

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра гидрогеологии, инженерной и нефтегазовой геологии

Арманұлы Әлішер

Анализ проведения оценочных работ на площади
нефтегазоносного месторождения Морское, расположенный в
Атырауской области

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Специальность 6В05201- Геология и разведка месторождений
полезных ископаемых

Алматы 2024

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра гидрогеологии, инженерной и нефтегазовой геологии

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
Гидрогеологии, инженерной и
нефтегазовой геологии,
кандидат технических наук,
ассоциированный профессор


Ауелхан Е.С.
«3» 00 2024 г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломной работе

На тему: “Анализ проведения оценочных работ на площади
нефтегазоносного месторождения Морское, расположенный в
Атырауской области”

по специальности 6В05201 - Геология и разведка месторождений
полезных ископаемых

Выполнил

Арманұлы Ә.

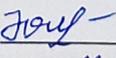
Рецензент

Кандидат технических наук,
ассоциированный профессор
Каспийского Общественного




Аршадинова М. Т.
«3» 00 2024 г.

Научный руководитель
Кандидат технических
наук, старший
преподаватель


Омирзакова Э.Ж.
«23» 05 2024 г.

Алматы 2024

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра гидрогеологии, инженерной и нефтегазовой геологии

6B05201 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

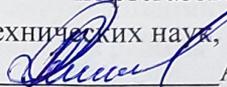
УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Гидрогеологии, инженерной и

нефтегазовой геологии

Кандидат технических наук, ассоц. проф

 Ауелхан Е.С.

«03» 06 2024 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающемуся: Арманұлы Әлішер

Тема: Анализ проведения оценочных работ на месторождении Морское, расположенный в Атырауской области

Утверждено приказом Ректора Университета №548–П/Ө от «04» декабря 2023г.

Срок сдачи законченной работы: «05» июня 2024г.

Исходные данные к дипломной работе: были получены при прохождении практики и интернет ресурсов.

Краткое содержание дипломной работы:

- а) Общие сведения о месторождении;
- б) Геологическая изученность месторождения;
- в) Характеристика коллекторов;
- г) Подсчет запасов.

Перечень графического материала: 22 рисунка, 3 приложения и 12 таблиц, представлено 19 слайдов презентации.

Рекомендуемая основная литература: из 14 наименований.

- 1) «Анализ разработки месторождения Морское по состоянию на 2017 г.». ТОО «Ортіт» г. Актау, 2017г.
- 2) Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. М. Недра, 1985г.

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Общие сведения о месторождений	22.03.2024	Выполнено
Геологическая изученность месторождения	05.04.2024	Выполнено
Характеристика коллекторов	19.04.2024	Выполнено
Подсчет запасов	10.05.2024	Выполнено

Подписи

Консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (ученая степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Общие сведения о месторождений	Омирзакова Э.Ж., к.т.н., старший преподаватель	23.05.24	
Геологическая изученность месторождения	Омирзакова Э.Ж., к.т.н., старший преподаватель	23.05.24	
Характеристика коллекторов	Омирзакова Э.Ж., к.т.н., старший преподаватель	23.05.24	
Подсчет запасов	Омирзакова Э.Ж., к.т.н., старший преподаватель	23.05.24	
Нормоконтролер	Кульдеева Э.М., доктор PhD, старший преподаватель	27.05.24	

Научный руководитель

Омирзакова Э. Ж.

Задание принял к исполнению обучающийся

Арманұлы Ә.

Дата

«01» мабры 2023 год.

АНДАТПА

Бұл дипломдық жұмыс бағалау жұмыстарының талдауын зерттеуге арналды: ұңғымаларды каротажды, литологияны, саздың құрамын, кеуектілігін, суға қанығу коэффициенттерін, газ-мұнай-су контактілерін түсіндіру; Морское кен орнындағы қорлар да есептелді.

Жұмыс 3 тараудан тұрады: геологиялық бөлім, геологиялық зерттеу, арнайы бөлім.

Кіріспеде дипломдық жұмыстың мақсаттары мен міндеттері жазылған.

Негізгісі кен орны, геологиялық зерттелуі, мұнайгаздылығы, гидрогеологиясы туралы жалпы мәліметтерден тұрады. Арнайы бөлімде коллекторлардың сипаттамалары, ГИС интерпретациясын бағалау сипатталды, сондай-ақ игеріліп жатқан кен орнының қорларын геологиялық есептеу жүргізілді.

Қорытындыда геологиялық және арнайы бөлім туралы негізгі қорытындылар көрсетілген. Диплом 21 сурет, 6 кесте, 12 формула 3 қосымша қамтиды.

Негізгі сөздер: Теңіз, мұнай-газ әлеуеті, өнімді горизонт.

АННОТАЦИЯ

Данная дипломная работа была посвящена изучению анализа оценочных работ: интерпретации ГИС, литологии, глинистости, пористости, коэффициентов водонасыщения, контактов газ-нефть-вода; также подсчет запасов на месторождении Морское.

Работа содержит 3 главы: геологическая часть, геологическая изученность, специальная часть.

