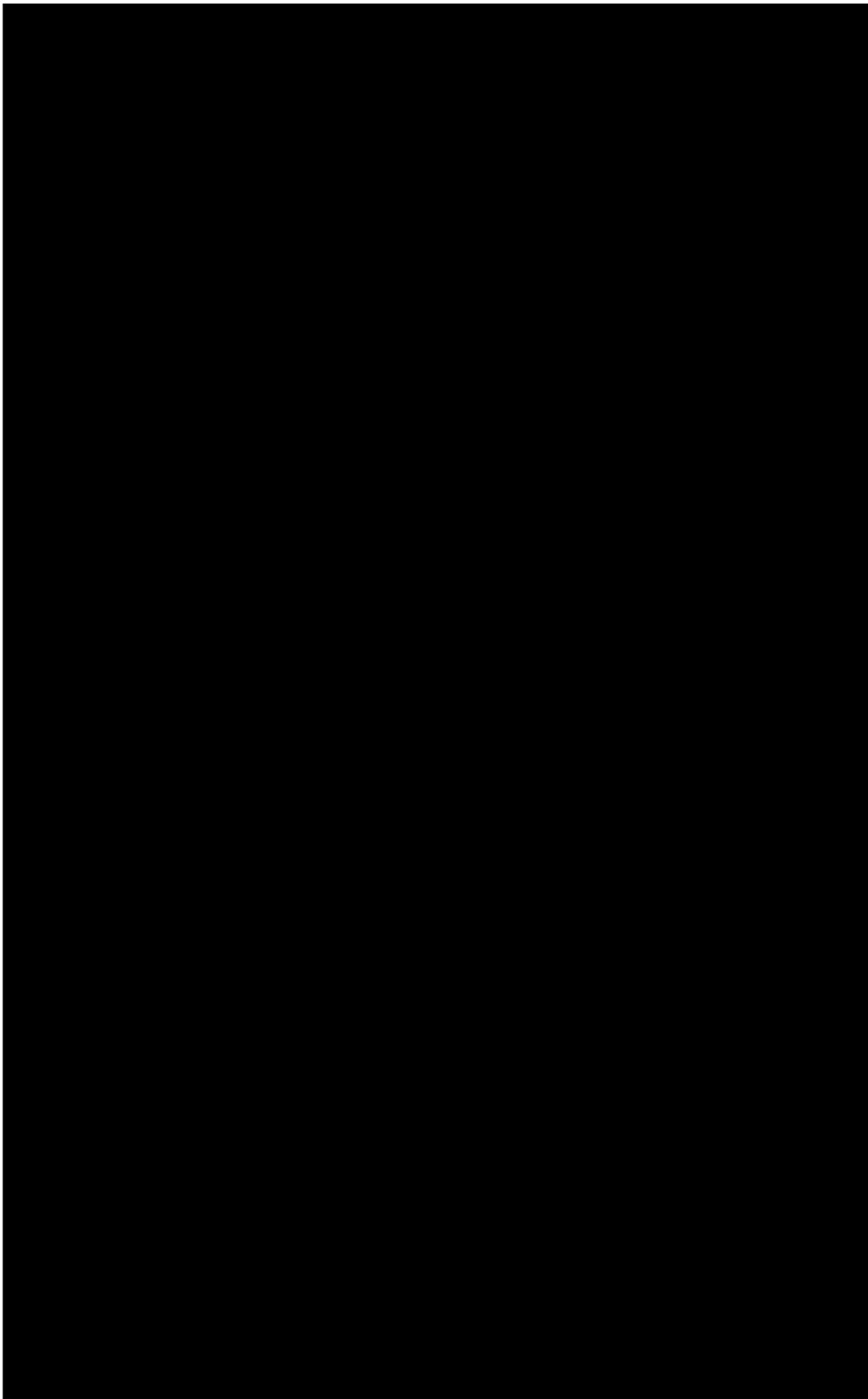


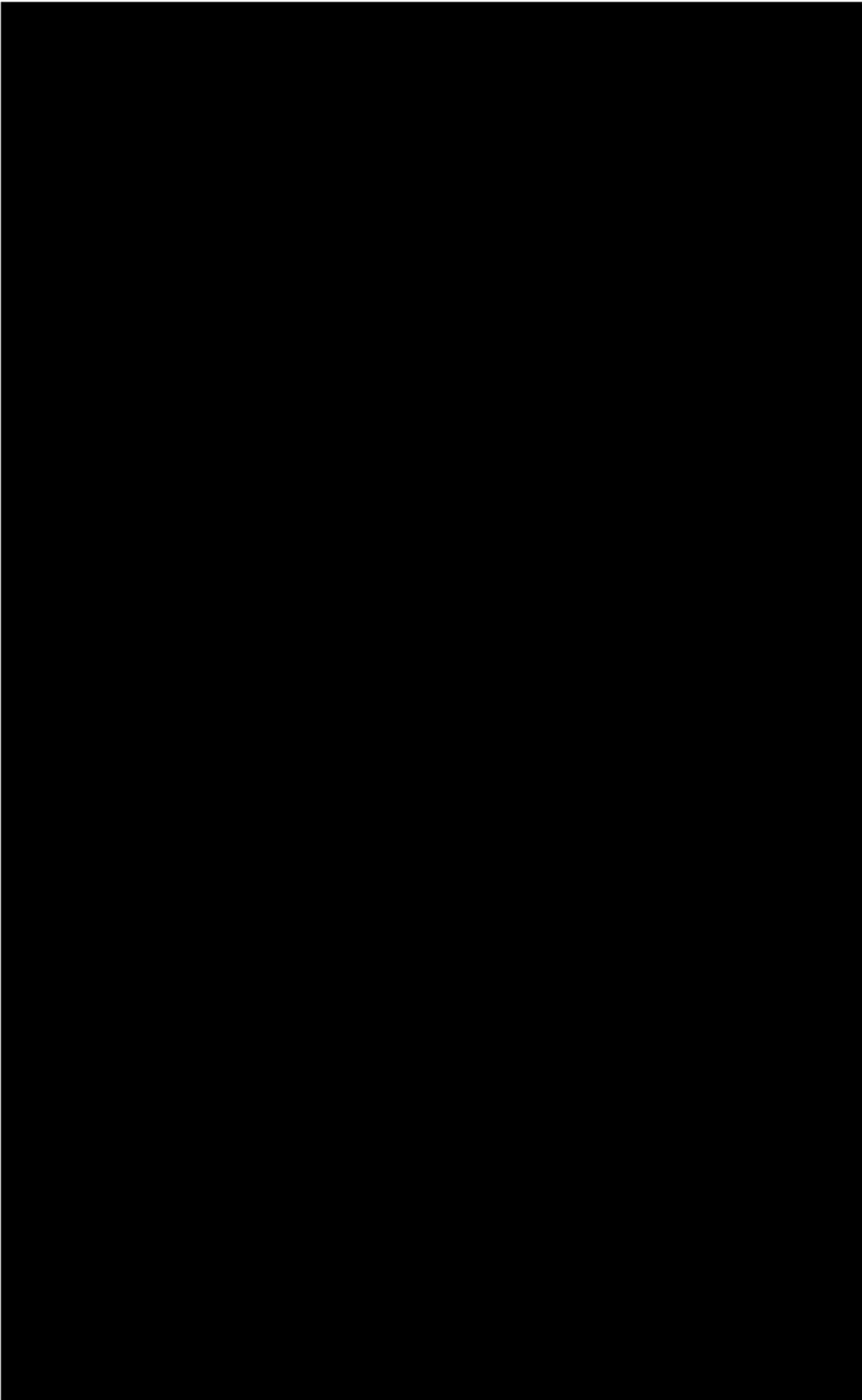


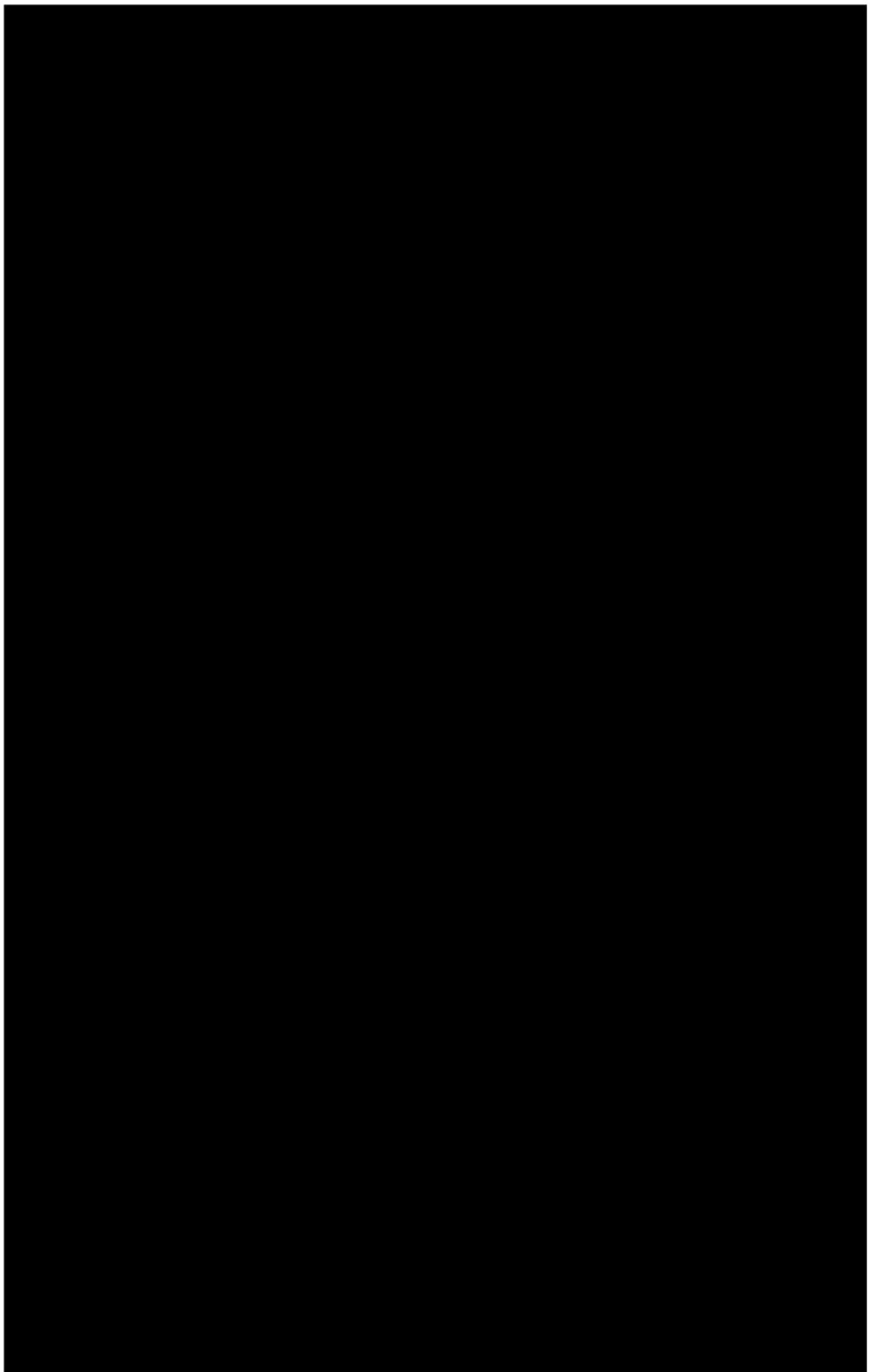


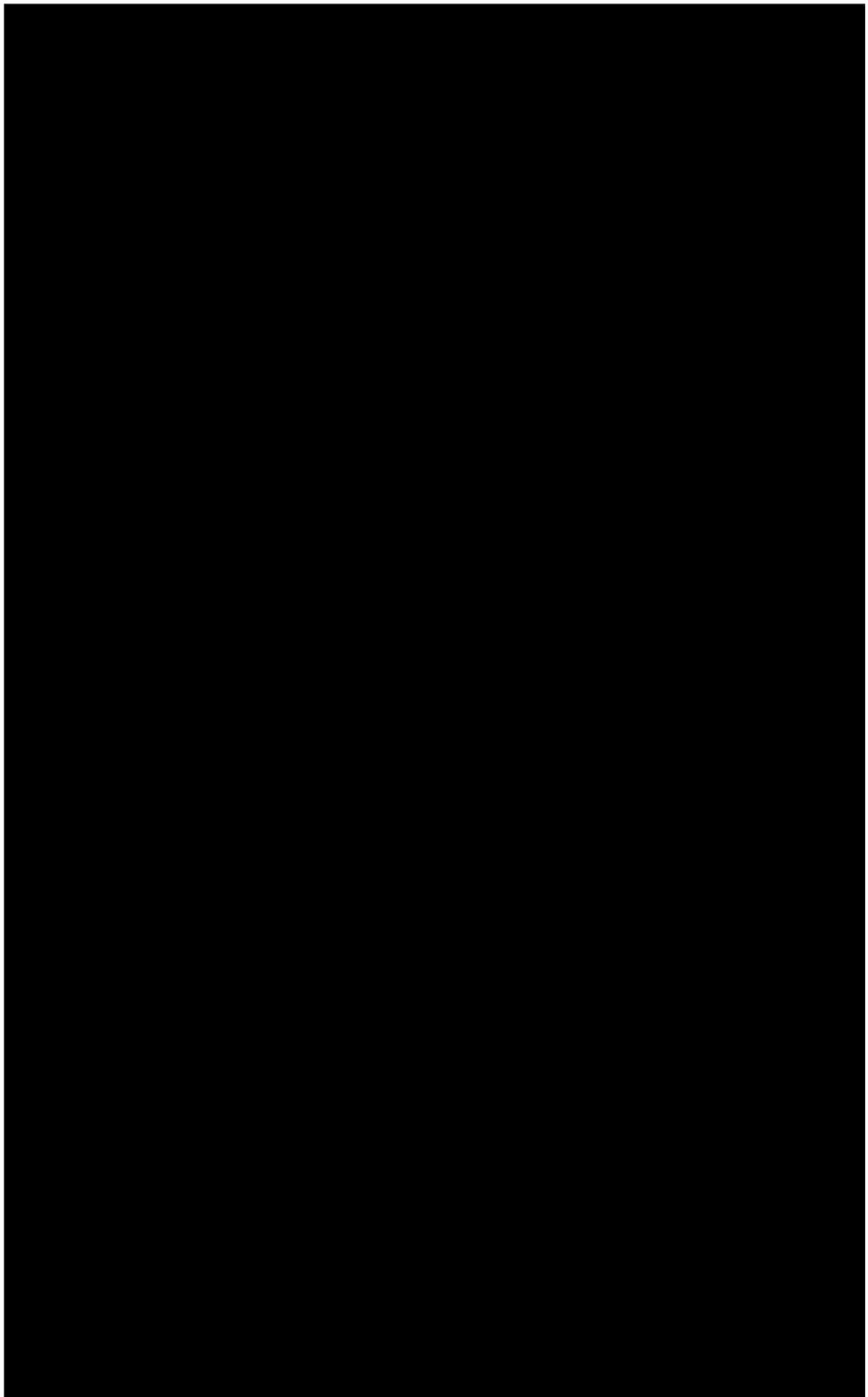


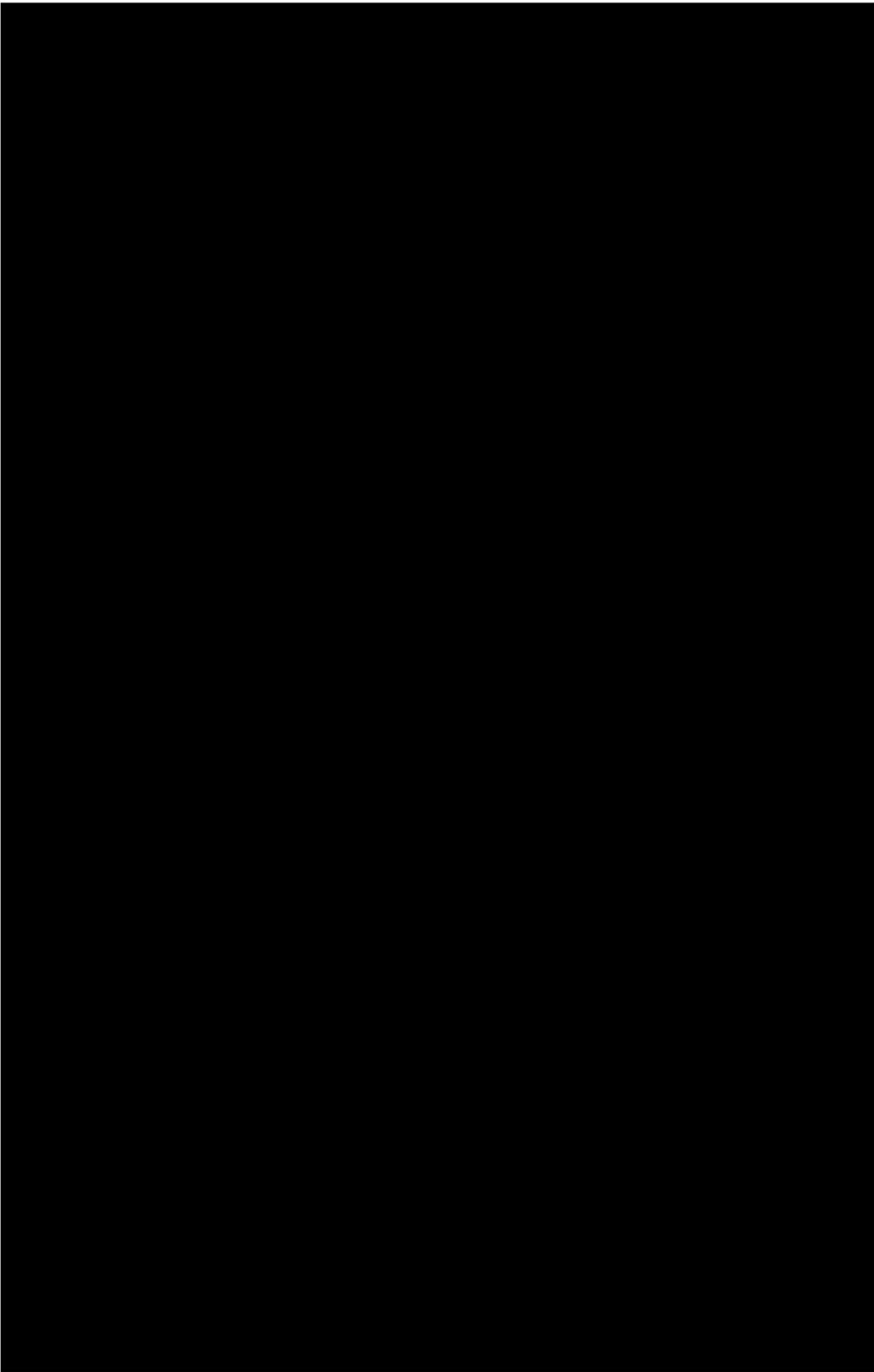


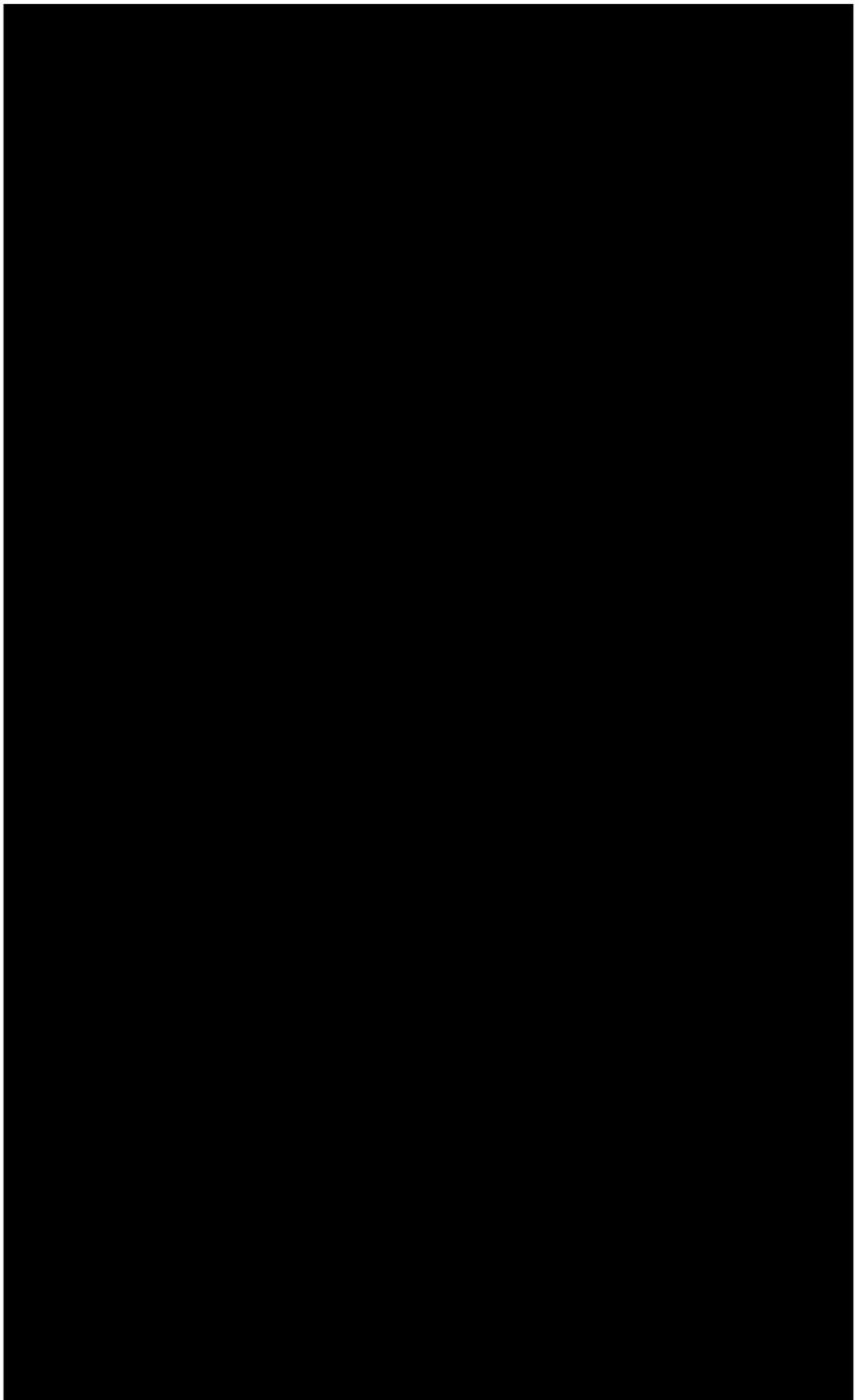












Anexo – 7

Síntese da qualidade ambiental

1. Síntese da qualidade ambiental: meios físico, biótico e socioeconômico

A síntese da qualidade ambiental do campo de Atlanta é parte da Rev.00 do Estudo de Impacto Ambiental do Sistema Definitivo de Produção - SD (ENAUTA/ECOLOGY, 2021) submetido à análise do Ibama em agosto de 2021 no âmbito do processo de licenciamento ambiental nº 02001. Este capítulo do EIA sintetiza o diagnóstico ambiental dos meios físico, biótico e socioeconômico com um viés da avaliação da qualidade ambiental da área de influência do Campo de Atlanta.

