Введение

Иньвинская площадь в административном отношении расположена в Юсьвинском районе Пермской области. В тектоническом отношении проектная площадь находится в центральной части Висимской впадины на борту Камско-Кинельской (ККСВ) системы впадин (ККСВ) зоне развития структур облекания верхнедевонско-турнейских рифов.

Обоснованием для постановки на площади глубокого поисково разведочного бурения послужило наличие подготовленных сейсморазведкой Рябовского поднятия по II отражающему горизонту палеозоя и расположение их в бортовой зоне ККСВ вблизи Майкорского и Чермозского месторождений нефти, а также недоразведанность Майкорского месторождения.

В результате проведенных работ будет изучена геолого-геофизическая и литолого-фациальная характеристика вскрываемого скважинами разреза, дана оценка нефтеносности каменноугольных и девонских отложений и уточнено тектоническое строение площади.

ГЛАВА 1 Физико-географический очерк района работ

Площадь проектируемых работ расположена на восточной окраине Русской платформы, к западу от Предуральского прогиба, в бассейне р. Иньва.

По рельефу площадь характеризуется пологой, слабо всхолмленной равниной с широкими и плоскими водоразделами часто заболоченными, прорезанными широкими долинами рек с многочисленными притоками.

Абсолютные высотные отметки водоразделов обычно не превышают 180-200 метров. Наименьшие абсолютные отметки 100-105 м имеет урез воды у реки Иньва.

Наиболее крупной рекой площади является р. Иньва, протекающая в широтном направлении с запада на восток. Река Иньва спокойная равнинная река, в среднем, скорость её течения равняется 2-3 км/час. Глубина реки южнее площади работ составляет 5-6м. Пойменные терассы р. Иньва залиты водами Камского водохранилища от пос. Майкор до с. Купрос. Река судоходна до пункта, расположенного в 2км ниже с. Купрос.

Более 90% площади проектируемых работ покрыто лесом главным образом хвойным, в составе которого преобладают ель и пихта. Сосны растут лишь на отдельных участках.

Пашни занимают небольшую часть площади. Распахиваются лишь отдельные участки левобережья р. Иньва в районе пос. Майкор. К северу площадь большей частью заболочена.

Климат района работ характеризуется суровой длительной зимой и сравнительно тёплым, но коротким летом с обильными осадками. Средняя температура самого тёплого месяца июля +17°С, самого холодного месяца января -15.7 °С. Глубина промерзания почвы достигает 1-1.1м. Количество осадков за год составляет 500-550мм. Максимум осадков приходится на июль август, минимум на декабрь и январь. Толщина снежного покрова достигает 0.5м и боле.

Район населён редко. Среди населения по национальному составу преобладают коми-пермяки и русские. Основное занятия населения заготовка, сплав леса и сельское хозяйство.

ГЛАВА 2. Геолого-геофизическая изученность

Таблица№ 2.1

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № пп | Метод | Организация | Год | Автор | Результаты |
|  | Региональные | Объединение | 1976- | Шиткин С.Т. | Площадь Запольского |
|  | комплексные | Пермнефть, ГПК, | 1979 | Евдокимова | поднятия, расположенная в |
|  | аэрогеологиче | аэрогеологическая |  | Л.И. | районе Майкорской |
| 1 | ские | экспедиция |  | Грайфер Б.И. | неотектонической зоны. На |
|  | исследования |  |  | и др. | поверхности развиты |
|  | М 1:200000 |  |  |  | отложения белебеевской |
|  |  |  |  |  | свиты казанского яруса |
|  | Гравиразведка | Трест | 1954 | Баладаев В.И. | Аномалий не выявлено |
|  |  | Пермнефтегеофиз |  |  |  |
| 2 |  | икаГРП 12/54 |  | Любимцева |  |
|  |  | ГРП1 1-1 2/55 | 1955- | И.А. | Аномалий не выявлено |
|  |  |  | 1956 |  |  |
|  | Электроразвед | Трест |  |  |  |
|  | каВЭЗ | Пермнефтегеофиз |  |  |  |
| 3 |  | ика | 1952 | Грушин Ф.К. | Поднятий не выявлено |
|  |  | ЭПРП/52 |  |  |  |
|  |  | тем. партия | 1957- | Малахова И.В. | Поднятий не выявлено |
|  |  | 15/57 | 1958 | Зудина Л.И. |  |
| 4 | Магниторазве | ниизм | 1943 | Пудовкин | Аномалий не обнаружено |
|  | дка |  |  | И.М. |  |
|  | Аэромагнитна | Уральская | 1955- | Гафаров Р.А. | Аномалий не обнаружено |
|  | я съёмка | аэромагнитная | 1956 |  |  |
|  |  | партия №81/55 |  |  |  |
| 5 |  | Уральская |  |  |  |
|  |  | комплексная |  |  |  |
|  |  | каротажная |  |  |  |
|  |  | экспедиция. | 1977- | Чурсин А. В. | Аномалий не обнаружено |
|  |  | Аэрогеофизичес- | 1978 |  |  |
|  |  | кая партия |  |  |  |
|  | Сейсморазвед | Сейсморазведоч- | 1966- | Ившин В.М. | По данным однократного |
|  | каМОВ | ная партия | 1967 | Смирнова | профилирования поднятия |
| 6 |  | №19/66-67 |  | М.Я. | не выделяются. |
|  |  | №15/68 | 1968- | Чихалева Л.Л. |  |
|  |  |  | 1969 | Гилева В.И. |  |
|  | ОГТ | Сейсморазведоч- |  |  |  |
|  |  | ная партия |  |  |  |
|  |  | №8/79 | 1979 | Шварц Ф.Г. | Выявлены Запольское и |
|  |  |  |  | Денисова Р.И. | Иньвинское поднятия по |
| 7 |  |  |  |  | отражающим горизонтам |
|  |  |  |  |  | «К», I и II |
|  |  | №28.79-80 | 1979- | Шварц Ф.Г. | Детализировано |
|  |  |  | 1980 | Денисова Р.И. | Иньвинское поднятие по |
|  |  |  |  |  | отражающим горизонтам |
|  |  |  |  |  | «К», I и II |
|  |  | №8/80 | 1980 | Шварц Ф.Г. | Детализировано и |
|  |  | №80/81 | 1981 | Денисова Р. И. | подготовлено под глубокое |
|  |  | №28/81-82 | 1981- | Вахотин Н.Н. | бурение Запольское, |
|  |  |  | 1982 | и др. | Безгодовское и Рябовское |
|  |  |  |  |  | поднятия. |
|  |  | №28/80-81 | 1980- | Мошев В.Н. | Уточнено строение |
|  |  | №18/83 | 1984 |  | Запольского и |
|  |  | №28/83-84 |  |  | Безгодовского поднятий. |
|  | Бурение | ГПК объединение | 1957- |  | Изучено геологическое |
|  | структурное | Пермнефть | 1980 |  | строение пермских |
|  |  |  |  |  | отложений. Закартированы |
| 8 |  |  |  |  | Майкорская, Вост.- |
|  |  |  |  |  | Майкорская, Крысинская, |
|  |  |  |  |  | Верх-Пожвинская |
|  |  |  |  |  | структуры |
|  | Параметричес | Трест | 1980 |  | Изучена скоростная |
| 9 | кое | Пермнефтегеофиз |  |  | характеристика до |
|  |  | ика, ГПК |  |  | отложений кунгурского |
|  |  |  |  |  | яруса. |
|  | Глубокое | Объединение | 1960- |  | По проекту на |
|  | бурение | Пермнефть | 1963 |  | Майкорскую площадь |
|  |  |  |  |  | пробурено 1 8 глубоких |
|  |  |  |  |  | скважин. Вскрыт разрез до |
|  |  |  |  |  | вендских отложений на |
|  |  |  |  |  | глубину 2455. Открыта |
| 10 |  |  |  |  | кожимская залежь нефти. |
|  |  |  |  |  | По проекту на |
|  |  |  |  |  | Тухачевскую площадь |
|  |  |  |  |  | пробурены 3 глубоких |
|  |  |  |  |  | скважины, не |
|  |  |  |  |  | обнаружившие признаков |
|  |  |  |  |  | нефтеносности. |

ГЛАВА 3 Геологическое строение

3.1 Стратиграфия и литология

Геологический разрез Иньвинской площади приводится по материалам геологической съёмки, структурного бурения на Иньвинской и Майкорской площадях (верхняя часть разреза) и глубокого поисково-разведочного бурения на Майкорской, Тухачевской и Верх-Кондасской площадях и по данным сейсморазведочных работ партии №28/83-84

Описание разреза даётся сверху вниз по унифицированной схеме стратиграфии палеозойских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции 1962-1965гг. с изменениями, внесёнными на 8 Международном стратиграфическом конгрессе в Москве в 1975г.