Во введении написаны цели и задачи дипломной работы.

Основная содержит общие сведения о месторождении, геологическая изученность, нефтегазоносность, гидрогеология. В специальной части, были описаны характеристики коллекторов, оценка интерпретации ГИС, а также проведен геологический подсчет запасов разрабатываемого месторождения.

В заключении указаны основные выводы о геологической и специальной части. Работа содержит: 21 картинок, 6 таблиц, 12 формул и 3 приложений.

Ключевые слова: Морское, нефтегазоносность, продуктивный горизонт.

ANNOTATION

This thesis was devoted to the study of analysis of appraisal works interpretation of GIS, lithology, clay content, porosity, water saturation coefficients, gas-oil-water contacts; also, calculation of reserves in the Morskoye field.

The work contains 3 chapters: geological part, geological study, special part.

In the introduction written goals and objectives of the thesis.

The main contains general information about the field, geological study, oil and gas content, hydrogeology. In the special part, were described characteristics of reservoirs, evaluation of GIS interpretation, as well as conducted geological calculation of reserves of the developed field.

The conclusion indicates the main conclusions of the geological and special part. The work contains: 21 pictures, 6 tables, 12 formulas and 3 appendices.

Keywords: Morskoye, oil and gas content, productive horizon.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	9
1	Геологическая часть	10
1.1	Общие сведения о месторождении	10
2	Геологическая изученность месторождения	11
2.1	Литолого – стратиграфическая характеристика	11
2.2	Тектоника	16
2.3	Нефтегазоносность	18
2.4	Свойства нефти в пластовых условиях	20
2.5	Свойства нефти в поверхностных условиях	21
2.6	Гидрогеология	22
2.6.1	Характеристика водоносных горизонтов	22
3	Специальная часть	23
3.1	Характеристика коллекторов	23
3.2	Литолого-физическая характеристика коллекторов продуктивных горизонтов	27
3.3	Оценка интерпретации материалов ГИС	29
3.3.1	Оценка определения литологии	32
3.3.2	Оценка определения глинистости	33
3.3.3	Оценка определения пористости	35
3.3.4	Оценка определения коэффициента водонасыщения	36
3.4	Оценка определения ВНК, ГНК, ГВК	37
3.5	Методика создания геологической модели 2Д и обоснование принятого метода подсчета запасов	38
3.6	Подсчет запасов	39
	Заключение	42
	Перечень сокращений	43
	Список использованной литературы	44
	Приложение А (литолого-стратиграфическая колонка месторождения Морское)	45
	Приложение Б (тектоническая схема района работ)	46
	Приложение В (структурные карты по отражающим горизонтам)	47

ВВЕДЕНИЕ

Дипломная работа на тему: «Анализ проведения оценочных работ на площади нефтегазоносного месторождения Морское, расположенный в Атырауской области».

Целью данной работы является: ознакомиться с месторождением Морское, изучить его литолого-стратиграфическую характеристику, тектонику и нефтегазоносность, анализ изученных продуктивных горизонтов.

Поставленные задачи:

- Геологическая изученность;
- Нефтегазоносность продуктивных горизонтов;
- Комплексная оценка ГИС (литологии, глинистости, пористости, и др.) по продуктивному горизонту;
- Провести подсчет запасов по исследуемому горизонту;

Научным руководителем от университета в написании дипломной работы является: кандидат технических наук Омирзакова Э. Ж.

Программные обеспечения «Corel», «Petrel» помогли в проектной части дипломной работы.

1 Геологическая часть

1.1 Общие сведения о месторождении

Нефтегазовое месторождение Морское в географическом плане находится в южной части Прикаспийской впадины, в восточной прибрежной зоне Каспийского моря. По данным административного департамента, территория месторождения Морское входит в состав Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан. Ближайший крупный населенный пункт – микрорайон Разведка, расположенный на 10 километре. В 210 километрах от Кульсары находится Атырауская область (рисунок 1.1).

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются Западная Прорва, Актобе, Досмухамбетовское.

Климат в этом районе характеризуется сильной континентальностью, с холодной зимой (до $-30-40^{\circ}\text{C}$) и жарким летом (в июле до $38-42^{\circ}\text{C}$). Преобладающие ветры дуют с юго-востока в течение года, а общее количество осадков составляет 130–180 мм в год, с основным их количеством весной и осенью.

Этот участок является важным объектом для исследований и эксплуатации нефти и газа в регионе, и его геологические особенности и климатические условия представляют отличные возможности для дальнейшего развития. Оператором данного месторождения является АО «КОЖАН» [1].



Рисунок 1.1 – Обзорная карта

2 Геологическая изученность месторождения

Структура месторождения Морское было открыто в 1963 году. Разведочные и эксплуатационные скважины, пробуренные на месторождении, вскрыли отложения от палеогена до кунгурского яруса нижней перми с максимальной толщиной 3 560 м (скважина 402п). Эти отложения перекрыты четвертичными отложениями с поверхности. Стратиграфические комплексы были выявлены с помощью геофизических исследований (ГИС), образцов пород из скважин, а также сопоставления с близлежащим разрабатываемым месторождением имени С. Нуржанова. Структура месторождения Морское показан собой пологий антиклинальный разрез, ориентированный в широтном направлении.