Cabe destacar que o texto ora apresentado corresponde à íntegra do EIA do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta elaborado pela Ecology Brasil, atual WSP, com alteração da numeração dos subitens e uma inserção pontual para ilustrar as características do fundo marinho.

A) Meio físico

Como principais características do meio físico são reapresentadas aqui informações de destaque sobre a geologia local, meteorologia, oceanografia e qualidade da água e sedimentos marinhos no Campo de Atlanta.

Os sedimentos do reservatório no Campo de Atlanta foram depositados a partir de turbiditos siliciclásticos arenosos em calhas de talude eocênicas, pertencentes a Formação Marambaia/Membro Maresias. Em geral, o reservatório do Campo de Atlanta é composto por Arenito siliciclástico de granulometria fina a muito fina, com alguns pontos de granulação grossa, pobremente consolidado a inconsolidado e de seleção moderada, com porosidade média de 34%, sendo saturado por óleo pesado. A partir da observação das características do óleo nos poços já perfurados no reservatório e em produção no SPA, espera-se um óleo cru do tipo pesado (13,7° API), com alta viscosidade (220-230° Cp no reservatório) e altamente ácido (TAN 9,8 mg KOH/g óleo).

A área do Campo de Atlanta encontra-se no talude continental da Bacia de Santos, entre as isóbatas de 1.325 e 1.600 m, em uma área relativamente plana, com a presença de um cânion atual a leste, mas fora da área do Bloco BS-4 (que inclui o Campo de Atlanta). O risco de movimentos de massa relativos à declividade no Campo de Atlanta (que tem média da ordem de 1,8°, com valores de 5° a 6° na área do cânion adjacente ao bloco) é classificado como sendo Muito Fraco. Dentro da área de desenvolvimento do Campo não foram evidenciadas feições que pudessem estar relacionadas as atividades de deslizamentos de massa ou fluxos de sedimentos recentes. Uma única feição deste tipo é observada a nordeste do bloco, fora dos seus limites.

Estudos de subsidência, deslizamento de talude e de riscos rasos (*shallow hazards*) na área do Campo de Atlanta também foram realizados a fim de avaliar possíveis anomalias que pudessem gerar algum tipo de impacto negativo na perfuração ou na instalação de equipamentos submarinos e demonstraram riscos mínimos nas áreas dos poços e demais

estruturas. Nas atividades de perfuração já realizadas não foi constatado nenhum evento de risco à perfuração.

Uma avaliação mais detalhada da área do Campo de Atlanta evidenciou a variabilidade de feições localizadas no entorno da mesma. Na área a nordeste do Bloco BS-4 foram identificados escarpados relacionados ao cânion atual, bem como uma área identificada como desprendimento do banco no talvegue do cânion. A noroeste ocorrem marcas de escorregamento, também fora da área do banco. A oeste, especula-se que depressões bem-marcadas poderiam estar associadas à liberação antiga de fluidos.

Observando dados de variáveis meteorológicas para a área de estudo (majoritariamente mensuradas para um período de 60 anos, entre 1931 e 1990, além de entre janeiro de 2008 e março de 2010), notou-se correlação direta ou indireta com a diferença na incidência de radiação solar durante as estações do ano. Durante o verão, quando a incidência de radiação solar no hemisfério Sul é máxima, são observados máximos na temperatura do ar, evaporação, umidade relativa e precipitação. Durante o inverno, o oposto é observado. A temperatura apresentou uma média de 22,5 a 26,3 °C para o período analisado no verão e de 18 a 23,2 °C no inverno. A umidade relativa apresentou valores próximos a 80% no verão, diminuindo para aproximadamente 78,3% no inverno. A diferença entre a precipitação para ambos os períodos foi acentuada, de aproximadamente 40 kg/m² no verão e de 27 kg/m² no inverno. A insolação variou entre 215 e 140 cal/m² e a evaporação variou entre 112 mm e 84 mm para os períodos de verão e inverno, respectivamente.

A pressão atmosférica se apresenta inversamente proporcional à quantidade de radiação incidente no verão e inverno. Isso se dá, pois esta variável na região analisada é modulada pela Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS) e sua variação espacial ao longo do ano. A pressão atmosférica é de aproximadamente 1012 e 1019 hPa no verão e no inverno, respectivamente. O ASAS também influi diretamente no padrão de ventos da região. Por estar presente durante todo o ano é responsável pela predominância de ventos de NE (29,11%) com baixa intensidade, 5,5 a 8,0 m/s (31,95%). A passagem de sistemas frontais pela região altera esse padrão de ventos dominados pelo ASAS, contribuindo com ventos do quadrante Sul (11%) e maiores intensidades. Observou-se também que o mês de setembro é o mês com a maior incidência de frentes frias na região. A análise de valores extremos apresentada em TETRATECH (2019) revela que, considerando todas as direções, ventos de até 25,4 m/s podem ocorrer associados ao período de retorno de 100 anos. Os valores extremos mais elevados são associados às direções W e WSW (26,6 e 25 m/s respectivamente, para o período de retorno de 100 anos).

A análise dos dados oceanográficos da região no entorno do Campo de Atlanta, mostrou a presença das massas de água: Água Central do Atlântico Sul (ACAS), Água Tropical (AT), Água Intermediária Antártica (AIA) e Água Profunda do Atlântico Norte (APAN). Foram ainda encontradas variações sazonais bem-marcadas nos perfis de temperatura e densidade potencial para os períodos de inverno e verão, nos primeiros 200 metros de coluna d'água.

As condições de ondas observadas na região foram associadas a 3 sistemas sinóticos diferentes: o ASAS, passagem de Sistemas Frontais ou deslocamento do anticiclone polar, com direções de ondas mais frequentes do quadrante Sul e Nordeste. A condição de mar mais frequente apresentou ondas com altura significativa entre 1,0 e 1,5 metros, nas direções NE, E, SE e S. No caso de domínio do ASAS, ondas com direções de NE-E podem chegar em condições extremas a até 4 m de altura significativa, configurando um cenário crítico para operações no mar. Entretanto, as condições mais severas de mar observadas na região estão associadas à evolução de Sistemas Frontais, onde ondulações de SW a SE podem atingir a região com 6,0 m de altura significativa.

Os dados de correntes mostram que a o Campo de Atlanta está sob a influência da Corrente do Brasil (CB) até aproximadamente 600 m de profundidade, com velocidade média de aproximadamente 0,4 m/s e direção preferencial de SW na camada superficial (embora dados locais tenham demonstrado algumas variações de direção). Nas profundidades entre 800 e 1.400 metros foram observadas correntes com direção predominante de E e ESE e intensidade de até 0,3 m/s associada ao fluxo da Corrente de Contorno Intermediária. A partir da análise de valores extremos, correntes com intensidade de até 1,87 m/s podem ocorrer nas camadas mais superficiais (período de retorno de 100 anos), associadas à direção preferencial da CB na região (SW e WSW). Os valores extremos decaem com a profundidade, alcançando 1,4 m/s a 100 metros, 1,2 a 200 metros, 0,65 a 800 e 0,6 a 1.400 metros.

A maré na região apresenta caráter misto com predominância semi-diurna, com amplitude média de marés de sizígia de 85 cm e amplitude média de marés de quadratura de 30 cm.

A caracterização da qualidade da água do mar na Bacia de Santos, especialmente na área do Campo de Atlanta, permitiu observar características intrínsecas a águas oceânicas oligotróficas sem indícios significativos de alterações antrópicas, com a maioria dos parâmetros indicando a classificação das águas como águas salinas classe 1, de acordo com a Resolução CONAMA nº 357/2005, como já havia sido registrado em QUEIROZ GALVÃO/AECOM (2014).

As concentrações de oxigênio dissolvido na água do mar foram, em geral, condizentes ao estipulado pela Resolução supracitada, não representando uma ameaça à biota aquática. Os valores de pH foram típicos de águas oceânicas, assim como os teores de sólidos, com as

concentrações de sólidos dissolvidos associadas aos sais dissolvidos na água do mar, e as concentrações de clorofila-a e nutrientes, com os baixos valores remetendo a condições oligotróficas. As concentrações de metais, por sua vez, apresentaram alguns valores superiores aos valores máximos de referência em concentrações oscilantes ao longo da Bacia de Santos, com máximos observados nas áreas mais costeiras e à Norte da Bacia. A região do Campo de Atlanta se destacou por concentrações mais elevadas de bário, mercúrio, cromo e chumbo em alguns dos levantamentos pretéritos, porém essas concentrações maiores não se confirmaram na campanha realizada em 2019 no SPA de Atlanta. Quanto aos compostos orgânicos, observou-se valores predominante baixos na área do Campo de Atlanta, com concentrações de hidrocarbonetos (HPAs e HTPs) associadas a águas naturais - com exceção de um estudo de monitoramento no entorno de poços exploratórios na área do Bloco BS-4 (entorno dos poços Shell-5 e Shell-8, com resultados apresentados respectivamente em SHELL/AS, 2001b; SHELL/AS, 2002) e algumas estações analisadas no Projeto 3 Bacias, afastadas cerca de 50 km do Campo de Atlanta.

A caracterização do sedimento demonstrou a predominância de sedimentos finos (lama) e uma faixa carbonática marcada na Bacia de Santos, porém sem ocorrência na área do Campo de Atlanta, aonde os teores de carbonato foram inferiores a 20%. Como característica básica, também devem ser registradas as baixas concentrações de nitrogênio, fósforo, matéria orgânica (MO) e carbono orgânico total (COT), sem identificação de variação espacial característica. As concentrações de metais no sedimento demonstraram um maior aporte de poluentes na área norte da Bacia de Santos, com maiores concentrações de bário, cobre, níquel, chumbo e vanádio nessa área. Destacaram-se picos nas concentrações de bário e mercúrio reportados para a bacia, que chegaram a extrapolar máximos recomendados por instituições ambientais internacionais. A área do Campo de Atlanta, como já havia sido diagnosticado em QUEIROZ GALVÃO/AECOM (2014), a não ser para o níquel, não está localizada nas áreas de maiores concentrações observadas. Por fim, as concentrações de hidrocarbonetos não se mostraram elevadas na área do Campo de Atlanta, embora algumas regiões da Bacia de Santos tenham apresentado um incremento nessas concentrações, principalmente em frente ao Estado do Rio de Janeiro, com sinais de influência das atividades antrópicas nas áreas próximas às baías de Guanabara e de Sepetiba.

B) Meio biótico

O diagnóstico do meio biótico apresentou as Unidades de Conservação (UCs) identificadas ao longo da área de estudo e destacou organismos de maior ocorrência e/ou maior sensibilidade para cada grupo dentro da região abordada.