Четвертичная система — Q

Представлена суглинками и глинами коричневыми, светло- и желтовато-коричневыми и темно-бурыми, включающими мелкую известняковую гальку, песками серыми, светло-серыми и коричневато-серыми, среднезернистыми, полимиктовыми.

Толщина 10-15м

Пермская система — Р

Верхний отдел - P2

Казанский ярус Р2 kz

Сложен чередующимися прослоями песчаников и глин, реже алевролитов, редко конгломератов.

Песчаники серые, тёмно-серые и коричневато-серые, известковистые, участками глинистые, с включениями галек.

Глины коричневые, песчанистые и известковистые, с включениями углистого вещества, местами с включениями песчаника зеленовато-серого.

Алевролиты коричневые и коричневато-серые, глинистые, часто известковистые.Конгломераты из гальки уральских пород, реже известняков. Цемент песчано-глинистый.

Толщина 50-170м

Уфимский ярус - Р2u

Шешминский горизонт — Р2 ss

Сложен переслаиванием алевролитов, песчаников, аргиллитов и в нижней части известняков.

Алевролиты коричневые и коричневато-серые, участками глинистые, с включениями и тонкими прожилками мергеля и гипса.

Аргиллиты коричневые, прослоями алевритистые, известковистые.

Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые, полимиктовые, алевритистые.

Известняки серые, светло-серые, глинистые и доломитизированные.

Толщина 285-335м.

Соликамский горизонт - Р2 sl

Представлен известняками и доломитами с прослоями мергелей, ангидритов, алевролитов, глин и песчаников.

Известняки серые и темно-серые, пелитоморфные и кристаллические, плотные, неясно-слоистые, с прожилками кальцита и ангидрита.

Доломиты светло-серые и тёмно-серые, тонкозернистые, плотные, крепкие, с включениями гипса и ангидрита.

Мергели тёмно-серые, неясно-слоистые, с включениями пирита.

Алевролиты известковисто-глинистые, с обуглившимися растительными остатками.

Песчаниками зеленовато-серые, мелкозернистые, плотные, с включениями гипса и ангидрита.

Глины красновато-коричневые, с включениями пирита.

Толщина 100-105м.

Нижний отдел – Р1

Кунгурский ярус Р1k

Иренский горизонт Р1ir

Отложения горизонта представлены семью пачками: лунежской, тюйской, демидковской, ёлкинской, шалашинской, неволинской, ледяно-пещерской.

Тюйская, ёлкинская и неволинская пачки слагаются доломитами с включениями ангидритов.

Лунежская, демидковская, шалашинская и ледяно-пещерская пачки представлены ангидритами голубыми с включениями доломитов, с глинистыми примазками.

В верхней части (Лунежская пачка) могут присутствовать прослои каменной соли.

Доломиты серые и светло-серые, кристаллические, иногда оолитовые, с включениями ангидрита и гипса.

Известняки светло-серые, пористо-кавернозные, участками брекчевидные.

Толщина 115-120м.

Филлиповский горизонт – Р1fl

Сложен доломитами и известняками с включениями гипса.

Доломитами серые, светло-серые, пелитоморфные, кристаллические, известковистые.

Известняки серые, темно-серые, доломитизированные, участками оолитовые, с примазками тёмно-серой глины.

Толщина 40-45м.

Артинский ярус – P1ar

Представлен чередованием известняков и доломитов.

Доломиты светло- и тёмно-серые, кристаллические, реже пелитоморфные, с включениями ангидрита и гипса.

Известняки тёмно-серые, органогенно-детритовые, прослоями окремнелые. Известняки имеют запах битума и сероводорода.

Толщина 155-180м.

Сакмарский +ассельский ярусы – P1s + a

Сложен известняками и доломитами.

Известняки коричневато-серые, мелкозернистые, плотные, участками окремнелые.

Доломиты серые и тёмно-серые, мелкозернистые, плотные, крепкие, с прослойками глины и ангидрита.

Толщина 130-210м.

Каменноугольная система – С

Верхний отдел — С3

Представлен известняками с прослоями доломитов в верхней части и доломитами с прослоями известняков в нижней части.

Известняки светло-серые, серые, плотные, зернистые, прослоями трещиноватые.

Доломиты светло-серые, мелкозернистые и пелитоморфные, прослоями песчаниковидные, с включениями кремня и прожилками кальцита.

Толщина 175-185м.

Средний отдел — С2

Мячковский горизонт – С2 mc

Сложен чередованием доломитов и известняков.

Доломиты светло-серые, серые, мелкозернистые, плотные, слабо известковистые.

Известняки светло-серые, почти белые, плотные, крепкие, с прослоями, серого, почти чёрного ангидрита.

Толщина 50-60м.

Подольский горизонт - С2 pd

Представлен известняками с прослоями доломитов.

Известняки серые, прослоями с коричневатым оттенком, плотные, крепкие, мелкозернистые с включениями ангидрита.

Доломитами серые с коричневатым оттенком, крепкие, участками анги дритизированные.

Толщина 80-85м.

Каширский горизонт - С2 ks

Сложен известняками и доломитами с редкими прослоями аргиллитов.

Известняки серые до тёмно-серых, мелкозернистые, плотные, прослоями оолитовые, с включениями ангидритов.

Доломиты серые, светло-серые и темно серые, мелкозернистые участками сильно ангидритизированные, с включениями ангидритов и тёмно-серого глинистого вещества.

Аргиллиты тёмно-серые, зеленовато-серые, неравномерно известковистые, тонкоплитчатые, на плоскостях наслоения слюдистые, с обуглившимися растительными остатками.

Толщина 50м.

Верейский горизонт - С2vr

Представлен известняками с прослоями аргиллитов, и редко доломитов.

Известняки серые, тёмно-серые, мелко- и скрытозернистые, плотные, прослоями глинистые, участками трещиноватые.

Аргиллиты серые до тёмно-серых с зеленоватым оттенком, известковистые, плитчатые, слабо слюдистые.

Доломиты серые и коричневато-серые, мелкозернистые, прослоями окремнелые, с прожилками кальцита.

Толщина 60м.

Башкирский ярус - С2b

Сложен известняками серыми, желтовато-серыми, скрытокристаллическими, пелитоморфными, плотными, с тонкими прослойками серого кремня, со стиллалитовыми швами, прослоями детритовыми, пористыми. Встречаются редкие прослои аргиллита.

Толщина 45-65

Нижний отдел – С1

Серпуховский ярус - С1s

Представлен известняками и доломитами.

Известняки серые, желтовато серые до коричневых, плотные, участками пористые, с включениями кремня и прослойками аргиллита тёмно-серого, плотного.

Доломиты коричневато-серые.

Толщина 95-115м.

Визейский ярус – С1

Верхневизейский подъярус — С1v3

Сложен доломитами и известняками.

Доломиты желтовато-коричневатые, серые, иногда глинистые, мелкозернистые, крепкие, плотные.

Известняки светло- и коричневато-серые, органогенно-обломочные, зернистые, участками окремнелые, со стилолитовыми швами.

Толщина 90-110м.

Средневизейский подъярус - C1 v2

Окский надгоризонт - C1 ok

Тульский горизонт – C1 tl

Верхняя часть горизонта сложена карбонатными породами известняками с прослоями доломитов, нижняя — переслаиванием алевролитов аргиллитов и песчаников.