По состоянию на 1 января 2022 года Морское месторождение, включая Огайский блок, состояло из трех промышленно разрабатываемых блоков: Восточный, Западный и Огайский. Нефтегазоносность Восточного блока была подтверждена в 1965-1971 годах. В 2005-2006 годах в восточной части Морского блока были проведены сейморазведочные работы 2D, по результатам которых были пробурены скважины 10, 11 и 12. С 2006 года по июль 2007 года на Восточно-Морском месторождении велась пробная эксплуатация. В конце 2006 года была проведена сейморазведка 3D на площади 70 км², обработка и интерпретация данных завершена в 2009 году [1].

2.1 Литолого – стратиграфическая характеристика

На Морском месторождении разведочные и поисково-оценочные скважины вскрыли отложения четвертичных и до нижнепермских периодов. (рисунок 2.1).

Пермь

Отложения Перми на участке месторождения показан лишь нижним отделом, а именно кунгурским ярусом.

Пермь (Кунгур)

Кунгурский яруса на месторождении является самыми древними, при этом полностью вскрыт верхнекунгурский ярус, состоящий из кепрока (гипс и ангидрит, прослоенные терригенкой). Мощность верхнекунгурских отложений колеблется от 30,8 до 47,9 м. Нижнекунгурские отложения частично вскрыты в 10 скважинах и состоят из кристаллической соли белого цвета, максимальная толщина этих отложений достигает 80,2 метра.

Триас

Триасовые отложения на месторождении вскрыты в скважинах, но ярусами не разделен. Отложения среднего триаса в этом районе не выявлены. Триас 1 (нижний) представлен ветлужской и баскунчакской сериями, состоящими из чередования глин, песчаников и алевролитов с тонкими прослоями песка, известняка, мергелей и конгломерат. Черные, коричневые и серые глины, иногда с пестрыми оттенками, плотные, на ощупь маслянистые, не известковые.

Песчаники с зернистостью от мелкого до среднего представленные серыми и светло-серыми, крепко сцементированные.

Серые конгломераты тесно связаны с песчано-глинистым цементом, серые пески имеют различную зернистость, иногда с содержанием глинистых частиц. В скважинах вскрытая толщина триасовых отложений виляет 370,5 485,8 метров.