Foi observada a presença de 86 UCs ao longo das faixas marítima e costeira, compreendidas no litoral dos estados do Espírito Santo (Itapemirim, Piúma, Guarapari, Vila Velha e

Marataízes), Rio de Janeiro (São Francisco de Itabapoana, São João da Barra, Campos dos Goytacazes, Quissamã, Macaé, Cabo Frio, Arraial do Cabo, Saquarema, Maricá, São Gonçalo, Niterói, Magé e Rio de Janeiro), São Paulo (Santos e Guarujá) e Santa Catarina (Navegantes e Itajaí).

Como as simulações probabilísticas para a dispersão de óleo estimaram distribuição descontínua e com baixas probabilidades de toque de óleo na costa, estima-se que as ameaças da atividade sobre as UCs estejam principalmente associadas aos impactos da intensificação da navegação nas rotas entre o Campo de Atlanta e portos de apoio. Dentre as UCs presentes nos municípios da área de estudo, as que se localizam na região da Baía de Guanabara estariam mais vulneráveis a essa intensificação do tráfego. A avaliação observou sobreposição direta entre as áreas de UCs e as rotas apenas para uma UC, a Área de Relevante Interesse Ecológico (ARIE) da Baía de Guanabara. Foram identificadas também sobreposições entre a rota de embarcações de apoio que chega até a Baía de Guanabara com as chamadas áreas de entorno de UCs (delimitadas em 3 km - a partir da Resolução CONAMA nº 428/2010), sendo duas que incluem o bioma marinho, a própria ARIE da Baía de Guanabara e a Reserva Extrativista Marinha de Itaipu.

O diagnóstico apresentado do grupo de quelônios mencionou a ocorrência das cinco espécies de quelônios que habitam o litoral brasileiro (tartaruga-cabeçuda - *Caretta caretta*, tartaruga-verde - *Chelonia mydas*, tartaruga-de-pente - *Eretmochelys imbricata*, tartaruga-oliva - *Lepidochelys olivacea* e tartaruga-de-couro - *Dermochelys coriácea*) na área de estudo, sendo todas ameaçadas de extinção. O mesmo também destacou que a área de estudo inclui áreas importantes de desova para a tartaruga-cabeçuda e de alimentação para todas as espécies, principalmente para a tartaruga-verde. Dentre os municípios considerados na área de estudo alguns são considerados importantes sítios reprodutivos de tartarugas-marinhas, com destaque para a região norte fluminense, Campos dos Goytacazes, São Francisco de Itabapoana e São João da Barra, de alta importância para a tartaruga-cabeçuda. Com a ressalva que São João da Barra abriga inclusive o Porto do Açú, umas das possíveis opções de base de apoio logístico do SD do Campo de Atlanta (embora não corresponda a base principal).

Como recursos pesqueiros, o diagnóstico destacou espécies de interesse econômico entre peixes (teleósteos - peixes ósseos - e elasmobrânquios - peixes cartilagosos), moluscos (cefalópodes - lulas e polvos) e crustáceos (decápodes - camarões, caranguejos, lagostas e siris). Entre os teleósteos, o diagnóstico destacou como principais 58 espécies passíveis de ocorrência na área de estudo. As espécies de peixes ósseos mencionadas incluíram bonitos, albacoras, serra, cavala-wahoo, salemas, peixe porco, savelha, xerelete, xareu, sardinhas, robalo, corvina, merluza, tainha, guaiviras, cioba, entre outros. Para o grupo dos

elasmobrânquios foram destacadas 22 espécies de cações, tubarões e raias: cação-focinho-preto, tubarão-galha-preta, tubarão-lombo-preto, tubarão-cabeça-chata, cação-serra-garoupa, cação-fidalgo, cação-coralino, cação-galhudo, cação-noturno, cação-mangona, cação-bico-de-cristal, tubarão mako, 2 espécies de cação-frango, cação-azul, tubarão-martelo-de-ponta-preta, tubarão-cambeva-pata, tubarão-martelo, 3 espécies de cação-anjo e raia-viola. Entre os crustáceos, se destacaram oito espécies com importância econômica: camarões-rosa (2 espécies), camarão-sete-barbas, camarão-barba-ruça, camarão-santana, camarão-branco, caranguejo-uça e o caranguejos-de-profundidade. Para os moluscos, o destaque foi para as lulas *Loligo plei* e *Loligo sanpaulensis*, o calamar-argentino (*Illex argentinus*) e os polvos *Octopus vulgaris* e *Eledone massyae*.

Entre os recursos pesqueiros também foram apresentadas espécies passíveis de ocorrência na área que possuem períodos de defeso estabelecido (diversos camarões, caranguejos, lagostas, mexilhão e peixes como sardinha-verdadeira, gurijuba, tainha e outros) e espécies de captura proibida (cherne-poveiro e mero). A área de estudo é composta ainda de espécies endêmicas, como a sardinha-verdadeira, alguns elasmobrânquios (entre cações e raias) e o calamar-argentino (*Illex argentinus*) e espécies ameaçadas de extinção em diferentes classificações de status de conservação. Como exemplos de espécies classificadas como em perigo (risco muito alto de extinção na natureza em futuro próximo), cita-se o bagre-branco, cação-mangona e o tubarão mako.

O diagnóstico da avifauna destacou a ocorrência de diversas espécies de aves marinhas de ocorrência no litoral brasileiro, com predomínio de aves marinhas pelágicas (oceânicas) na área do Campo de Atlanta (devido à distância da costa).

Especificamente para ocorrência no Campo de Atlanta foram citados os resultados do subprojeto de observação de biota a bordo da unidade de perfuração do Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA) da Atividade de Perfuração no Bloco BS-4, Bacia de Santos (implementado entre 2013 e 2014). Durante o monitoramento visual foram realizados 135 registros de aves, representados por 13 espécies distintas e 01 gênero, sendo elas: *Fregata magnificens* (n=54), *Thalassarche chlororhynchos* (n=47), *Stercorarius maccormicki* (n=10), *Stercorarius pomarinus* (n=6), *Sula leucogaster* (n=4), *Sula dactylatra* (n=3), *Puffinus gravis* (n=2), *Puffinus puffinus* (n=2), *Calonectris borealis* (n=1), *Pterodroma incerta* (n=1), *Thalassarche melanophrys* (n=1), *Ardea alba* (n=1) e *Sterna sp* (n=1). A espécie *Crotophaga ani* (n=2), o anu preto, foi o único representante de ave terrestre observada durante o monitoramento visual (QGEP/AECOM, 2014a).

Entre as menções do diagnóstico de avifauna, cita-se Projetos de Monitoramento de Praias nas Bacias de Santos e Campos, que abordam a área costeira de ambas as Bacias. PETROBRAS/CTA (2018) abordaram dados de setembro de 2016 a setembro de 2017, entre os municípios de Paraty/RJ e Saquarema/RJ - Bacia de Santos, com registro de 24 espécies e

destaque para atobá marrom - *Sula leucogaster*, biguá - *Phalacrocorax brasilianus*, fragata; tesourão - *Fregata magnificens*, bobó-pequeno - *Puffinus puffinus*, gaivotão - *Larus dominicanus*, garça branca grande - *Ardea alba*, savacu - *Nycticorax nycticorax* e trinta-réis-de-bando - *Thalasseus acufavidus*. PETROBRAS/CTA (2019) abordaram dados entre setembro de 2017 e agosto de 2018 para a mesma região, que confirmaram o destaque de biguás, fragatas, atobás e bobos-pequenos e acrescentaram pinguins-de-Magalhães - *Spheniscus magellanicus* e albatrozes-de-nariz-amarelo - *Thalassarche chlororhynchos*. LIMA e colaboradores (2017) abordaram dados de aves de monitoramento de praias e também de monitoramento embarcado na Bacia de Campos. Dentre mais de 40 espécies reportadas, se destacaram nas praias da região centro-norte fluminense espécies já destacadas para a Bacia de Santos, como Pinguim-de-magalhães, atobá-marrom, bobó-pequeno e albatroz de-nariz-amarelo, além do bobó-grande- *Calonectris borealis*. Já para o censo embarcado, houve a predominância também do atobá marrom, albatrozes-de-nariz-amarelo e ainda do bobó-pequeno-de-sobre-branco - *Puffinus gravis*.

O diagnóstico de avifauna destacou ainda áreas de nidificação e concentração de aves. Como áreas de nidificação e concentração se destacaram ilhas e ilhotas do litoral do estado do Rio de Janeiro, além de algumas no litoral de São Paulo e também as praias arenosas de São João da Barra (RJ). Também teve destaque uma Área Importante para a Conservação das Aves (*Important Bird Areas* - IBAs) presente na área de estudo, a Restinga de Massambaba e Ilha de Cabo Frio (RJ08), que abrange os municípios de Arraial do Cabo, Araruama e Saquarema e abriga aves globalmente ameaçadas de extinção, de distribuição restrita e restritas ao bioma.

Em relação aos mamíferos marinhos, o diagnóstico mencionou a presença de 32 espécies de cetáceos já registradas na área de estudo. Como dados mais recentes (em relação aos apresentados no estudo do SPA - QGEP/AECOM, 2014b), o diagnóstico destacou resultados do Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA) da Atividade de Perfuração no Bloco BS-4 (onde está inserido o Campo de Atlanta), do Projeto de Monitoramento de Cetáceos na Bacia de Santos (PMC-BS), do Projeto de Monitoramento de Praias da Bacia de Santos (PMP-BS) e do Projeto de Monitoramento de Baleia-Jubarte por Telemetria Satelital (PMBS).

O PMA da Atividade de Perfuração no Bloco BS-4, implementado entre 26 de outubro de 2013 e 19 de agosto de 2014, apresentou como um dos subprojetos a observação de biota a bordo da unidade de perfuração, com o objetivo de monitorar eventuais alterações decorrentes da atividade sobre a fauna. Durante o monitoramento visual foram realizados 23 registros de cetáceos, representados pelas espécies *Megaptera novaeangliae* (n=15), responsável pelo maior número de avistagens, *Tursiops truncatus* (n=3), *Grampus griseus* (n=1), *Steno bredanensis* (n=1), *Globicephala sp.* (n=1) e família Delphinidae (n=1). Os

resultados do monitoramento apontaram que não foram identificados impactos adversos ou possíveis alterações resultantes da presença da plataforma ou da atividade de perfuração sobre a biota marinha registrada (QGEP/AECOM, 2014a).

O PMC-BS se iniciou em 2015, com um monitoramento de longo prazo das populações nas áreas costeiras e oceânica através de várias metodologias, tais como monitoramento visual embarcado, monitoramento acústico, monitoramento aéreo, foto identificação, telemetria e biopsia. Durante os quatro primeiros anos de execução do PMC-BS foram registrado um total de 30 espécies de cetáceos, representados por duas famílias de mysticetos (Eubalaenidae e Balaenopteridae) e cinco de odontocetos (Delphinidae, Physeteridae, Pontoporidae, Kogiidae e Ziphiidae). O projeto destacou que as espécies se distribuem de forma heterogênea na Bacia de Santos, com a existência de áreas de concentração (alta densidade) de avistagens/detecções. Dentre as regiões de maior ocorrência na parte oceânica, destacam-se vários setores do talude continental (próximo à quebra da Plataforma) e a região norte da Bacia, adjacente a Cabo Frio (Petrobras/Socioambiental, 2018).