Известняки коричневато-серые, мелкозернистые, с частыми глинистыми примазками.

Песчаники серые, светло-серые, кварцевые, слоистые с углистыми примазками, известковистые.

Алевролиты серые до чёрных, слюдистые, углистые, с включениями растительных остатков и пирита.

Аргиллиты тёмно-серые, тонкослоистые, плитчатые, с обуглившимися растительными остатками, с включениями пирита, с зеркалами скольжения.

Толщина 25-30м.

Кожимский надгоризонт - C1 kzh

Бобриковский горизонт - С1bb

Сложен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Толщина 10-25м.

Нижневизейский подъярус – C1 v1

Представлен в основании аргиллитами с редкими пропластками алевролитов и песчаников.

Аргиллиты тёмно-серые до чёрных, сильно углистые, слоистые, алевритистые, с включениями пирита и сидерита.

Алевролиты тёмно-серые, слюдистые, неслоистые, с обугленным растительным детритом, с включениями пирита.

Песчаники серые, алевритистые, известковистые.

Толщина 5 – 20 метров.

Турнейский ярус – C1 t

Сложен известняками светло-серыми, иногда желтовато-серыми, мелкозернистыми, местами глинистыми, обломочными, плотными, крепкими, прослоями брекчевидными, со стилолитовыми швами, выполненными глинистым материалом, с прожилками и включениями кальцита.

Толщина 25-35м.

Девонская система - D

Верхний отдел - D3

Фаменский ярус – D3 fm

Сложен известняками с прослоями доломитов. Известняки светло- и желтовато-серые, скрыто - и мелкокристаллические, плотные, крепкие, прослоями глинистые доломитизированные.

Доломиты серые и коричневато-серые, тонкозернистые, неслоистые, пористо-кавернозные, плотные, трещиноватые, с включениями кальцита.

Толщина 145-155м.

Франский ярус - D3

Верхнефранский подъярус - D3 fr2

Представлен чередованием доломитов и известняков.

Доломиты серые, коричневато-серые, слабо известковистые, разнозернистые, иногда окремнелые, участками кавернозные.

Известняки серые с коричневатым оттенком, крепкие, неслоистые, со стилолитовыми швами. Встречаются маломощные пропластки ангидрита и аргиллита.

Толщина 275 – 315 метров.

Нижнефранский подъярус - D3 fr1

Доманиковый горизонт - D3 dm

Сложен, в основном, известняками серыми, коричневато-серыми, органогенно-обломочными, битуминозными, доломитизированными, плотными, крепкими.

Толщина 25м.

Саргаевский горизонт – D3 ar

Представлен известняками с небольшими прослоями доломитов.

Известняки светло-серые, зернистые, плотные, крепкие, глинистые, с прослойками кальцита, с включениями пирита.

Толщина 15м.

Тиманский горизонт - D3 tm

Верхняя часть горизонта сложена известняками зеленовато-серыми, неравномерно-глинистыми, плотными, крепкими, пелитоморфными, местами доломитизированными.

Нижняя большая часть горизонта представлена чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников.

Аргиллиты шоколадно-коричневые и зеленовато-серые, участками алевритистые, плитчатые, слюдистые, с зеркалами скольжения.

Алевролиты зеленовато-серые, серые, слюдистые, глинистые, мелкозернистые.

Толщина 20м.

Пашийский горизонт – D3 p

Сложен песчаниками, алевролитами и аргиллитами.

Песчаники светло-серые с зеленоватым оттенком, кварцевые, мелкозернистые, реже среднезернистые, крепкие.

Алевролиты зеленовато-серые и серые, глинистые, иногда слюдистые и песчанистые, плотные, крепкие, с включениями пирита, с обугленными растительными остатками.

Аргиллиты зеленовато-серые, плотные, алевритистые, слюдистые, с зеркалами скольжения.

Толщина 15м.

Средний отдел - D2

Живетский ярус - D2 g

Представлен терригенными породами, преимущественно песчаниками, с прослоями аргиллитов и алевролитов.

Песчаники светло-серые, почти белые, кварцевые, мелкозернистые, с углистыми включениями.

Алевролиты серые, светло-серые, слюдистые, плотные, с обуглившимися растительными остатками.

Аргиллиты серые, тёмно-серые, алевритистые, слюдистые, тонкозернистые.

Толщина 30м.

Эйфельский ярус – D2 ef

Сложен карбонатными породами в верхней части и терригенньтми в нижней.

Известняки серые и тёмно-серые, тонко и мелкозернистые, плотные, участками глинистые.

Песчаники светло-розовато- и буровато-серые, грубозернистые, кварцевые, реже гравелиты и мелкогалечные конгломераты с редкими прослойками аргиллитов и алевролитов.

Толщина 30м.

Вендский комплекс - PR2 Vd

Отложения представлены чередованием аргиллитов, алевролитов с прослоями песчаников,

Аргиллиты тёмно-серые, зеленовато-серые, коричневые, алевритистые, слюдистые.

Алевролиты зеленовато-серые, глинистые, мелкозернистые.

Песчаники серые, зеленовато-серые и красновато-серые, кварцевые и кварцево-полевошпатсвые, разнозернистые.

Вскрываемая толщина 50 метров.

3.2 Тектоника

Рис. 2. Выкопировка из карты фонда выявленных и подготовленных структур на 01.01.85

Площадь проектируемых работ расположена в центральной части Висимской впадины на западном борту ККСВ в зоне развития структур облекания верхнедевонско - турнейских рифов. В указанном районе сейсморазведкой методом ОГТ подготовлены Иньвинская, Рябовская, Безгодовская и Запольская структуры, а также выявлены Крысинское поднятие и ряд приподнятых зон (рис. 2). Отражающие горизонты карбона (I, II, II11) и девона (III), погружаются в юго-восточном направлении естественно на 125 м, 175 м, 225 м и 130 м, а горизонт «К» погружается в юго-западном и восточном направлениях от центральной приподнятой зоны на 30-40 м.

На фоне этого погружения каменноугольных и пермских отложений в центральной части проектной площади выделяется Майкорская валообразная зона меридионального направления, осложненная рядом локальных поднятий.

По отражающему горизонту II и др. выделяются две цепочки поднятий, К восточной относятся Иньвинская и Рябовская структуры, к западной - Майкорская и Безгодовская структуры.

Безгодовское поднятие расположено в 5 км к северу от северной вершины Майкорского месторождения и представляет собой структуру облекания рифового массива верхнее-девонско-турнейского возраста. По отражающему горизонту II это -брахиантиклиналь меридионального простирания, осложнённая северной и южной вершинами. Размеры поднятия в пределах замкнутой изолинии - 1600 м 4,5\*1,5 км, амплитуда 30 м.

По отражающему горизонту II структура осложнена одним из рукавов эрозионного вреза ранневизейского возраста, что могло повлиять на её размеры и амплитуду.

По отражающему горизонту I размеры и конфигурация структуры сохраняются, амплитуда уменьшается до 15 м. По отражающему горизонту III на месте структуры отмечается моноклинальное погружение.

3.3 Нефтегазоносность

Иньвинская разведочная площадь находится в Висимской впадине, приурочена к бортовой зоне Камско-Кинельской системы, где перспективны на нефть все региональные нефтегазоносные комплексы Пермского Прикамья. Промышленная нефтеносность на соседних с Иньвинской площадью месторождениях - Майкорском и Чермозском установлена только в яснополянских отложениях.

Визейские терригенные отложения в данном районе имеют общую толщину от 40 м до 50 м. Коллекторами нефти являются песчаники и алевролиты, толщина которых колеблется от нескольких метров до 26 м. Коллекторские свойства их также очень изменчивы: средняя пористость изменяется от 11 до 22%, проницаемость находится в пределах 0,008-0,333 мкм

Из-за резкой изменчивости коллекторских свойств пластов залежи, приуроченные к ним, относятся к пластовым сводовым литологически экранированным. Площадь залежей небольшая от 0,9 км2 до 8,9 км2, высота 3,6 м - 18 м. Средняя нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,9 м до 3,1 м. Коэффициент заполнения ловушек находится в пределах 20-75%.