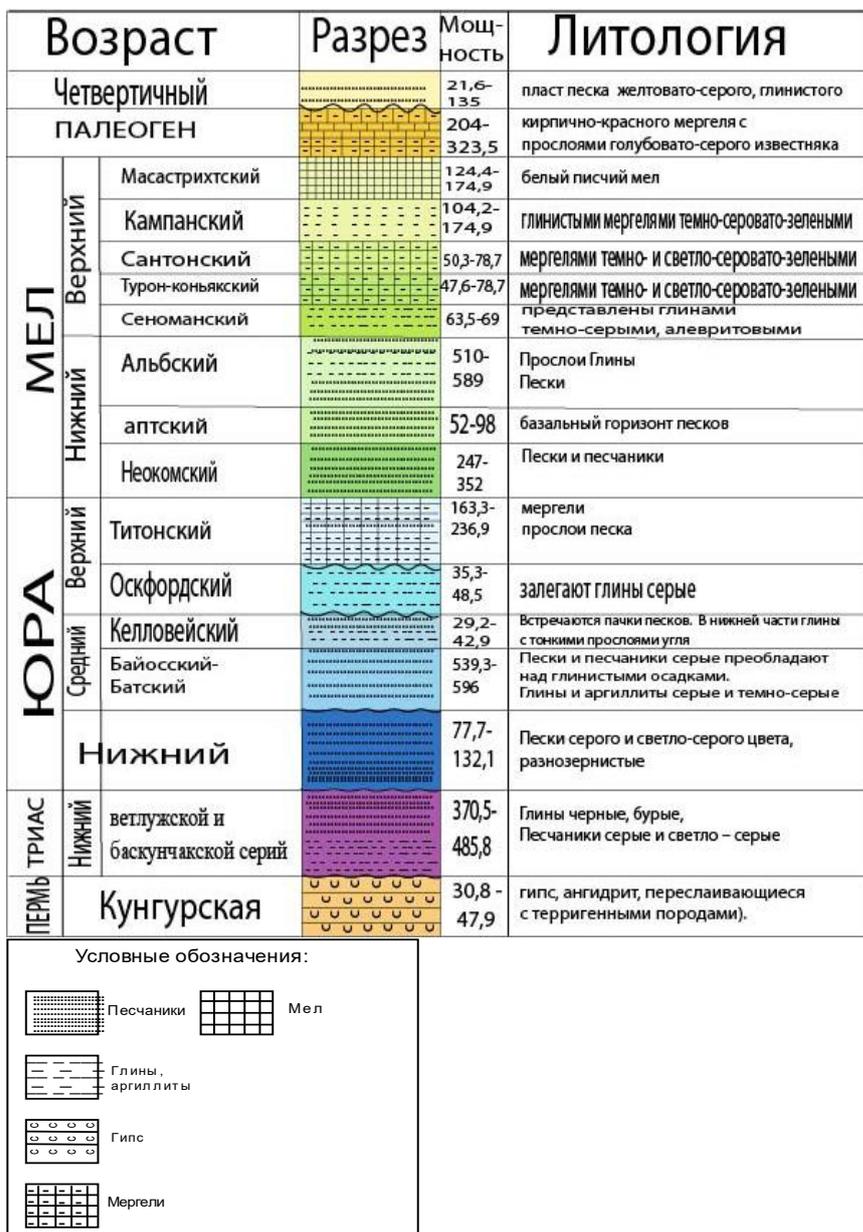


Рисунок 2.1 – Литолого-стратиграфическая характеристика

Юрская система

Юра представлена всеми отделами от нижней до верхней.

Нижнеюрский отдел

Отложения нижней юры вскрыты. Литологический разрез состоит из песков с песчаниками, алевролитами и глин.

Пески имеют разную зернистость, также водоносаченные имеющие окрас серых и светлых цветов. Глины в Юре 1 варьируется от серого и зеленовато-серого, они также являются алевритистыми и иногда чистыми. Толщина отложений колеблется от 77,7 м до 132,1 м.

Среднеюрский отдел

Полный разрез среднеюрских отложений вскрыт разведочными и эксплуатационными скважинами и представлен литологически не отличающиеся байосским-батским и песчано-глинистыми отложениями келлевейского яруса.

Байосский- Батский

Литологически разрез характеризуется чередованием песчаных и глинистых отложений, причем компоненты глин уступают серым пескам и песчаникам. Цвет глин и аргиллитов варьирует от серого до темно-серого, в них часто встречается уголь или тонкие прослой углей а также многочисленные отпечатки растений и детрит.. Толщина яруса 539,3- 596,0 метров.

Келловейский ярус юрского периода представлен всемя тремя подярусами. Чередование песчаника с алевролитом и аргиллита приурочено к данному ярусу. Все три яруса представлены в основном песчаниками, отличии в том, что в верхнем ярусе это песчаник – базальный. Наличием глин отмечают в верхнем ярусе, тогда как, в нижнем и среднем ярусе встречаются довольно реже.

Верхнеюрский отдел

Все скважины вскрыты в верхнеюрском отделе, состоящие из песчано-глинистых отложений оксфорда и карбонатных морских отложений волжского возраста.

Оксфордский пласт подразделяется на два сегмента. Нижний сегмент состоит из серой глины, иногда зеленовато-серой растительностью. Оксфордская глинистая формация часто образует значительные пещерные особенности при бурении и является важным ориентиром при интерпретации каротажа. Верхняя часть формации состоит из глины, переслаивающейся с алевролитом и песчаником. Мощность данного яруса варьируется от 35,0 до 48,5 метров.

Титонский ярус, также известный как волжский ярус (J3v), состоит из 2-х частей. Первая часть состоит из темно-серого мелкозернистого известняка с отдельными тонкими прослойками серого ила и глинистого мергеля. Верхняя часть состоит из пластов песчаника, характеризующегося пестрой окраской, мелким зерном и высокой прочностью. Присутствует прослойка серого мелкозернистого песка. Толщина титонских отложений меняется от 163,6 до 236,9 метра.

Меловая система

На месторождении Морское, меловые пласты делятся на нижнемеловые и верхнемеловые. Вскрыта всеми пробуренными скважинами.

Нижний Отдел

В Приаспийском впадине берийский ярус не выделяется, вместо него выделяются ярусы валанжа, готерива, баррема, неоком, апта и альбы.

Ярус Валанж обозначается как **K1v**. Его нижняя часть состоит из твердых песчаников серовато-зеленого и темно-серого оттенков, а верхняя характеризуется плотными, карбонатными серыми и зеленовато-серыми глинами, местами песчаными.

Граница между меловыми и юрскими отложениями отчетливая, проходит по кровле карбонатных отложений верхневожского подъяруса.

Карбонатные образования характеризуются низким уровнем гамма-излучения (4-6 микроРентген в час) и высокого уровня удельного электрического сопротивления. Мощность валанжинских отложений варьирует с 75,3 - 115,5 м.

Ярус Готерив – K1h.

Осадочная формация Готерив состоит из двух пластов: формации пересифордовой и формации песчанно-глинистой. Формация Пелециподовая формация характеризуется плотной, зеленовато-серой, алевроитовой карбонатной глиной, содержащей растительные остатки, с промежуточным слоем песка и алевроитовой глины. Песчано-глинистая формация состоит из уплотненной зеленовато-серой глины, изредка перемежающейся слоями песка и песчаника. Толщина готеривских отложений меняется от 82,9 до 116,9 метров.

Ярус Баррем- K1br.