O PMP-BS (com dados consultados do período de setembro de 2016 a setembro de 2017) correspondeu a um monitoramento de praias com atendimento veterinário aos animais registrados. Durante o período monitorado foram registradas sete (7) espécies de cetáceos e uma (1) de pinípede. Indivíduos de boto cinza - *Sotalia guianensis*, que possui hábitos costeiros, foram os mais abundantes com 70,5% do total de ocorrências, enquanto espécies como as baleias jubarte - *Megaptera novaeangliae*, o golfinho-pintado-do-atlântico - *Steno bredanensis* e a toninha - *Pontoporia blainvillei* se dividiram em ocorrências pouco frequentes (PETROBRAS/CTA, 2018).

Os dados do PM-BS foram citados para auxiliar a discussão sobre migração. Salienta-se que, de maneira geral, o pico do período migratório das grandes baleias na região Sudeste está compreendido entre o início de junho e meados de novembro. Esse padrão de migração sazonal é bem definido e descrito principalmente para as jubartes e baleias-francas-do-sul (*Eubalaena australis*), no período de inverno e primavera austral (LODI & BOROBIA, 2013). O PM-BS (desenvolvido pelo Instituto Aqualie para a Shell e para a CGG) gerou dados de parâmetros ecológicos da Baleia Jubarte nas Bacias de Campos e de Santos. Nos primeiros anos do PM-BS, entre 2003-2012, foram avaliados os movimentos, uso do habitat, as rotas e os destinos migratórios das baleias-jubarte. Na Bacia de Santos os registros foram predominantemente migratórios, enquanto na Bacia de Campos foram observadas atividades reprodutivas e de cria de filhotes.

O diagnóstico de mamíferos marinhos destacou ainda duas áreas de concentração: a do boto-cinza, na Baía de Guanabara e da toninha, no norte do estado do Rio de Janeiro, áreas coincidentes com as bases de apoio marítimas localizadas no Rio de Janeiro e Niterói e em São João da Barra, respectivamente. Ressalta-se que algumas espécies de mamíferos marinhos com ocorrência na área de estudo se encontram classificadas com algum grau de ameaça, caso da baleia azul - *Balaenoptera musculus*, baleia-fin - *Balaenoptera physalus*, baleia-sei - *Balaenoptera borealis*, Baleia-Franca-do-Sul - *Eubalaena Australis*, cachalote - *Physeter macrocephalus*, toninha - *Pontoporia blainvilei* e boto-cinza - *Sotalia guianensis*.

O diagnóstico de Bancos Biogênicos destacou que na área do Campo de Atlanta, onde a presença de bancos representaria uma vulnerabilidade em função dos impactos da atividade no fundo marinho (relacionado a instalação de estruturas de fundo), não foram encontradas concentrações seja de corais, algas ou moluscos. A distribuição do sedimento marinho já sinalizava que na região não ocorrem substratos biodetríticos. Referências bibliográficas e filmagens de fundo local (realizadas no âmbito das instalações do SPA e do SD) ratificaram a ausência de espécies de corais de profundidade (com exceção de alguns organismos pontuais, não formadores de bancos).

A Caracterização de Fundo a partir de filmagens nas áreas de instalação das estruturas do Campo de Atlanta, nas campanhas do Projeto de Monitoramento Ambiental - PMA do poço 7-ATL-2H-RJS, demonstra a ocorrência de um fundo lamoso e ausência de bancos biogênicos, conforme **Figura 01**. A região dos poços 7-ATL-3H-RJS e 7-ATL-4HB-RJS e 7-ATL-5H-RJS também é abrangida pelo imageamento de fundo.

Em resumo, a comunidade planctônica mencionada para a região é dominada por organismos oceânicos, embora também tenham sido encontradas formas habitantes de ambientes costeiros. Os táxons observados caracterizaram águas tropicais, similares a outras regiões oceânicas do Brasil. Foram identificados táxons do fitoplâncton em campanhas realizadas em 2001 pertencentes aos grupos de dinoflagelados, diatomáceas, cocolitoforídeos, silicoflagelados e cianofíceas. A classe mais abundante correspondeu às cianofíceas (sendo suas espécies não identificadas), seguidas das diatomáceas. A população de diatomáceas foi constituída por espécies características de regiões oceânicas como *Chaetoceros pendulus*, *Hemiaulus membranaceus*, *Planktoniella sol*, *Rhizosolenia robusta*, *Stigmaphora* cf. *rostrata* e *Thalassiothrix javanicum*. (CHAVEZ, 1989 e HASLE & SYVERTSEN, 1996 *apud* ANALYTICAL SOLUTIONS/SHELL, 2001). Uma composição similar foi observada na campanha realizada em 2018, sendo a maioria dos táxons encontrados de dinoflagelados, seguidas pelas diatomáceas, cocolitoforídeos, cianofíceas, euglenofíceas e eubriódeos. Entre os táxons mais frequentes se destacaram os dinoflagelados Gymnodiniales e *Heterocapsa* spp, a ordem Nostocales e a diatomácea *Cylindrotheca closterium* (QGEP/AECOM, 2019).

Para o zooplâncton, foram identificados em 2001 Copepoda, Doliolidae, Chaetognatha, Appendicularia, Salpidae e larvas de Decapoda, que são os grupos de maior densidade e riqueza específica. Outros táxons foram também identificados, porém sendo pouco abundantes, como os Ostracoda, Amphipoda, Isopoda, Pteropoda, Ctenophora, Siphonophora, Hydromedusae, Foraminifera, Brachiopoda, larvas de Mollusca, de Polychaeta, de Echinodermata e de peixes (ANALYTICAL SOLUTIONS/SHELL, 2001). Já em 2018, foram observados principalmente os grupos Copepoda, Chaetognatha, Mollusca, Appendicularia e Thaliacea. Destacaram-se entre as espécies mais frequentes *Pseudevadne tergestina*, *Nannocalanus minor*, *Undinula vulgaris*, *Clausocalanus furcatus*, *Euchaeta marina*, *Temora stylifera*, *Farranulla gracilis*, *Oncaea venusta*, *Macrosetella gracilis*, *Flaccisagitta enflata*, *Parasagitta friderici*, *Parasagitta tenuis*, *Serratosagitta serratodentata*, *Oikopleura longicauda* e *Oikopleura rufescens* (QGEP/AECOM, 2019).

A campanha de 2018 identificou ainda o ictoplâncton local, com destaque em abundância foi para a família Myctophidae, mas foram observadas diversas famílias com hábitos de vida variados, dentre pelágicas, mesopelágicas, demersais, ou que vivem em associação com formações coralíneas como Scaridae, Labridae e Bothidae. Foram observadas famílias com distribuição mais oceânica, como Gonostomatidae, Phosichthyidae, Stomiidae, Paralepididae, Myctophidae, Bregmacerotidae, Chlorophthalmidae e Scombridae, e famílias tipicamente costeiras como, Serranidae, Lutjanidae, Gobiidae e Trichiuridae (QGEP/AECOM, 2019).

A comunidade bentônica observada no Campo de Atlanta foi composta dos grupos Polychaeta, Mollusca e Crustacea, com predomínio em riqueza e abundância de Crustacea/Ostracoda. A macrofauna bentônica observada representou um típico ambiente de fundo não consolidado de profundidade (ANALYTICAL SOLUTION/SHELL, 2002).

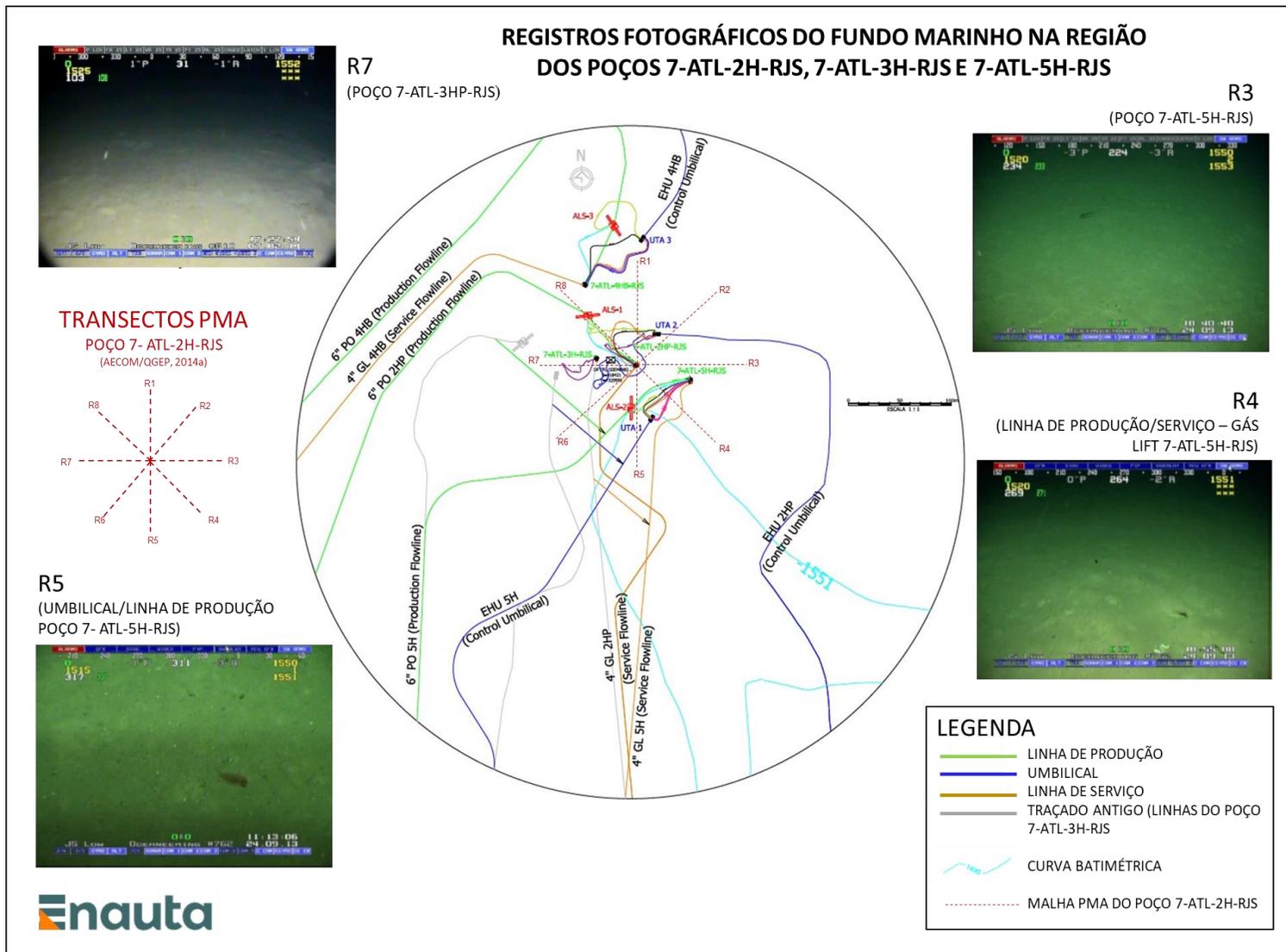


Figura 1 - Registros fotográficos do fundo marinho no Campo de Atlanta. Elaboração própria.

C) Meio socioeconômico

O diagnóstico do meio socioeconômico teve foco nas sobreposições e interferências socioambientais relacionadas a: (I) Bens e Serviços, para os municípios que sediarem as Instalações de apoio, bem como os que dispõem de infraestrutura de serviços e equipamentos urbanos a serem utilizados nas operações da Enauta ; (II) Arrecadação Tributária, para o município receptor de royalties; e (III) Atividade pesqueira, relacionando as atividades econômicas, uma vez que não foram constatadas atividades recreativas que tenham interface com a atividade.