Притоки нефти по скважинам составляют от 9,1 т/с до 64,5 т/с на штуцере 5 мм.

Нефть по плотности относится к средним (0,873-0,893 г/см3), по содержанию серы к сернистым (1,78%) и высокосернистым (2,13%) от 13 сп до 32,6 сп. Нефть слабо газонасыщена (12-17 м3т).

Кроме вышеописанной визейской терригенной толщи, основного объекта для поисков нефти в данном районе, заслуживают интерес и другие отложения в разрезе осадочного чехла Палеозоя.

В нижнепермских отложениях на многих площадях глубокого и структурного бурения поблизости от Иньвинской площади, в том числе на Майкорском и Чермозском местороздениях, отмечены нефтепроявления различной интенсивности: от битумов и слабых нефтепроявлений до равномерно насыщенных прослоев известняков.

Комплекс очень слабо изучен.

В среднекаменноугольном комплексе в пределах Висимской впадины нефтепроявления отмечаются на всех разведочных площадях. При опробовании этих отложений получен непромышленный приток нефти на Кассибском месторождении, в скважине 2 в интервале 1420-1503 м пластоиспытателем получено за 60 минут 3 м3 нефти.

В терригенной толще девона в Висимской впадине различной интенсивности нефтепроявления установлены в керне на Чермозской, Восточно-Майкорской и Тузимской площадях. Ближайшие промышленные залежи нефти в данном комплексе выявлены на Чердынском месторождении на север от Иньвинской площади и на юге -Кузнецовском и Полазненском.

В пределах Инъвинской площади в настоящее время подготовлено к глубокому бурению четыре поднятия: Иньвинское, Безгодовское, Рябовское,

Запольское. По этим поднятиям подсчитаны ресурсы нефти категории С3 только по и. окскому и кошминскому надгоризонтам, как наиболее изученному в данном районе, и лишь на Рябовском поднятии подсчитаны ресурсы по башкирскому и турнейскому ярусам.

Все остальные перспективные на нефть нефтегазоносные комплексы необходимо при бурении и освоении глубоких скважин детально изучать с целью выявления в них возможных скоплений нефти.

3.4 Гидрогеология

Иньвинская площадь расположена на восточной окраине Волго - Камского артезианского бассейна II порядка.

Ближайшая Майкорская площадь в гидрогеологическом отношении практически не изучена. Кроме того, были использованы данные структурного бурения на Новочураковской площади.

Региональным водоупором, разделяющим нижнюю и верхнюю зоны, является доломито-ангидритовая толща кунгурского яруса с прослоями каменной соли. Толщина его 120-140 м.

Глубина залегания подошвы пресных вод у п. Майкор достилает 171 м, в остальной части площади до 100 м.

Характерной особенностью верхней зоны на данной площади является значительная глинистость разреза. Она обуславливает незначительную водообильность, небольшой модуль подземного стока, спорадическое распространение подземных вод и повышенное содержание натрия. На небольших участках со смешанным и песчаным типом разреза встречаются родники с повышенным дебитом воды. Малая мощность, отсутствие выдержанных водоупоров, слабая водообильность, неглубокое залегание уровня воды, способствующее легкому загрязнению, отсутствие водообильных зон позволяют считать водоносные комплексы в четвертичных и казанских отложениях бесперспективными для централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Подземные воды шешминского водоносного комплекса, циркулирующие ниже местного эрозионного вреза, отличаются разнообразием химического состава и минерализации. В пределах водораздельных пространств преобладают воды НС03 -Na и НС03-Na-Ca(Mg) состава с минерализацией до 1 г/л, воды - С04-НСО3-Na-Са и SO4-Са состава с минерализацией до 3 г/л - в устьевых частях р. Иньвы, на глубине свыше 140 м вскрыты Cl- SO4-На и С1-Na воды с минерализацией до 5 г/л. Преобладание Na и SO4 объясняется глинистостью и загипсованностъю разреза.На восточной окраине площади в данном водоносном комплексе выделена водообильная зона суммарным дебитом 3,3 л/с. На остальной части площади небольшие ресурсы ограничивают использование подземных вод для целей крупного хозяйственно-питьевого снабжения. Сведения о воде Соликамских отложений отсутствуют.

В гидрогеологическом отношении район работ очень слабо изучен.

В нижнепермских отложениях наблюдаются зоны с повышенными напорами, в водах комплекса присутствует водо-растворенный сероводород, закрытость комплекса - удовлетворительная.

Наиболее благоприятными условиями для сохранности залежей углеводородов по гидрогеологическим показателям обладают башкирский и нижне-средневизейский комплексы. В верхнедевонско-турнейском и средне-верхнедевонском комплексах предполагается некоторое снижение показателей закрытости.

По содержанию йода и брома подземные воды всех газонефтеводоносных комплексов относятся к категории промышленных. Геотермический градиент в этом районе от 1,3 до 1,5°С/100 м [10].

Зависимость температуры от глубины залегания пластовых флюидов описывается уравнением

Т =0,0135 х Н +4,7

В целом, в данном районе установлена достаточно хорошо выраженная гидродинамическая и гидрохимическая зональность.

Пластовые давления могут быть рассчитаны в зависимости от залегания водоносных толщ.

ГЛАВА 4 Методика и объем проектируемых работ

4.1 Цели и задачи поисково-оценочного бурения

Обоснованием для постановки поисково-оценочного бурения на Иньвинской площади является:

1. приуроченность площади к восточной окраине Верхне-Камской впадины и к бортовой зоне Камско-Кинельской системы прогибов, являющихся одним из основных направлений геологоразведочных работ.

2. наличие на Рябовской площади локального поднятия подготовленного под глубокое бурение сейсморазведочными работами, достоверными для данного района методами.

3. Расположение Рябовского поднятия в пределах Иньвинской площади по соседству с открытыми месторождениями, что даёт возможность при получении положительных результатов быстро ввести в эксплуатацию открываемые залежи.

Перед поисково-оценочным бурением ставятся следующие задачи:

• вскрытие перспективных нефтегазоносных комплексов девонских и каменноугольных отложений в пределах контура ловушки;

• выделение во вскрытом разрезе пластов-коллекторов и водоупоров, и оценка перспектив каждого пласта или пачки пластов по совокупности геолого-геофизических данных;

• получение промышленных притоков нефти;

• определение гидрогеологических особенностей нефтегазоперспективных комплексов пород и физико-химических свойств в пластовых и поверхностных условиях;

• получение ориентировочных представлений и типах, размерах и масштабах, выявленных залежей по запасам;

• приближенная оценка параметров для предварительной геолого - экономической оценки месторождения (залежи) и подсчета запасов;

• предварительный анализ обоснованности представлений о строении ловушки (и оценка их погрешности) по результатам бурения глубоких поисковых скважин;

• обоснование бесперспективности площади (ловушки) или необходимости проведения дополнительных работ по ее изучению;

• изучение геологического разреза и перспектив нефтегазоносности каменноугольных и девонских отложений.

Эффективность поисково-оценочного бурения в Пермском крае, несмотря на высокую степень освоения начальных суммарных ресурсов, в последние годы находится на высоком уровне, значительно превышающем показатели 80-90-х годов, основанные на обратной зависимости эффективности бурения от степени освоения. Это объясняется, во-первых - выбором наиболее перспективных направлений, с привлечением результатов научно-исследовательских работ, учётом сложившихся представлений о геологическом строении района и концентрацией на них геологоразведочных работ. Во-вторых - повышением качества подготовки структур за счёт комплексирования сейсморазведки со структурно-параметрическим бурением, расширением районов применения сейсморазведки 3В. При размещении поисково-оценочных скважин в полной мере учитываются данные сейсморазведки по изучению околоскважинного пространства.

4.2 Система расположения скважин

Для решения поставленных задач на Рябовском поднятии, проектом предусматривается пробурить 2 скважины, расположенные по двум взаимно-пересекающимся профилям. На профиле расположены скважины 1 и 2. Скважины 1 поисковая независимая; скважина 2 оценочная, бурение которой зависит от результатов бурения первойскважин. Общий метраж скважин 4240 метров.