Барремский ярус включает горизонт песчаного основания, подстилающий пестрым свитом. Песчаный горизонт состоит из зеленовато-серого мелкозернистого глинистого песка, содержащего обугленные растительные остатки. Другие пласты в пределах формации имеют различный цвет и консистенцию, включая глину, ил и песок, иногда слоистые с песчаником. В верхней части пласта преобладает песок, а в нижней - глина. Цвет глин варьируется от коричневого и бордовых до зеленого. Зерность песков и песчаников – мелкий, имеют зеленоватый цвет, содержат слюду и глину. Отложения Баррен имеют континентальное происхождение и различную толщину. Толщина барремских отложений изменяется от 247,9 м, до 352,1 м, средняя толщина 513,2 м.

Ярус Апт -K1a. Мощность данного яруса изменяется от 52,6-98,0 метров. Отложения трансгрессивны на барремском ярусе. В основании лежит малой мощности базальный горизонт песков.

Отложения над этим базальным горизонтом состоят из темно-серых, почти черных, плотных, алевроитистых, карбонизированных глин, содержащих фрагменты гастропод и небольшие карбонизированные остатки растений.

Ярус Альб - K1al. Толщина варьируется от 510,2-589,2 метров, и включается в себя все подъярусы.

Подъярус нижнего альба. Имеет базальный горизонт мелкого, слегка уплотненного зеленовато-серого песка, содержащего карбонизированные растительные остатки, толщиной около 30 метров. Над ним залегает слой темно-серой, почти черной, плотной, алевроитовой и карбонатной глины, также содержащей растительные остатки. Мощность варьируется 116,8-172,7 метров.

Подъярус среднего альба. Литология среднеальбского подъяруса характеризуются чередование относительно толстых слоев песка и глины.

В основании лежит песчаный слой, толщина которого обычно составляет около 30 метров. Границы между песчаными и глинистыми слоями плохо коррелируются и очерчены условно.

Песок мелкозернистый и кремнистый, от серого до светло-зеленовато-серого цвета, а глина плотная, темно-серая, песчано-илистая. Мощность варьирует 91,5-134,0 м.

Верхний альб состоит преимущественно из песка. В разрезе глина встречается внизу и реже - сверху, иногда со слоями песчаника. Песок мелкозернистый, зеленовато-серый и слабоглинистый, а глина плотная и обычно серая до темно-серой, иногда с зеленоватым оттенком. Слои песчаника серые, мелкозернистые и содержат слюду. Мощность подъяруса изменяется 232,0-331,3 метров.

Верхний мел включает отложения сеноманского, нерасчлененного турон-коньякского, сантонского, кампанского и маастрихтского ярусов. Общая толщина этого яруса варьирует от 390,0 до 493,0 метров.

Ярус сеноман. В сеноманском этапе осадочные формации состоят преимущественно из темно-серых глин, алевритов и карбонатов в верхнем слое с подчиненными прослойками песка и песчаника. Эти пески, светло-серые и алевритистые, часто содержат остатки мелких растений. Примечательно, что в них можно обнаружить вымерших головоногих моллюсков (аммонит) и фауну двустворчатых (пелеципод). Как правило, нижняя граница этапа совпадает с верхней частью верхнеальбского подъяруса. Толщина варьирует от 63,5 до 90,5 метров.

Ярус турон-кониакский. Характеризуется темными и светлыми серо-зелеными мергелями, алевритистыми глинами и плотными образованиями, в которых иногда встречаются отложения пирита. В этих отложениях обитает разнообразная фауна иглокожих и гастропод. Толщина осадочных слоев в пределах варьируется от 47,6 - 73,2 метров.

Ярус сантон. показан мергелями от темных до светло-серо-зеленых оттенков, плотными по составу и местами твердыми, перемежающимися с остатками фораминифер и фауны двустворчатых. В центре разреза выделяется слой рыхлого пясчег мела, который в отдельных местах может быть более плотным. Мощность варьирует от 50,3-78,7 метров.

Палеоген

На площади палеогеновая система в нижней части разреза представлена очерченная захватывающим переслаиванием слоев бордового мергеля, дополненного прослойками голубовато-серого известняка. Переходя в среднюю часть, ландшафт превращается в картину плотных серовато-зеленых глин, как известковых, так и не известковых, украшенных редкими остатками обугленных растений и фрагментами фауны. Возвышая композицию, верхний сегмент.

Четвертичная система

Антропоген резко выступают над различными уровнями верхнего палеогена. На основе лежит слой лимонного цветов глинистых песков, за которым следуют чередующиеся слои светло-зеленых, известковых, глин, перемежающихся с

отдельными участками желтовато – серого глинистого песка. Толщина отложений от 21,6 до 135м [1].

2.2 Тектоника

В Морское месторождение тектонически расположено на юго-западном краю Южно-Эмбинского хребта (рисунок 2.2.1).