Foi destacado que a presença das bases e instalações de apoio torna-se a principal forma com que a atividade pode ser percebida nos municípios correspondentes da área de estudo (municípios de Rio de Janeiro, Niterói, São João da Barra, Cabo Frio e Macaé). De modo geral, os municípios abordados já são familiarizados com a indústria de óleo e gás, especialmente por já sediarem bases de apoio operacional, inclusive referentes ao SPA de Atlanta. A presença destas estruturas pode causar pontuais alterações no cotidiano municipal, no entanto estas percepções estão relacionadas com a proporção do volume da economia de cada município, ou seja, quanto maior a produção econômica local, menor a percepção dessas alterações. No município de São João da Barra esta percepção seria maior, se considerada a proporção com a economia, porém, por outro lado, é esperada uma menor utilização do porto deste município na atividade em questão.

O diagnóstico também destacou que as infraestruturas de apoio à atividade de produção do Campo de Atlanta encontram-se, em geral, localizadas em assentamentos humanos pouco adensados, de pequeno porte populacional, e pouca infraestrutura de serviços, com exceção do Porto do Rio de Janeiro (no município do Rio de Janeiro). Especificamente para Niterói, onde se localiza o porto de maior utilização no SPA, os bairros de entorno fazem parte da Região Praias da Baía e Região Norte do município com concentração dos equipamentos urbanos, ofertas de empregos e médio quantitativo populacional. Regiões essas consideradas como áreas urbanas e industriais em potencial para o município. Salienta-se, entretanto, que diretamente na área ao entorno da base de apoio em Niterói, não foram identificadas infraestruturas de serviços disponíveis.

Na avaliação do único município receptor de royalties por confrontação direta previsto para a atividade, Arraial do Cabo, se destacou com participação de 20 a 40% do valor arrecado com royalties no total da receita municipal desde o ano de 2011. Destaca-se que uma avaliação de dados de municípios da mesma mesorregião geográfica de Arraial do Cabo (Araruama; Armação dos Búzios; Cabo Frio; Cachoeiras de Macacu; Casimiro de Abreu; Iguaba Grande; Rio Bonito; Rio das Ostras; São Pedro da Aldeia; Saquarema; e Silva Jardim) demonstrou uma relação direta entre as maiores receitas e as maiores contribuições dos royalties nos orçamentos municipais. A análise apontou ainda que no ano de 2010 municípios entre os maiores receptores de royalties do estado do Rio de Janeiro (Rio das Ostras,

Casimiro de Abreu e Armação dos Búzios) também estiveram inseridos entre os maiores IDHs de sua mesorregião.

A avaliação da atividade econômica de maior interface com as atividades de produção do Campo de Atlanta, a atividade pesqueira, destacou características da pesca artesanal e da pesca industrial na área de estudo.

Os resultados analisados da pesca artesanal apontam que o trecho costeiro sobre a plataforma continental, desde a Baía da Ilha Grande (RJ), até a divisa dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, consiste na área preferencial dos pescadores dos municípios avaliados. As áreas de atuação da atividade pesqueira ocorrem predominantemente em águas rasas, com até 75 metros de profundidade, tendo em alguns trechos e com menor intensidade, alcançado áreas com profundidades de até 200 metros. No entanto, para a maioria dos municípios, é possível perceber uma tendência, mesmo que ainda pontual e pouco expressiva, de buscar áreas cada vez mais distantes da costa. A avaliação da interface entre a pesca artesanal dos municípios e as atividades de produção do Campo de Atlanta apontaram sobreposições de áreas com o município de Itapemirim, no estado do Espírito Santo, e os municípios de Rio de Janeiro, Niterói, Magé, São Gonçalo, Cabo Frio, São João da Barra, São Francisco de Itabapoana e Macaé, no estado do Rio de Janeiro.

As redes de emalhe, os arrastos, o cerco traineiro, os aparelhos com anzol (linhas diversas e espinhéis) e as armadilhas são os principais petrechos utilizados pelas frotas artesanais da área de estudo. As sardinhas, dourados, bonitos, namorados, olhudo, pargo, tainha e corvina representam algumas das categorias de pescado mais capturadas pelos pescadores.

Em relação à pesca industrial e de armadores, as áreas de pesca estão predominantemente concentradas no trecho sobre a plataforma continental, abrangendo desde o extremo sul do Rio Grande do Sul até a região ao largo de Abrolhos. As principais modalidades praticadas consistem nos arrastos, cerco traineiro e redes de emalhe, em águas costeiras, com até 200 metros de profundidade, podendo em alguns trechos, alcançar profundidades de até 600 metros. Frotas essas que poderão ter interfaces com as embarcações de apoio, nas rotas de navegação para as bases. Já as frotas que operam com linhas de fundo, espinhéis (de fundo e superfície) e vara com isca viva, podem alcançar áreas de águas ultra profundas das Bacias de Santos, de Campos e do Espírito Santo. Destaque para as frotas de Navegantes, Itajaí (SC), Macaé (RJ) e Itapemirim (ES), que podem alcançar a área do Campo de Atlanta. Foi destacado no diagnóstico que, devido à estrutura das embarcações que compõe as frotas industriais, essas possíveis interfaces serão inexpressivas em relação à ampla abrangência das áreas de atuação e concentração dessas frotas.

A análise de resultados de monitoramentos da zona de segurança do Campo de Atlanta, que são realizados desde a etapa de perfuração do SPA (iniciada em 2013) e ainda ocorrem no âmbito da produção do SPA, apontou para 260 registros de embarcações nos 1601 dias de monitoramento relatados. As frotas identificadas nestes monitoramentos no Campo de Atlanta incluíram embarcações artesanais, como de Macaé, Cabo Frio e Niterói, no estado do Rio de Janeiro; a frota espinhaleira dos armadores de pesca de Itaipava, município de Itapemirim, no estado do Espírito Santo; e também embarcações industriais de Niterói, no estado do Rio de Janeiro, Itajaí, no estado de Santa Catarina e mais de Natal, no Rio Grande do Norte (QGEP/AECOM, 2014a; QGEP/AECOM, 2019; ENAUTA/AECOM, 2019; ENAUTA/AECOM, 2020, ENAUTA/AECOM, 2021).

D) Bibliografia

ENAUTA, 2020. Procedimento para Elaboração de Estudo de Avaliação de Riscos. PG-SMS-015. Revisão 02.

ENAUTA / AECOM (2019). Relatório de Atendimento às Condicionantes da LO N° 1198/2013 - Perfuração e Intervenção Marítimas no Campo de Atlanta, Bloco BS-4, Bacia de Santos. Anexo D - Projeto de Comunicação Social (PCS).

ENAUTA / ECOLOGY BRASIL (2021). EIA - Estudo de Impacto Ambiental do Sistema Definitivo de Produção (SD) do Campo de Atlanta, no Bloco BS-4, Bacia de Santos. Relatório Técnico. Revisão 00.

HASLE G.R., SYVERTSEN E.E., 1996, Marine diatoms [in:] Identifying marine diatoms and dinoflagellates, Tomas C.R. (ed.), San Diego, Academic Press, pp. 5-385.

LIMA, L. M; RENNÓ, B.; TAVARES, D.C.; REIS, E.C. 2017. Aves marinhas da região centro-norte fluminense. Riqueza, composição, distribuição, sazonalidade e conservação. In: Reis, E.C., Curbelo-Fernandez, M.P., editoras. Mamíferos, quelônios e aves: caracterização ambiental regional da Campos, Atlântico Sudoeste. Rio de Janeiro: Elsevier. Habitats, v. 7. p. 161-187.

LODI, L. & BOROBIA, M., 2013. Baleias, botos e golfinhos. Guia de identificação. Ed. Technical Books Editora. Rio de Janeiro.

PETROBRAS / CTA. Projeto de Monitoramento de Praias da Bacia de Santos - Fase 2 - 1º Relatório Técnico Anual. Volume Único. Fevereiro / 2018.

PETROBRAS/CTA. 2019. Estudo Ambiental de Sísmica (EAS) para atividade de Pesquisa Sísmica Marítima Streamer 3D/4D Multiazimute Campos de Albacora, Marlim e Voador, na Bacia de Campos. Revisão 00, fevereiro de 2019.

PETROBRAS/SOCIOAMBIENTAL, 2018. Projeto de Monitoramento de Cetáceos na Bacia de Santos. 3º Relatório Anual. Volume I: Apresentação e discussão de resultados orientados aos objetivos. Outubro 2018.

QUEIROZ GALVÃO / AECOM, 2014. EIA - Estudo de Impacto Ambiental do Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo de Atlanta, no Bloco BS-4, Bacia de Santos. Relatório Técnico.

QUEIROZ GALVÃO / AECOM, 2019. 1º Relatório de Atendimento as Condicionantes da LO N°1442/2018 - Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo de Atlanta, Bloco BS-4, Bacia de Santos. Relatório Técnico. 93p..

QUEIROZ GALVÃO / AECOM (2019). 1º Relatório de Atendimento às Condicionantes da LO N° 1442/2018 - Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo de Atlanta, no Bloco BS-4, Bacia de Santos. Anexo C - Projeto de Comunicação Social (PCS).

Anexo – 8

Identificação e avaliação de impactos ambientais da fase de descomissionamento

1 - Identificação e avaliação de impactos ambientais da fase de descomissionamento

Para o presente estudo adotou-se as diretrizes metodológicas para identificação e avaliação de impactos indicadas no Termo de Referência SEI/IBAMA nº 5713288. Além de considerar o Modelo de Avaliação e Gestão de Impactos Ambientais (MAGIA), desenvolvido na década de 1980, conceitos abordados em SÁNCHEZ (2008) e indicações da Resolução CONAMA nº 001/1986.

Para a avaliação dos impactos, foi analisada a forma como o empreendimento pode introduzir no ambiente elementos capazes de afetar, temporária ou permanentemente, as relações físicas, físico-químicas, biológicas ou socioeconômicas existentes. A importância dos impactos, também, deve ser ponderada levando em consideração a sensibilidade dos diferentes fatores ambientais implicados.

Dessa forma, a AIA busca inter-relacionar as ações geradoras decorrentes do empreendimento (aspectos ambientais) às características socioambientais da região de inserção do mesmo, consolidadas no diagnóstico ambiental. Ao classificar os impactos de forma hierarquizada, a AIA permite que os impactos sejam diferenciados quanto à sua relevância, considerando as implicações do empreendimento sobre os fatores ambientais afetados e seus respectivos graus de sensibilidade e resiliência.

2 – Critérios

A Avaliação de Impactos Ambientais, propriamente dita, constitui na análise de características qualitativas e/ou quantitativas dos impactos baseados em critérios pré-estabelecidos. A conjugação dessas características visa expressar o grau de efeito de cada impacto, por meio da relevância relativa de cada um.

Os critérios utilizados para caracterizar os impactos ambientais, identificados no contexto do projeto em questão, encontram-se descritos no **Quadro 1**, correspondendo aos estabelecidos no Termo de Referência SEI/IBAMA nº 5713288.

Quadro 1 - Critérios de classificação dos impactos ambientais.