Геологической основой для размещения проектной скважины является структурная карта по отражающему горизонту II, отождествлённому с кровлей терригенных отложений тульского горизонта масштаба 1:25000.

Скважина №1 проектируется на южном куполе Рябовского поднятия с целью поиска залежи нефти (газа) артинских, верейских, башкирских, тульских, бобриковских, радаевских, франских и живетских отложений для изучения литолого-фациальной и скоростной характеристики вскрываемого разреза, уточнения геологического строения, глубинной тектоники; оконтуривание залежей; оценки точности сейсмических построений. Проектный горизонт скважины - вендский комплекс, проектная глубина - 2480 метров. Целью бурения скважины является вскрытие всех предполагаемых продуктивных горизонтов.

Скважина №1 является первоочередной, поскольку она бурится в сводовой части поднятия. При открытии в поисковой скважине №1 промышленных скоплений нефти проектируется бурение оценочных скважин, в данном случае трёх и одной поисковой. Учитывая форму структуры, заложение скважин предусматривается по продольному и поперечному профилям. В случае не обнаружения залежей в девонских отложениях, проектным горизонтом для остальных скважин будет турней.

Поисковая скважина №2 закладывается на северном куполе структуры на расстоянии 2075 м от первой для уточнения строения. Проектный ярус скважины - турнейский, проектная глубина - 1680 м. Целью является поиск залежи нефти (газа) артинских, верейских, башкирских, тульских, бобриковских, радаевских отложений.

Разрезы проектных скважин представлены в таблице №4.2.2

Таблица №4.2.2

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Стратиграфический |  |  |
|  | скв 1 | скв 2 |
| разрез |  |  |
| четвертичная |  |  |
| система |  |  |
| казанский ярус |  |  |
| шешминский |  |  |
|  |  |  |
| горизонт |  |  |
| Соликамский | 285 | 275 |
|  |  |  |
| горизонт |  |  |
| иренский горизонт | 390 | 380 |
| филлиповский | 310 | 500 |
| горизонт |  |  |
| артинский ярус | 555 | 545 |
| сакмаро-ассельский ярус | 710 | 705 |
| верхний карбон | 895 | 895 |
| мячковский горизонт | 1070 | 1070 |
| подольский горизонт | 1120 | 1120 |
| каширский горизонт | 1205 | 1205 |
| верейский горизонт | 1255 | 1255 |
| башкирский ярус | 1315 | 1315 |
| серпуховский ярус | 1375 | 1375 |
| верневизейский подъярус | 1565 | 1585 |
| тульский горизонт | 1580 | 1600 |
| бобриковский горизонт | 1595 | 1615 |
| Нижневиз. горизонт | 1605 | 1625 |
| турнейский ярус | 1610 | 1680 |
| фаменский ярус | 1805 | - |
| верхнефранский подъярус | 2120 | - |
| семилукский горизонт | 2145 | - |
| саргаевский горизонт | 2160 | - |
| тиманский горизонт | 2180 | - |
| пашийский горизонт | 2195 | - |
| живетский ярус | 2225 | - |
| эйфельский ярус | 2255 | - |
| вендский комплекс | 2305 | - |

4.3 Геологические условия проводки скважин

4.3.1 Выбор типовой скважины и ее геологический разрез.

На Рябовском поднятии из числа проектных скважин за типовую выбирается скважина №1, расположенная в южном своде поднятия. Скважина является первоочередной, независимой, бурится в оптимальных, геологических условиях и решает следующие геологические задачи: изучение геологического строения оценка нефтегазоносности отложений

На основании построенного проектный геологический разрез таблице №4.3.1.1 профиля и типового разреза составляется типовой скважины, который представлен в

Таблица №4.3.1.1

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  | Краткая |
| Стратиграфический | Индекс | Интервалы | Толщина, |  |
|  |  |  |  | литологическая |
| разрез | отложения | вскрытия | м. |  |
|  |  |  |  | характеристика |
| Четвертичная |  |  |  |  |
|  |  Q | 0-10 | 10 | пески |
| система |  |  |  |  |
|  |  |  |  | песчаник, глины |
| Казанский ярус |  Р2 kz | 10-60 | 50 |  |
|  |  |  |  | алевролиты |
|  |  |  |  | алевролиты, |
| Шешминский |  |  |  | песчаники, |
|  |  Р2 ss | 60-385 | 335 |  |
| горизонт |  |  |  | аргиллиты, |
|  |  |  |  | известняки |
|  |  |  |  | известняки, |
| Соликамский |  |  |  |  |
|  | Р2 sl | 385-490 | 105 | доломиты |
| горизонт |  |  |  |  |
| Иренский горизонт |  Р1ir | 490-610 | 120 | доломиты, ангидриты, соль, известняки |
| Филипповский горизонт |  Р1fl | 610-655 | 45 | известняки, доломиты |
| Артинский ярус |  P1ar | 655-815 | 180 | известняки, доломиты |
| Сакмарский + ассельский ярус | P1s + a | 815-1005 | 210 | доломиты, известняки |
| Каменноугольная система. Верхний отдел |  С3 | 1005-1180 | 175 | известняки, доломиты |
| Мячковский горизонт |  С2 mc | 1180-1230 | 50 | известняки, доломиты |
| Подольский горизонт |  С2 pd | 1230-1315 | 85 | известняки, доломиты |
| Каширский горизонт |  С2 ks | 1315-1365 | 50 | известняки, доломиты, аргиллиты |
| Верейский горизонт |  С2vr | 1365-1425 | 60 | известняки, аргиллиты, доломиты |
| Башкирский ярус |  С2b | 1425-1490 | 65 | известняки |
| Серпуховский ярус |  С1s | 1490-1685 | 115 | известняки, доломиты |
| Верхневизейский подъярус |  С1v3 | 1685-1695 | 110 | известняки, доломиты |
| Тульский горизонт |  C1 tl | 1695-1715 | 30 | известняки, доломиты, |
|  |  |  |  | алевролиты, аргиллиты, песчаники |
| Бобриковский горизонт |  С1bb | 1715-1725 | 10 | песчаники, алевролиты, аргиллиты |
| Кожимский надгоризонт |  C1 kzh | 1725-1730 | 5 | аргиллиты, алевролиты, песчаники |
| Фаменский ярус |  D3 fm | 1925-2080 | 150 | известняки, доломиты |
| Верхнефранский ярус | D3 fr2 | 2080-2395 | 315 | известняки, доломиты |
| Доманиковый горизонт |  D3 dm | 2395-2420 | 25 | известняки |
| Саргаевский горизонт |  D3 ar | 2420-2435 | 15 | известняки, доломиты |
| Тиманский горизонт |  D3 tm | 2435-2455 | 20 | известняки, аргиллиты, алевролиты, песчаники |
| Пашийский горизонт |  D3 p | 2455-2460 | 15 | аргиллиты, алевролиты, песчаники |
| Живетский ярус |  D2 g | 2460-2490 | 30 | песчаники, алевролиты, аргиллиты |
| Эйфельский ярус |  D2 ef | 2490-2520 | 30 | известняки, песчаники |
| Вендский комплекс |  PR2 Vd | 2570-2620 | 50 | аргиллиты,алевролиты,песчаники |

4.3.2 Осложнения в процессе бурения

Аналогично данным бурения скважин на соседних площадях возможны следующие осложнения, которые могут быть встречены при бурении проектируемых скважин на Рябовском поднятии:

1) Обвалы, осыпи стенок скважины при прохождении казанского яруса, шешминского горизонта (20 - 100 м); Соликамского горизонта (430 - 480 м); эйфельского яруса и вендского комплекса (2390 - 2460).

2) Поглощения бурового раствора. Возможны поглощения казанского яруса, шешминского горизонта (20 - 100 м); Соликамского горизонта (430 - 480 м); эйфельского яруса и вендского комплекса (2390 - 2460).

3) Нефтепроявления в артинских, верейских, башкирских, тульских, бобриковских, радаевских, франских, живетских отложениях.