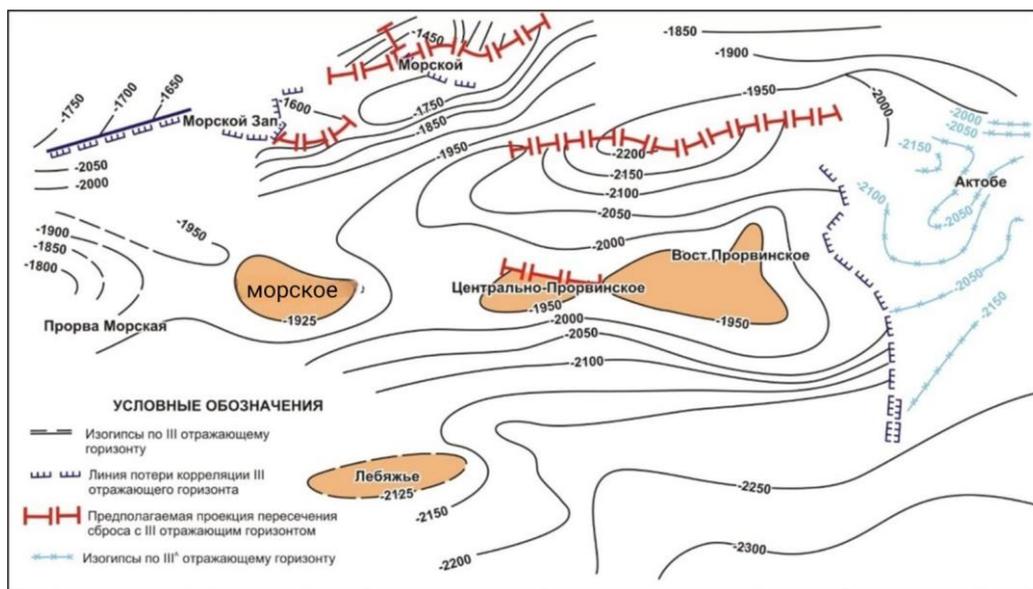


Рисунок 2.2.1 – Тектоническая схема района работ

Структурно эти регионы представляют собой вытянутую в широтном направлении антиклиналь. Горизонты первичных сейсмических отражений в этом районе соответствуют горизонтам, обычно встречающимся в Прикаспийском осадочном бассейне: от III до VI ОГ, П1. В дополнение к этим стратиграфическим горизонтам были исследованы и привязаны к данным ГИС следующие подповерхностные и связанные с ними отражающие горизонты: от Ю-1 до Ю-4 (включая Ю-3-1, Ю-3-2, Ю-4-1, Ю-4-2).

Согласно результатам новой интерпретации можно установить, что структура Морское, как и ранее, представляется как сводовое поднятие, вытянутое в широтном направлении. Но стоит отметить, что в новой интерпретации не были выделены разломы в пределах структуры месторождения.

Тектонические нарушения, выделенные в триасовых и юрских отложениях, были прослежены по сейсмическим разрезам, а позднее уточнены по динамической интерпретации сейсмических данных, направленной на изучение пространственного распределения тектонических нарушений. Хотелось бы отметить, что нарушения, имеющиеся в юрской части, в интервале продуктивных горизонтов Ю-IV-2 – Ю-IV-5, крайне не выдержаны по латерали, что затрудняло

построение обновленных структурных карт, связи с этим было принято решение скорректировать геометрию тектонических нарушений на некоторых участках согласно скважинным данным.

Согласно новой интерпретации, Морская структура на уровне сейсмоотражающего горизонта III (основание мела) характеризуется антиклиналью имеющая в плане овальную форму и протягивающейся вниз в субширотной области (рисунок 2.2.2). Хребет определен контурной линией на отметке -1940 метров, а область свода отмечена на отметке -1919 метров. После отражающего горизонта V, (нижнюю часть нижней Юры) строение структур простирается в широтном направлении в виде почти изометричной брахиантиклинальной линии. Свод располагается на глубине -3007 метров и оконтуривается изогипсой на отметке -3040 метров (рисунок 2.2.3). Эта складчатая область простирается на 4,5 километров вдоль длинной оси и на 3,1 километра вдоль короткой оси, и амплитудой в 33 метра.

В рамках утвержденного отчета структура по триасовым горизонтам была разделена на 4 блока разрывными нарушениями сбросового типа. Как упоминалось выше в рамках новой интерпретации сейсмоки 2019 г на структурных картах разрывные нарушения не были представлены. В связи с этим, при дальнейшей обработке сейсмического куба были выделены и скорректированы направления и конфигурация разломов. Выделены разрывные нарушения сбросового типа F0, F1 и F2 в юго-запад/восточном направлении.