Critério	Descrição
Ocorrência	Efetivo/operacional: quando o impacto está associado a condições normais de operação. Potencial: quando se trata de um impacto associado a condições anormais do empreendimento.
Natureza	Negativo: Quando apresenta deterioração da qualidade do fator ambiental afetado. Positivo: Quando representa melhoria da qualidade do fator ambiental afetado.
Forma de incidência	Direto: Quando os efeitos do aspecto gerador sobre o fator ambiental em questão decorrem de uma relação direta de causa e efeito. Indireto: Quando seus efeitos sobre o fator ambiental em questão decorrem de reações sucessivas, não diretamente vinculados ao aspecto ambiental gerador do impacto.
Tempo de incidência	Imediato: Efeito imediato à ocorrência do aspecto. Posterior: Efeito posterior à ocorrência do aspecto.
Abrangência espacial	Local: Meios Físico e Biótico - quando os efeitos sobre o fator ambiental em questão estão restritos em um raio de 05 (cinco) quilômetros. Meio Socioeconômico - quando o impacto é restrito a 1 (um) município. Regional: Meios Físico e Biótico - quando os efeitos sobre o fator ambiental em questão ultrapassam um raio de 05 (cinco) quilômetros. Meio Socioeconômico - quando o impacto afeta mais de 1 (um) município.

	<p>Suprarregional: Meios Físico e Biótico - quando os efeitos sobre o fator ambiental em questão ultrapassam um raio de 05 (cinco) quilômetros e apresentam caráter nacional, continental ou global. Meio Socioeconômico - quando o impacto afeta mais de 1 (um) município e apresenta caráter nacional, continental ou global.</p>
Duração	<p>Imediata: quando os efeitos sobre o fator ambiental em questão têm duração de até 05 (cinco) anos. Curta: quando os efeitos do impacto sobre o fator ambiental em questão têm duração de 05 (cinco) até 15 (quinze) anos. Média: quando os efeitos do impacto sobre o fator ambiental em questão têm duração de 15 (quinze) até 30 (trinta) anos. Longa: quando os efeitos do impacto sobre o fator ambiental em questão têm duração superior a 30 (trinta) anos.</p>
Permanência	<p>Temporários: impactos de duração imediata, curta ou média. Permanente: Longa duração.</p>
Reversibilidade	<p>Reversível: quando existe a possibilidade do fator ambiental afetado retornar à condições semelhantes ao que apresentava antes da incidência do impacto. Irreversível: quando a possibilidade do fato ambiental afetado retornar às condições semelhantes às que apresentava antes da incidência do impacto não existe ou é desprezível.</p>
Cumulatividade	<p>Não cumulativo: nos casos em que o impacto não acumula no tempo ou no espaço, não induz ou potencializa nenhum outro impacto, não é induzido ou potencializado por nenhum outro impacto, não apresenta interação de qualquer natureza por outro impacto e não representa incremento em ações passadas, presentes e razoavelmente previsíveis no futuro (EUROPEAN COMMISSION, 2001). Cumulativo: Nos casos em que o impacto incide sobre um fator ambiental que seja afetado por outro impacto de forma que haja relevante cumulatividade espacial e/ou temporal nos efeitos sobre o fator ambiental em questão. Indutor: Nos casos que a ocorrência do impacto induza a ocorrência de outros impactos. Induzido: Nos casos em que a ocorrência do impacto seja induzida por outro impacto. Sinérgico: Nos casos em que há potencialização nos efeitos de um ou mais impactos em decorrência de interação espacial e/ou temporal entre estes.</p>
Frequência	<p>Pontual: quando ocorre apenas uma única vez durante a etapa em questão. Contínuo: quando ocorre de maneira contínua durante a etapa em questão. Cíclico: quando ocorre com intervalos regulares durante a etapa em questão. Intermitente: quando ocorre com intervalos irregulares ou imprevisíveis durante a etapa em questão.</p>
Magnitude	<p>É a intensidade da alteração provocada pelo aspecto ambiental sobre o fator ambiental afetado. Também pode ser compreendida como a medida de diferença entre a qualidade do fator ambiental antes da incidência do impacto e durante e/ou após a incidência deste, devendo ser avaliada qualitativamente, como baixa, média ou alta.</p>
Sensibilidade	<p>É uma estimativa que leva em consideração se um fator ambiental tem características e processos cuja fragilidade/resistência e complexidade/simplicidade são tais que tornam o fator passível ou não de sofrer degradação ou alteração de suas características e processos, uma vez submetidos aos impactos de uma ação estressora, independentemente de sua intensidade ou magnitude. É avaliada qualitativamente, como baixa, média ou alta.</p>
Importância	<p>Resulta do cruzamento entre Magnitude e Sensibilidade.</p>

O valor de cada atributo é conferido com base na percepção e experiência dos profissionais de equipe multidisciplinar.

3 – Aspectos Ambientais da fase do descomissionamento

O **Quadro 2** apresenta os principais aspectos ambientais da fase de descomissionamento durante os cenários de operação normal e acidental.

Quadro 2 - Principais aspectos ambientais associados ao descomissionamento do SPA de Atlanta.

Atividade principal	Aspectos ambientais
Cenário de operação normal	<ul style="list-style-type: none"> - Descomissionamento, transporte do FPSO e das estruturas/ abandono temporário de estruturas (linhas, umbilicais e âncoras) no assoalho marinho - A geração de ruídos, vibrações e luzes é um reflexo associado ao funcionamento de embarcações e também da atividade de retirada das estruturas. - Para essa fase o enfoque será nas atividades diretamente associadas às retiradas/remanejamentos, concentradas no Campo de Atlanta, porém outros aspectos e, conseqüentemente impactos, associados à operação normal das embarcações e da unidade ainda estarão atuando, da mesma forma que na fase de produção, até que as atividades se encerrem.
Cenário acidental	<ul style="list-style-type: none"> - Derrame de óleo diesel das embarcações e do FPSO - Transporte de resíduos e eventualmente efluentes para a costa → acidente com as embarcações de apoio → resíduos industriais, domésticos, ambulatoriais, químicos etc., lançados no mar

Os impactos decorrentes da operação de descomissionamento, propriamente dita, estão relacionados à retirada/remanejamento das estruturas de produção e transporte para terra (aqui mencionado como o aspecto “descomissionamento do FPSO e estruturas”).

4 – Cenário de operação normal – impactos efetivos / operacionais

4.1 – Meios físico e biótico

Para os meios físico e biótico, nos cenários de operação normal que abrange os impactos efetivos e operacionais, é apresentado no Quadro 3 o aspecto ambiental identificado para esta fase, os fatores ambientais afetados, bem como uma descrição sintética de cada impacto ambiental. As respectivas medidas mitigadoras dos impactos ambientais identificados constam no Quadro 4.

Quadro 3 - Relação entre os aspectos ambientais, fatores ambientais e impactos ambientais identificados para a fase de descomissionamento.

Aspectos ambientais	Fatores ambientais	Impactos ambientais
ASP 01 – Descomissionamento do FPSO e estruturas	Substrato oceânico	IMP 1 – Danos superficiais ao substrato do leito marinho – em função da remoção estrutura de sustentação do FPSO e das linhas flexíveis, causando distúrbio no material inconsolidado.
	Água do mar	IMP 2 – Alteração da qualidade da água – em função da ressuspensão do material inconsolidada do leito marinho com alteração nos níveis de MPS.
	Bentos	IMP 3 - Interferência com as comunidades bentônicas – através da remoção das estruturas no leito marinho e da ressuspensão de sedimentos.
	Quelônios e cetáceos	IMP 4 - Interferência em quelônios e cetáceos - as atividades de remoção e transporte das estruturas podem gerar ruídos e vibrações, que serão responsáveis pelo afastamento temporário de quelônios e cetáceos.
	Ictiofauna	IMP 5 – Interferência na ictiofauna - as atividades de remoção e transporte das estruturas podem gerar ruídos e vibrações, que serão responsáveis pelo afastamento temporário da ictiofauna.
	Biodiversidade	IMP 6 – Introdução de espécies exóticas - possibilidade de introdução de espécies exóticas em novos ambientes em função de larvas de organismos que se encontram incrustadas no FPSO ou outras estruturas. Esses organismos, em casos extremos, podem levar ao desaparecimento de espécies nativas por competição e predação.

Quadro 4 - Medidas Mitigadoras dos impactos da fase de descomissionamento.

Impactos ambientais	Medidas Mitigadoras
IMPACTO 1 – Danos superficiais ao substrato do leito marinho	A medida mitigadora para este impacto é a inspeção de fundo durante a remoção das estruturas, havendo inspeção visual através de filmagem com ROV (Remote Operated Vehicle) e georreferenciamento. Todas as operações são monitoradas por ROVs e/ou sistema de vídeo. A medida tem caráter preventivo e eficácia alta.
IMPACTO 2 – Alteração da qualidade da água	Não há medida mitigadora direta, além do acompanhamento por ROV.
IMPACTO 3 – Interferência com as comunidades bentônicas	A medida mitigadora para este impacto é a inspeção de fundo quando da remoção das estruturas. Também, a remoção das estruturas será acompanhada por inspeção visual do fundo através de filmagem com ROV. Ressalta-se que a grande profundidade local (aproximada de 1.550 m) dificulta a logística necessária ao monitoramento das comunidades bentônicas. A medida tem caráter preventivo e eficácia média.
IMPACTO 4 – Interferência em quelônios e cetáceos	Vale mencionar que, a fase de descomissionamento tem uma curta duração e que o comportamento usual é a evitação das áreas com ruído, não sendo justificável um monitoramento da biota neste caso. Não há medidas específicas para esse impacto.
IMPACTO 5– Interferência na ictiofauna	Para mitigação deste impacto os trabalhadores envolvidos na atividade serão sensibilizados quanto às práticas comuns na atividade e os impactos socioambientais a ela associados, focando na necessidade de adoção de procedimentos ambientalmente adequados. O PEAT visa à orientação e sensibilização dos profissionais envolvidos na atividade sobre os riscos e danos ambientais potenciais do empreendimento, e sobre a importância dos ecossistemas e fauna locais, dentre outros. A medida é preventiva e de eficácia baixa.
IMPACTO 6 – Introdução de espécies exóticas	Medidas tomadas continuamente no âmbito do PPECX apresentado para o Campo de Atlanta. Essas medidas têm caráter preventivo, de controle e gestão e eficácia média.

4.2 – Meio socioeconômico

O **Quadro 5** abaixo apresenta os aspectos ambientais identificados para esta fase, os fatores ambientais afetados por cada um dos aspectos, bem como uma descrição sintética de cada impacto ambiental. O **Quadro 6** apresenta as respectivas medidas mitigadoras.

Quadro 5 - Relação entre os aspectos ambientais, fatores ambientais e impactos ambientais identificados para a fase de descomissionamento.

Aspectos ambientais	Fatores ambientais	Impactos ambientais
ASP 02 - Desenvolvimento de estudos e implementação de projetos ambientais	Conhecimento científico	IMP 7 – Produção de conhecimento científico – o descomissionamento das estruturas de produção da nova fase do empreendimento (SDP) implicará no desenvolvimento de estudos vinculados ao próprio empreendimento e ao licenciamento ambiental, bem como na implementação dos projetos ambientais exigidos pelo órgão ambiental (IBAMA), o que proporcionará um maior conhecimento da região em questão.
ASP 03 - Descomissionamento e transporte do FPSO	Comunidade pesqueira	IMP 8 – Interferência nas atividades pesqueiras – o aumento do tráfego marítimo poderá acarretar restrições à atividade pesqueira na área de circulação de embarcações vinculadas à atividade de descomissionamento e causar danos a petrechos de pesca.
	Tráfego marítimo e terrestre	IMP 9 – Variação no risco de acidentes de tráfego – a possibilidade de risco de acidentes, durante esta fase de descomissionamento do empreendimento, ocorrerá devido ao aumento do tráfego marítimo e terrestre pelas atividades de transporte do FPSO, equipamentos, resíduos e pessoas.