4.3.3. Обоснование типовой конструкции, ее геологический разрез

Выбор конструкции скважины — основной этап ее проектирования. Учитывая требования охраны недр и окружающей среды, горногеологические условия, предусматривается следующая конструкция, которая обеспечивает прочность скважин как технических сооружений, изоляцию водонапорных и продуктивных горизонтов и позволит осуществить проводку скважин при минимальных затратах материалов и средств. Данная конструкция представлена в таблице № и схеме № 1

Глубина распределения пресных вод на проектном участке достигает 100 - 170 метров. Основным водоносным горизонтом является шешминский.

Таблица №4.3.3.1

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование колонны | Диаметр колонны, мм | Глубина спуска, м | Высота подъема цемента за колонной |
| Направление | 0,324 | 30 | до устья |
| Кондуктор | 0,245 | 570 | до устья |
| Эксплуатационная колонна | 0,146 | 2460 | до устья |

Ниже приводятся расчеты диаметров обсадных колонн. Расчет диаметров обсадных колонн и долот производится снизу вверх.

Диаметр эксплуатационной колонны принимается из условия ожидаемого дебита и наличия эксплуатационного и ремонтного инструмента, оборудования, и принимается равным 0,146м. по ГОСТу 632-80

Определение диаметра долота под ЭК.

ДД.ЭК =ДМ +2\*b=0,166+2\*0,206 м

ДМ – диаметр муфты

b – зазор между муфтой ЭК и стенками скважины принимается 0,02м (согласно ГОСТу 20692-75.)

ДД, согласно этого ГОСТа, принимается 0,2159м.

Определение диаметра кондуктора

ДВНК = ДДЭК + ⎧0,006⎫ = 0,2259+0,006=0,2219 м ⎩0,008⎭

0,006 – зазор между долотом и внутренним диаметром кондуктора.

Долото принимается по ГОСТу 0,245 м.

Определение диаметра долота под кондуктор.

ДДК = ДМ +2\* b=0,271+2\*0,015=0,301м

Долото принимается по ГОСТу 0,2953м

Определение внутреннего диеметра направления

ДВНН = ДДК +⎧0,006⎫ = 0,2953+0,006=0,3013 м ⎩0,008⎭

Принимается по ГОСТу 0,324м.

Определение диаметра долота под направление

ДДН = ДМ +2\*b=0,351+2\*0,025=0,401 м

Принимается по ГОСТу 0,3937м.

КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Схема 1

 **0,324 м 0,245 м 0,146 м**

 30 м

 Dд= 0, 404 м

 570 м

 Dд= 0, 295 м

 2480 м

 Dд= 0, 19 м

4.3.4 Характеристика буровых растворов

Перед началом бурения определяются состав и свойства буровых растворов, которые будут использованы для промывки скважины в каждом конкретном интервале.

Чтобы выбрать буровой раствор правильно, нужно принимать во внимание следующее:

• буровой раствор должен быть наиболее эффективным в данных условиях; должен приготавливаться на основе доступных и дешевых материалов, эффективно очищать скважину от обломков выбуренной породы (шлама) и вынос их на поверхность; создать давление на стенки скважины для предупреждения водо-, нефте-, газопроявлений; оказывать физико-химическое воздействие на стенки скважины, предупреждая их обрушение; обеспечивать сохранение проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии. Выбор буровых растворов основывался с учетом особенностей геологического разреза, возможных осложнений в ходе бурения, глубины и т. д.

1. Начальный интервал 0-20м бурить сухим способом

2. В интервале 20 - 515 м использовать естественный глинистый раствор плотностью 1080 кг/м3.

3. При углублении скважины - 515 -542 м использовать солевой раствор плотностью 1050 кг/м3.

4. С дальнейшим углублением 542 - 933 м использовать глинистый раствор плотностью 1120 кг/м3.

5. При прохождении интервала 933-1390м использовать техническую воду плотностью 1000 кг/м"

6. В интервале 1390-1772м использовать глинистый раствор плотностью 1120 кг/м 2

7. В интервале 1770-2225м использовать глинистый раствор плотностью 1080 кг/м3

8. В интервале 2225-2460м использовать глинистый раствор плотностью 1120 кг/м

4.4 Комплекс геолого-геофизических исследований

4.4.1 Отбор керна и шлама

Для изучения литологической характеристики пластов и физических свойств коллекторов, уточнения стратиграфических границ, эффективных толщин, положения ВНК, а также лабораторного изучения физических свойств пород продуктивных горизонтов, в скважине предусматривается отбор керна. С целью увеличения процента выноса керна из продуктивных горизонтов отбор следует производить специальными колонковыми снарядами «Недра», «Сиббурмаш», «Секьюрити».

Интервалы отбора керна по проектной поисковой скважине приведены в таблице №4.4.1.1

Таблица №4.4.1.1

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| возраст отложений | интервалы отбора керна, м | проходка с керном, м | керноотборное устройство |
| артинский + ассельский + сакмарский ярус | 750-810 | 60 | «Недра» |
| верейский горизонт + башкирский ярус | НЮ-1440 | 30 | «Недра» |
| серпуховский + визейский + турнейский | 1685-1730 | 55 | «Недра» |
| франский + живетский + эйфельский ярус | 2240-2370 | 130 | «Недра» |
| вендский комплекс | 2455-2460 | 5 | «Недра» |

Общая проходка с керном составляет 280 метров, что составляет 11.4% от общей глубины.

Также, для изучения литологии разреза и выяснения в нем нефтеносности, производится отбор шлама через 5 метров проходки по всему стволу скважины и через 2 метра в интервалах продуктивных горизонтов.

Контроль замера инструмента следует производить перед отбором керна, и после достижения проектной глубины скважины.

4.4.2 Геофизические и геохимические исследования Геофизические исследования

Геофизические исследования в скважинах проводятся с целью получения данных для решения ряда геологических и технических задач проводки скважины и документирования геологического разреза. К основным геологическим и техническим задачам относятся: литологическое расчленение разреза (выделение покрышек и коллекторов); оценка, характера насыщения коллекторов; определение подсчётных параметров для обоснования объёма запасов УВ; контроль технического состояния скважины; сопровождение и определение качества испытания скважины.

Используемые виды промыслово-геофизических исследований и их характеристики представлены в таблице №4.4.2.1

Таблица №4.4.2.1

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| вид исследований | целевое назначение | масштаб записи | интервалы проведения |
| Электрокаротаж |
| кавернометрш | точный расчет количества цемента | 1:200 | 0-30 |
|  | выделение пластов; |  |  |
| КС | определение характера насыщения; выделение терригенного и карбонатного | 1:200 1:500 | 30-570 |
|  | комплекса; корреляция |  |  |
|  | разрезов |  |  |
| ПС | литологическое расчленение разреза, корреляция разрезов; определение коэффициента пористости и | 1:200 1:500 | 1340-1500 1660-1850 2200-2260 |
|  | нефтенасыщенности. |  |  |
|  | детальное расчленение |  | 730-835 |
|  |  | 1:200 |  |
| БКЗ | разреза; выделение пластов- |  | 1400-1520 |
|  | коллекторов. |  | 1660-1755 |
| Радиоактивный каротаж |
|  | корреляция разрезов; |  |  |
|  | детальное изучение |  |  |
| ГК (ГГК-п) | угленосных толщ; | 1:200 | 0-30 |
|  | определение коэффициента |  | 30-570 |
|  | пористости; состояние |  |  |
|  | цементного камня |  |  |
|  | литологическое расчленение |  | 30-570 |
|  | разреза; оценка пористости |  | 80-200 |
| нгк | пластов; выделение | 1:200 | 730-835 |
|  | газоносных и водоносных |  | 1400-1520 |
|  | пластов; отбивка ВНК |  | 1660-1755 |
| Цементомер |
| акустический |  |  | 0-30 |
|  | качество цементирования | 1:200 | 0-570 |
| плотностнои |  |  |  |
|  |  |  | 0-2460 |
|  |  |  | 0-30 |
| инклинометрия | искривление скважины | 1:200 | 0-570 |
|  |  |  | 0-2460 |

Геохимические исследования

Геохимические методы исследования включают в себя газовый каротаж, гидрохимические исследования, исследование шлама и образцов. Проектом предусмотрено в процессе проведения газового каротажа провести и механический каротаж, определяющий продолжительность и скорость бурения скважин. Для уточнения характера пластового флюида следует выполнить люминисцентно-битуминологический анализ шлама, основанный на способности нефтей и битумов люминесцировать под действием ультрафиолетового облечения. Анализ следует провести с помощью люминископа.