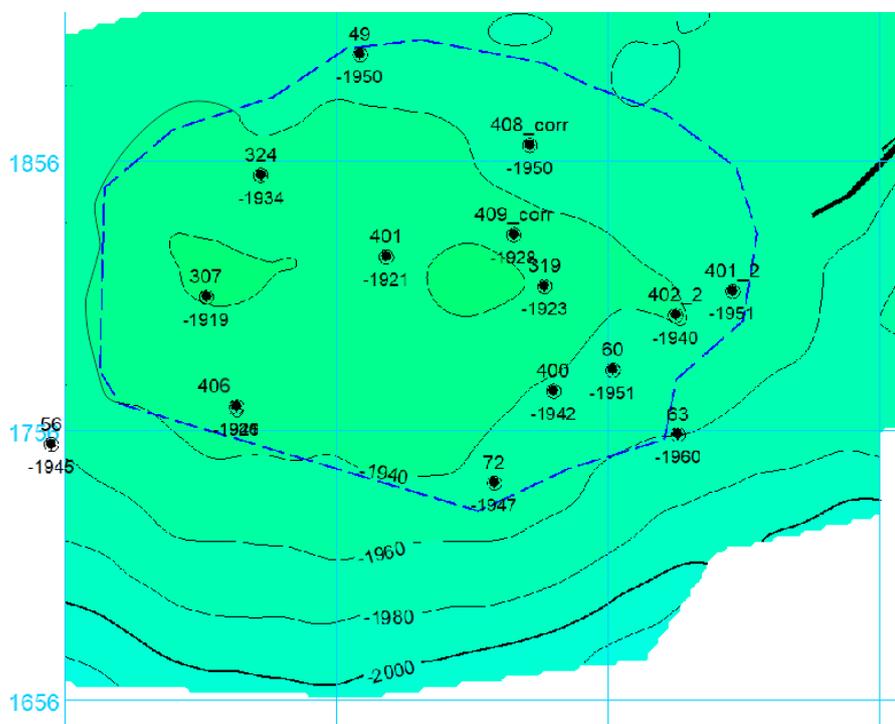


Рисунок 2.2.2 – Структурная карта по III

аргиллитов. Коллекторами являются тонко и мелкозернистые глинистые песчаники.

Продуктивный горизонт Ю-I

В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами. К горизонту приурочена газовая залежь. По результатам обработки ГИС газонасыщенные коллектора выделены в 100 скважинах, а чисто водонасыщенные в 3 скважинах. Толщина газонасыщенных коллекторов изменяется от 1 до 19,8 с коэффициентами песчаности и расчлененности в среднем 0,71 и 2 соответственно. Продуктивность горизонта доказана в 8 скважинах, где дебиты газа составили от 9,8 до 595 тыс. м³/сут.

Продуктивный горизонт Ю-II-1

Продуктивный горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами. В рамках текущего отчета в результате перекорреляции ранее принятый горизонт Ю-II на первом этапе был разделен на два горизонта Ю-II-1 и Ю-II-2. Горизонт Ю-II-1 был выделен как продуктивная часть, а глинистая часть выделена как отдельный горизонт Ю-II-2. Далее проведена более детальная перекорреляция горизонта Ю-II-1, по которой хорошо прослеживаемые алевролитовый и песчаный пласты отдельно были выделены на 2 пласта.

Пласт 1. В пределах первого пласта горизонта Ю-II-1 разлом f1 обоснован на основе результатов опробования по газовой части в скв. 99, 435 и 50, 304, а по нефтяной части в скв. 47,49 и 57,61. В частности, в скважинах 99 и 435 по результатам опробования кровля нефтенасыщенных коллекторов установлено на отметке -2258,0 м, тогда как в скв. 50 подошва газа по опробованию была установлена на отметке -2262,0 м. В целом по результатам обработки ГИС газонасыщенные коллектора выделены в 37 скважинах, газонефтенасыщенные в 2 скважинах, нефтенасыщенные в 36 скважинах, водонасыщенные в 13 скважинах и в 14 скважинах коллектора заглинизированы. Толщина газонасыщенных коллекторов изменяется от 1,2 м до 7,6, нефтенасыщенных от 0,6 м до 5,9 м с коэффициентами песчаности и расчлененности в среднем 0,52 и 2 соответственно.

Пласт 2

В пределах второго пласта горизонта Ю-II-1 разлом f1 обоснован на основе результатов опробования по газовой части в скв. 306 и 336, а по нефтяной части в скв. 96 и 57. В частности, в скважине 306 по результатам опробования кровля нефтенасыщенного коллектора установлено на отметке -2263,1 м, тогда как в скв. 50 подошва газа по опробованию была установлена на отметке -2268,5 м. По результатам обработки ГИС газонасыщенные коллектора выделены в 31 скважинах, нефтенасыщенные в 55 скважинах, водоносные в 9 скважинах и в 3 скважинах заглинизированы. Толщина газонасыщенных коллекторов изменяется от 1,2 м до 5,5, нефтенасыщенных от 0,5 м до 9,5 м с коэффициентами песчаности и расчлененности в среднем 0,48 и 2 соответственно. Продуктивность газовой части 2 пласта доказана по 5 скважинам, а нефтяной части по 29 скважинам.