Quadro 6 - Medidas Mitigadoras dos impactos da fase de descomissionamento.

Impacto	Medida Mitigadora
IMPACTO 7 - Produção de conhecimento científico	Esse é um impacto positivo, não apresentando medidas mitigadoras. No entanto, esse impacto positivo pode ser potencializado na execução das reuniões comunitárias, espaço para troca de conhecimento entre a empresa e as comunidades impactadas.
IMPACTO 8 - Interferências com as atividades pesqueiras	Esse impacto pode ser mitigado na implantação do Projeto de Comunicação Social (PCS), onde serão esclarecidas as características do descomissionamento, como: embarcações envolvidas e sua distância da costa, a probabilidade de ocorrência de acidentes e as medidas para seu pronto controle; e do Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT), através da informação aos profissionais envolvidos na atividade sobre as atividades pesqueiras da região e a importância de trafegar com atenção e em velocidade reduzida.

A Matriz de avaliação dos impactos ambientais operacionais da fase de descomissionamento para os meios físico, biótico e socioeconômico é apresentada no **Quadro 7**.

Quadro 7 - Matriz de avaliação dos impactos ambientais operacionais da fase de descomissionamento.

	Natureza	Forma de incidência	Tempo de incidência	Abrangência espacial	Duração	Permanência	Reversibilidade	Cumulatividade	Frequência	Magnitude	Sensibilidade	Importância	UCs
MEIOS FÍSICO E BIÓTICO													
IMPACTO 1 – Danos superficiais ao substrato do leito marinho	Negativa	Direto	Imediato	Local	Imediato	Temporário	Reversível	Não Cumulativo	Pontual	Baixa	Baixa	Pequena	Não
IMPACTO 2 – Alteração da qualidade da água	Negativa	Indireto	Imediato	Local	Imediato	Temporário	Reversível	Indutor	Pontual	Baixa	Baixa	Pequena	Não
IMPACTO 3 – Interferência com as comunidades bentônicas	Negativa	Direto	Imediato	Local	Imediato	Temporário	Reversível	Não Cumulativo	Pontual	Baixa	Baixa	Pequena	Não
IMPACTO 4 – Interferência em quelônios e cetáceos	Negativa	Direto	Imediato	Local	Imediato	Temporário	Reversível	Cumulativo	Pontual	Baixa	Alta	Média	Não
IMPACTO 5 – Interferência na ictiofauna	Negativa	Direto	Imediato	Local	Imediato	Temporário	Reversível	Indutor	Pontual	Baixa	Alta	Média	Não
IMPACTO 6 – Introdução de espécies exóticas	Negativa	Direto	Posterior	Suprarregional	Longa	Permanente	Irreversível	Indutor	Pontual	Média	Alta	Grande	Não
MEIO SOCIOECONÔMICO													
IMPACTO 7 - Produção de conhecimento científico	Positivo	Direto	Imediato	Suprarregional	Longa	Permanente	Irreversível	Cumulativo	Pontual	Média	Alta	Grande	Não
IMPACTO 8 – Interferência com as atividades pesqueiras	Negativo	Direto	Imediato	Regional	Imediato	Temporário	Reversível	Cumulativo	Intermitente	Baixa	Alta	Média	Não
IMPACTO 9 – Variação no risco de acidentes de tráfego	Negativo	Direto	Imediato	Regional	Imediato	Temporário	Reversível	Cumulativo	Intermitente	Baixa	Alta	Média	Não

5 – Avaliação dos impactos potenciais – Cenário acidental

5.1 – Meios físico e biótico

A partir dos incidentes passíveis de ocorrer durante as atividades do SDP de Atlanta, que inclui o descomissionamento de instalações, foram identificados para este cenário (cenário acidental) os seguintes aspectos ambientais e impactos potenciais relacionados aos meios físico e biótico:

Aspectos Ambientais (ASPs)

- ASP 01 – Acidente com derrame de óleo (cru ou diesel);
- ASP 02 – Acidente com vazamento de gás;
- ASP 03 – Acidente com embarcação durante o transporte de resíduos para a costa.

Impactos Ambientais (IMPs).

- Alteração da qualidade da água;
- Variação da qualidade do ar;
- Variação da qualidade dos sedimentos;
- Interferência em comunidades planctônicas;
- Interferência com as macroalgas;
- Interferência com as comunidades bentônicas;
- Interferência na ictiofauna;
- Interferência com os mamíferos marinhos;
- Interferência com os quelônios;
- Interferência na avifauna;
- Interferência nas praias;
- Interferência nos manguezais;
- Interferência nos costões rochosos.

A relação entre os aspectos ambientais, fatores ambientais e impactos potenciais identificados para os meios físico e biótico constam no **Quadro 8**.

Quadro 8 - Relação entre os aspectos ambientais, fatores ambientais e impactos potenciais identificados para os meios físico e biótico.

Aspectos ambientais	Fatores ambientais	Impactos potenciais
ASP 01 – Acidente com derrame de óleo (cru ou diesel)	Água do mar	IMP 01 – Alteração da qualidade da água – o derrame de óleo (ASP 01), vazamento de gás (ASP 02) ou despejo de resíduos (ASP 03), nas águas marinhas poderão levar a contaminação das águas atingidas pelos variados poluentes associados.
ASP 02 – Acidente com vazamento de gás ASP 03 – Acidente com embarcação durante o	Ar	IMP 02 – Variação na qualidade do ar – a evaporação do óleo vazado no mar (ASP 01), bem como um vazamento acidental de gás (ASP 2), pode levar a alterações na qualidade do ar na região atingida pelo derrame de óleo.

transporte de resíduos para a costa	Sedimento	IMP 03 – Variação na qualidade dos sedimentos – caso o óleo vazado atinja o leito marinho (ASP 01) poderá haver contaminação dos sedimentos na região atingida.
	Plâncton	IMP 04 – Interferência em comunidades planctônicas – o derrame de óleo (ASP 01), ou de resíduos (ASP 03), bem como o vazamento de gás (ASP 02) nas águas marinhas poderão gerar variações na qualidade das águas atingidas, e por conseguinte nas comunidades planctônicas.
	Macroalgas	IMP 05 – Interferência com as macroalgas – um derrame de óleo (ASP 01) em águas marinhas pode levar a contaminação e morte de macroalgas.
	Bentos	IMP 06 – Interferência com as comunidades bentônicas - em caso de acidente envolvendo derrame de óleo (ASP 01) os impactos passíveis de ocorrência sobre o sedimento e as comunidades bentônicas do local seriam a contaminação do sedimento e, por conseguinte, dos organismos bentônicos.
	Ictiofauna	IMP 07 – Interferência na icitofauna - o derrame de óleo (ASP 01), vazamento de gás (ASP 02) ou despejo de resíduos (ASP 03), nas águas marinhas poderão levar a contaminação de peixes na região afetada.
	Mamíferos marinhos	IMP 08 – Interferência com mamíferos marinhos - o derrame de óleo (ASP 01), vazamento de gás (ASP 02) ou despejo de resíduos (ASP 03), nas águas marinhas poderão levar a contaminação de mamíferos marinhos ocorrentes na região afetada.
	Quelônios	IMP 09 – Interferência com quelônios - o derrame de óleo (ASP 01), vazamento de gás (ASP 02) ou despejo de resíduos (ASP 03), nas águas marinhas poderão levar a contaminação de tartarugas marinhas na região afetada.
	Avifauna	IMP 10 – Interferência na avifauna - A contaminação da água por óleo (ASP 01), bem como um vazamento accidental de gás (ASP 02), pode atingir as aves marinhas de uma maneira geral. No caso do lançamento de resíduos no mar (ASP 03), as aves marinhas podem ser afetadas por ingestão direta ou indireta destes elementos.
	Praias	IMP 11 – Interferência nas praias – em caso de acidentes com derrame de óleo em grandes proporções (ASP 01) praias da região, e fauna associada, poderão ser atingidas.
	Manguezais	IMP 12 – Interferência nos manguezais – em caso de acidentes com derrame de óleo em grandes proporções (ASP 01) manguezais da região, e fauna associada, poderão ser atingidos.
	Costões rochosos	IMP 13 – Interferência nos costões rochosos – em caso de acidentes com derrame de óleo em grandes proporções (ASP 01) costões da região, e fauna associada, poderão ser atingidos.

5.2 – Meio socioeconômico

Foi identificado para este cenário (cenário acidental) o seguinte aspecto ambiental “ASP 1 – Acidente com derrame de óleo (cru ou diesel)” e os seguintes impactos potenciais relacionados ao meio socioeconômico:

- Interferência na pesca e na maricultura;
- Interferência em rotas de navegação;
- Interferência no turismo litorâneo;
- Pressão adicional sobre a infraestrutura portuária;
- Pressão adicional sobre a infraestrutura de disposição final de resíduos.

O **Quadro 9** apresenta os aspectos ambientais identificados para este cenário, os fatores ambientais afetados por cada um destes, bem como uma descrição sintética de cada impacto ambiental.

Quadro 9 - Relação entre os aspectos ambientais, fatores ambientais e impactos potenciais identificados.

Aspectos ambientais	Fatores ambientais	Impactos potenciais
ASP 1 – Acidente com derrame de óleo (cru ou diesel)	Atividade pesqueira e de maricultura	IMP 01 – Interferência na pesca e na maricultura – no caso da ocorrência de um acidente com derrame de óleo, poderá ocorrer interferências na pesca, pela proibição imposta à atividade na área de deslocamento da mancha, e nas atividades de maricultura, presentes na região afetada.
	Tráfego marítimo	IMP 02 – Interferência em rotas de navegação – a ocorrência desta interferência estará diretamente vinculada às atividades de navegação de cabotagem/turística e às rotas de pesca
	Turismo	IMP 03 – Interferência no turismo litorâneo – em caso de derrame de óleo poderá ocorrer interferência no turismo litorâneo, principalmente, na hipótese de deslocamento do óleo em direção à linha de costa.
	Bens e serviços	IMP 04 – Pressão sobre a infraestrutura portuária – a pressão adicional sobre a infraestrutura portuária será decorrente da necessidade de resposta a um evento acidental, que demandará medidas de controle e ações emergenciais, com aumento de aporte de pessoal, embarcação e equipamentos.
	Bens e serviços	IMP 05 – Pressão sobre a infraestrutura de disposição final de resíduos – o impacto está diretamente relacionado com o volume de óleo gerado em caso de acidente, que terá que receber tratamento e destinação final adequada.

6 – Medidas mitigadoras a serem adotadas

Os impactos poderão ser minimizados através do cumprimento de padrões e treinamento adequado – medida de caráter preventivo.

Especificamente com relação a derrames acidentais de óleo, a mitigação dos impactos deve ser norteada a impedir a dispersão da mancha de óleo através da implantação de um eficiente Plano de Emergência Individual (PEI) e o atendimento aos procedimentos estabelecidos através do PPAF (Plano de Proteção à Fauna), quando aplicável. Estas medidas têm caráter corretivo e a eficácia é alta.

A matriz de avaliação dos impactos ambientais potenciais da fase de descomissionamento para os meios físico, biótico e socioeconômico é apresentada no **Quadro 7**.