4.4.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов.

Для предварительной оценки нефтеносности перспективных объектов, а также выявления пластов - коллекторов и их параметров, проектируется испытание предполагаемых перспективных горизонтов сверху вниз в открытом стволе, в процессе бурения скважин, испытателями пластов.

Ориентировочные интервалы испытания пластов в процессе бурения по проектной поисковой скважине указываются в таблице №4.4.3.1

Таблица №4.4.3.1

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| номер объекта | интервал опробования, м | возраст отложений | тип пластоиспытателя |
| 1 | 760-800 | P1a | МИГ -146 |
| 2 | 1420-1435 | C 2m | КИИ-2М- 146 |
| 3 | 1695-1730 |  C1v | МИГ -146 |
| 4 | 2250-2265 | C3 fr1 sm | МИГ -146 |
| 5 | 2290-2360 | C3 fr kn | КИИ - 2М - 146 |

Интервалы испытания должны оперативно корректироваться геологической службой в зависимости от фактической глубины залегания горизонтов, намеченных к испытанию и текущих результатов изучения нефтеносности вскрываемого разреза. При обнаружении нефтепроявлений в непредусмотренных проектом горизонтах, а также при вскрытии зоны ухода промывочной жидкости следует провести испытание их пластоиспытателем. Перед испытанием объектов в процессе бурения должны быть проведены геолого-геофизические исследования (МБК, БК, ДС, РК), которые решают следующие задачи:

1. выявление возможно нефтеносных пластов;

2. установление глубины их залегания;

3. выделение эффективных толщин пластов;

4. оценка их коллекторских свойств;

5. установление состояния ствола скважины в зоне намеченного испытания с целью выбора места установки пакера.

В процессе испытания пластов необходимо производить гидродинамические исследования, позволяющие определить характер насыщения пласта и его геолого-геофизические параметры (проницаемость, величину пластового давления, гидропроводность, коэффициент продуктивности и др.). Испытание должно производиться не позднее 5 суток после вскрытия пласта и удаленности забоя от него не более чем на 25-30 метров.

С целью установления промышленной нефтеносности пластов, оценки их продуктивной характеристики и получения других необходимых, данных для подсчета запасов нефти по промышленным категориям и составление проекта разработки залежи в скважине предусматривается спуск эксплуатационной колонны. Перед началом испытания производится проверка колонны на герметичность методом опрессовки или снижения уровня. Испытание в ней продуктивных горизонтов следует производить снизу вверх. Количество объектов испытания в эксплуатационной колонне зависит от фактической нефтеносности разреза, степени изученности залежи на данном этапе работ, их сравнительной оценки. В связи с этим объекты испытания намечены предварительно, и окончательный выбор интервалов испытания будет сделан на основании всего комплекса исследования в скважине.

Ориентировочные интервалы испытания предполагаемого продуктивного горизонта через колонну типовой скважины приведены в таблице №4.4.3.

Таблица №4.4.3.2

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № объекта | Интервалы испытания (м) | Возраст отложений | Способ вскрытия, количество отверстий на 1 м. | Плотность бурового раствора, (кг/м3) | Способ вызова притока | Методы интенсификации притока | Интервалы установления цементного моста |
| 1 | 1420-1430 | C2m vr - C2b  | Кумулятивная перфорация 18 отверстий | 1120 | Метод «воздушной подушки» | Глубокая СКО | 1400-1450 |
| 2 | 1695-1710 | C1v tl | Кумулятивная перфорация 12 отверстий | 1120 | Метод «воздушной подушки» | ГКО и СКО | 1675-1745 |
| 3 | 1720-1725 | C1v bb | Кумулятивная перфорация 12 отверстий | 1120 | Метод «воздушной подушки» | ГКО и СКО | 1675-1745 |

4.4.4 Лабораторные исследования образцов

Лабораторные исследования приводятся из расчета на одну поисковую скважину в таблице № 4.4.4.1

Таблица №4.4.4.1

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № | Виды и назначение исследования, анализа | Количество образцов, проб  |
| 1 | Петрографические исследования (изучение и описание шлифов). Из однородных слоёв мощностью более 5 метров-3 образца: из кровли, подошвы и середины. При частом переслаивании терригенных пород составляющих пачки мощностью более 5м один образец на 1,5метра из каждого литологического типа пород. | 90 |
| 2 | Минералогический анализ (гранулометрический). Для обломочных пород: песчаников, алевролитов. В тех же интервалах и количестве что и для петрографических исследований.  | 90 |
| 3 | Палеонтологические исследования (микрофаунистическое изучение шлифов для определения возраста пород). В плотных карбонатных породах 1 образец на 1 погонный метр керна, на уровне стратиграфической границы на протяжении 2метров через 1,5метра ниже и выше границы. | 225 |
| 4 | Споро-пыльцевой анализ. В терригенных породах на уровне стратиграфической границы через 0,5метров ниже и выше границы на протяжении 2 метров. | 28 |
| 5 | Изучение физических свойств пород-коллекторов (определение пористости, проницаемости, плотности). В терригенных породах 2 - 3 образца, в карбонатных – 3 - 4 образца на каждый метр поднятого керна. При небольшом выносе керна не менее трёх образцов: из кровли, подошвы и середины пласта. | 1305 |
| 6 | Люминисцентно-битуминологические исследования. При однородном разрезе один образец через 5метров, при частом переслаивании терригенных пород один образец на 1 - 1,5метра. | 600 |
| 7 | Изучение глинистости пород-коллекторов. Используются образцы, отобранные для изучения проницаемости пород-коллекторов. | 50 |
| 8 | Определение удельного электрического сопротивления. Производится в объёме 50% от числа образцов, отбираемых для изучения проницаемости. | 25 |
| 9 | Изучение радиоактивности. Отбор образцов в количестве один образец на 1метр керна в терригенных породах. | 435 |
| 10 | Акустические измерения. Используются образцы, отобранные для изучения пористости. | 50 |
| 11 | Определение нефтенасыщенности пород-коллекторов. Из продуктивных нефтеносных горизонтов 3 образца на один погонный метр в однородных слоях, и 5 в неоднородных. | 295 |
| 12 | Химический анализ нефти. Отбирается одна проба в объёме 2,5 литра из нефтеносного пласта. | 5 |
| 13 | Химический анализ воды (полный анализ). Отбирается одна проба в объёме 6 литров из пластов, давших при испытании пластовую воду. | 6 |

ГЛАВА 5 Ликвидация и консервация скважин

При завершении цикла строительства скважины в зависимости от полученных результатов они могут быть ликвидированы или законсервированы ( при получении промышленных притоков нефти ) или использованы в качестве наблюдательных. Шурф для рабочей трубы заливается цементом.

Ликвидация и консервация скважин должна осуществляться в соответствии “Инструкция о порядке ликвидации и консервации скважин и оборудования их устьев и стволов”, утвержденных постановлением ГосГорТех надзором РФ от 22.03.2000. №10

В скважинах подлежащих ликвидации интервалы со слабыми нефтегазопроявлениями, оказавшиеся непродуктивными перекрываются цементными мостами, высота каждого такого моста должна быть равна мощности пласта + 20 метров от кровли и от подошвы пласта. На кровле верхнего пласта мост устанавливается на высоту не менее 50 м.

Для более надёжной изоляции пресных вод предусматривается установка дополнительного ликвидационного моста высотой 50 м. Мост устанавливается в последней обсадной колонне на 25 м. выше и ниже предпологаемой нижней границе распространения пресных вод в интервале.

Устья ликвидированных скважин должны оборудоваться репером, на котором электросваркой делается надпись: № скважины, наименование площади и организации пробурившей скважину, а также ставится дата начала и окончания строительства. Над устьем скважины устанавливается бетонная тумба, облицованная железом 1х1х1 м., высота репера над бетонной тумбой должна быть не менее 0,5 м.

В случае ликвидации скважины после опробования при наличии эксплуатационной колонны(ЭК) все объекты испытания должны быть также изолированы друг от друга цементными мостами. Установка их производится аналогичным образом.

В скважинах ликвидируемых без спуска колонн в башмаке кондуктора устанавливается цементный мост высотой не более 50 м.

Консервация скважины производится с учётом повторного ввода её в эксплуатацию или проведения в ней каких либо ремонтных и других работ; не реже двух раз в год производится проверка состояния скважины с соответствующей записью в специальном журнале.

Скважина при консервации заполняется жидкостью, которая исключает глинизацию пластов и создаёт противодавление.

При временной консервации (остановки) находящихся в бурении скважин со вскрытыми продуктивными горизонтами, устья скважин герметизируют привенторами. Выше вскрытого продуктивного горизонта устанавливается цементный мост или гельцементный мост высотой 30-50 м., буримость которого ниже буримости пород в интервале установки моста.

При консервации скважин с перфорированной ЭК на устье устанавливается трубная головка фонтанной арматуры (ФА) с контрольным вентелем, с загерметизированными патрубками и заглушками на фланцах задвижек.

Над интервалом перфорации устанавливается цементный мост высотой 25-30 м.

ГЛАВА 6 Подсчет ожидаемых запасов нефти и газа

Балансовые запасы нефти и газа считаются объемным методом по следующей формуле:

Q Б = F \* h \* m \* KН \* ρ \* θ, где

F – площадь залежи;

H – средняя эффективная нефтенасыщенная мощность;

m – средний коэффициент открытой пористости;

KН – средний коэффициент нефтенасыщенности;

ρ – плотность нефти в поверхностных условиях;

θ – пересчетный коэффициент для перевода нефти из пластовых условий в поверхностные;

Q Б – балансовые запасы;

Q ИЗВЛ = Q Б \* η

Где η – коэффициент нефтеотдачи (коэффициент извлечения нефти);

Q ИЗВЛ – извлеченные запасы;

VГ = Q ИЗВЛ \* ГФ , где ГФ – газовый фактор;

VГ – млн. м3 – объем растворенного газа.

ГЛАВА 7 Охрана недр и окружающей среды

В целях охраны недр и окружающей среды проектом предусматривается проведение комплекса мероприятий, направленных на предотвращение потерь нефти и газа, вследствие низкого качества проводки скважины и неправильной ее эксплуатации, в процессе испытания, что может привести к преждевременному обводнению и дегазации продуктивного пласта.

С целью предотвращения выброса или открытого фонтана, пласты должны вскрываться на высококачественном глинистом растворе, параметры которого должны соответствовать регламенту, при наличии на устье ПВО.

Проектом предусматривается проведение мероприятий по предупреждению порчи пахотных земель, загрязнение водоемов. На площадках под буровой предусматривается рекультивация земель. Перед началом буровых работ снимается плодородный слой земли и складируется во временные отвалы.

После окончания работ производится захоронение производственного и бытового мусора, отходов бурения. Засыпаются и выравниваются ямы, котлованы. Плодородный слой возвращается из отвалов обратно.

С целью предупреждения загрязнения водоемов используют систему замкнутого оборотного водоснабжения.

Во избежание разлива горюче смазочных материалов, глинистого раствора, нефти, вокруг буровой делаются обваловывания.

При размещении скважин должна соблюдаться одно-километровая санитарная зона от населенных пунктов, а также минимальная ширина водоохранных зон. В водоохраной зоне рек, озер, водоемов запрещается размещение горюче-смазочных материалов, вырубка лесов, стоянка, заправка топливом, ремонт автотранспорта, а также проведение строительных работ.

Для предупреждения возможного загрязнения сточными водами водоемов в процессе строительства скважин, заложенных вне водоохранных зон, предусматривается:

производить обваловку вокруг буровой;

- вести бурение в системе оборотного водоснабжения;

- устанавливать мусорные ямы не ближе 30м от производственных и жилых помещений в местах, исключающих загрязнение водоемов;

При выборе конструкции скважин и шламовых амбаров при строительстве скважин должна учитываться степень естественной защищенности пресных подземных вод, защищенность грунта, расположение буровой площадки на рельефе местности и другие условия.

На скважине предусматривается система котлованов, связанных с буровой стоковыми желобами, исключающими сброс жидкости и шлама за пределы буровой.

Для предотвращения перетока пластовых вод за колонной и изоляции нефтеносных и водоносных горизонтов промежуточная и эксплуатационная колонны цементируются до устья.

С целью предупреждения открытого фонтанирования или выбросов, продуктивные пласты необходимо вскрывать на высококачественном глинистом растворе, параметры которого должны соответствовать указанным в ГТН, также обязательно наличие на устье скважины противовыбросового оборудования.

При испытании в колонне освоение скважины следует производить сразу после перфорации колонны для предоставления воздействия на пласт воды или глинистого раствора. Испытание нефтеносных горизонтов производится последовательно снизу вверх. После окончания испытания очередного интервала, его изолируют цементным мостом с последующей проверкой его местоположения и герметичности, и переходят к перфорации следующего объекта.

При завершении цикла строительства скважин в зависимости от полученных результатов, они могут быть ликвидированы (при отсутствии промышленных притоков нефти) или законсервированы (при получении промышленных притоков нефти). Устье ликвидированной скважины должно оборудоваться репером, на котором электросваркой делается надпись: № скважины, наименование месторождения (площади) и организации, пробурившей скважину, а также ставится дата начала и окончания строительства. Над устьем скважины устанавливается бетонная тумба размером 1м х 1м х 1м.

Проводятся также мероприятия для сохранения почв и грунтов. В случае расположения скважин на пахотных землях восстановление их плодородия будет осуществляться землепользователями.

Ответственность за выполнение мероприятий по охране природы и недр в процессе бурения скважин несут руководители буровых предприятий.

Заключение

В результате проведения поисково-оценочных работ была получена информация о нефтегазоносности Рябовского поднятия. В разрезе поднятия были выявлены нефтенасыщенные пласты: P1a, C 2m, C1v, C3 fr1 sm, C3 fr kn .

Для подсчета запасов балансовых и извлекаемых дебитов нефти были использованы следующие параметры: площадь нефтегазоносности залежи, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, средняя открытая пористость по керну, плотность нефти в поверхностных условиях, пересчетный и объемный коэффициенты. В случае благоприятного исхода будут получены запасы по категории С2+С1 в объеме Qизвл.= 1544 тысяч тонн. Основой для заложения скважин является структурная карта по кровле терригенных отложений тульского горизонта. Для подсчета объема растворенного газа использовались следующие параметры: балансовых и извлекаемых дебитов нефти и газовый фактор - Уг = 48.25 млн. м3.

Осложнения в процессе бурения в основном обвалы, поглощение бурового раствора, нефтепроявления.

Конструкции скважин предназначены для перекрытия интервалов возможных осложнений и изоляции продуктивных горизонтов.

При забое скважины 2480 метров отбор керна составил 280 метров.

Для оценки промышленного скопления залежи необходимо определить какое количество нефти можно извлечь из залежи, какие затраты потребуются для освоения. Для этого приведен предварительный подсчет запасов по категории С2+С1. Также в достаточной мере были изучены: литология, стратиграфия, гидрогеологическая характеристика данного района.

Список литературы

1) Г.А. Габриэлянц «Геология нефтяных и газовых месторождений» - М: «Недра», 2000г.

2) Ю. В. Вадецкий «Бурение нефтяных и газовых скважин» - М: «Недра», 1985г.

3) В.М.Муравьев «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин» - М: «Недра», 1973г.

4) И.Х. Абрикосов «Нефтепромысловая геология» - М: «Недра», 1970г.

5) В.В.Знаменский «Геофизические методы разведки и исследования скважин» - М: «Недра», 1991г.