Продуктивный горизонт Ю-III-1

Продуктивный горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами. К горизонту приурочена нефтяная залежь с газовой шапкой. По результатам обработки ГИС чисто газонасыщенные коллектора выделены в 9 скважинах, чисто нефтенасыщенные в 14 скважинах, газонефтенасыщенные в 19 скважинах, газоневфтоводонасыщенные в 3 скважинах, водонасыщенные в 14 скважинах и в 5 скважинах заглинизированы. Толщина газонасыщенных коллекторов изменяется от 1,4 м до 16,0, нефтенасыщенных от 0,6 м до 16,1 м с коэффициентами песчаности и расчлененности в среднем 0,22 и 4 соответственно.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1,2

Продуктивный горизонт Ю-IV-1 вскрыт всеми скважинами. По результатам обработки ГИС газонасыщенные коллектора выделены в 84 скважинах, водонасыщенные в 18 скважинах. Толщина газонасыщенных коллекторов изменяется от 1,2 до 16,7 м с коэффициентами песчаности и расчлененности в среднем 0,4 и 3 соответственно.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2 вскрыт всеми скважинами. По результатам обработки ГИС чисто газонасыщенные коллектора выделены в 18 скважинах, газоневфтоводонасыщенные в 6 скважинах, водонасыщенные в 26 скважинах, а в остальных газоневфтоводонасыщенные. Толщина газонасыщенных коллекторов изменяется от 1,2 м до 21,4, нефтенасыщенных от 0,9 м до 4,9 м с коэффициентами песчаности и расчлененности в среднем 0,4 и 6 соответственно. Продуктивность газовой части доказана результатами опробования 5 скважин 19, 22, 48, 93, 313, в которых дебиты газа доходили до 187 тыс.м³/сут (скв.48, инт.перф.-2374,5-2377,5 м). Продуктивность нефтяной части доказана результатами опробования в скв.23, где из инт. перф. -2378,0-2381,4 м дебит нефти составил 51,5 м.

Продуктивный горизонт Ю-IV-5

Продуктивный горизонт Ю-IV-5 вскрыт в 61 скважине. По результатам обработки ГИС чисто газонасыщенные коллектора выделены в 6 скважинах, газоневфтоводонасыщенные в 5 скважинах, водонасыщенные в 14 скважинах, а в остальных скважинах заглинизированы. По продуктивному горизонту залегают линзовидные залежи, продуктивность которых доказана в одной скважине 325. Структура в пределах горизонта на основе новой интерпретации сейсмике разломами F0 и F1 прослеживающийся из триасовых отложений разделена на 3 блока [11].

2.4 Свойства нефти в пластовых условиях

Горизонт Ю-II-1 (пласты 1,2)

Из горизонта отобрано 6 глубинных проб. Самые ранние пробы были отобраны в 1967 году из скважин №№24 и 25. Газосодержание пластовой нефти по этим пробам составило 151 и 121 м³/м³, соответственно. Т. е. уже в начальный период разведки однозначно определиться с параметрами пластовой нефти не

удалось. В 1980 г. была отобрана проба с газосодержанием уже 233,0 м³/м³. Это, с учётом близости давления насыщения к пластовому давлению по начальным пробам, указывает на двухфазное состояние этой пробы при пластовых условиях. Тем не менее, давление насыщения по данной пробе записано в отчёте значительно ниже, что привело к отсутствию корреляции давления насыщения от газосодержания пластовой нефти данного горизонта. Соответственно проба была забракована. Далее отобраны пробы с газосодержанием 138,0 и 109,9 м³/м³, при давлениях отбора, значительно ниже давления насыщения начальных проб. Результаты исследования по скважине №84 (инт.2247-2257м д.о. 18.09.21г) характеризуются как некондиционные в связи с низким значением газосодержания – 51,7 м³/м³, предположительно при отборе проб возникли проблемы или произошло разгазирование при транспортировке [1].

Горизонт Ю-III-1 Горизонт Ю-III-1 охарактеризован 3 глубинными пробам, отобранными из скважин №№25, 30 и 99 в 1967, 1972 и 2012 годах, соответственно. Газосодержание пластовой нефти по стандартной сепарации составило 221 и 88 м³/м³, а плотность сепарированной нефти 846 и 829 кг/м³, соответственно. Данные очень противоречивые указаны на таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Рекомендуемые подсчетные параметры нефти

Параметры	Горизонты		
	Ю-II-1	Ю-III-1*	Ю-IV-2*
Пластовое давление, МПа	24,9	24,9	24,9
Пластовая температура, С	73	73	73
Давление насыщения газом, МПа	24,9	24,9	24,9
Объемный коэффициент	1,46	1,46	1,46
Пересчетный коэффициент	0,685	0,685	0,685
Газосодержание, м ³ /м ³	165	165	165
Газосодержание, м ³ /т	194,2	194,2	194,2
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	688	688	688
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1,10	1,10	1,10
Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	850,0	850,0	850,0

2.5 Свойства нефти в поверхностных условиях

В рамках настоящего отчета свойства поверхностной нефти представлены результатами исследования 64 проб.

Горизонт Ю-II. Средняя плотность нефти в грунтовых условиях составляет 0,850 г/см³. Средняя кинематическая вязкость нефти составляет 5,7 миллиметров в квадрате при двадцати градусов Цельсия и 2,1 квадратных мм/с при 50 градусах. Парафин в среднем составляет 2,7процент по массе. Содержание серы составляет 0,2–1,5 масс. процент, в среднем 0,7 масс. процент. Среднее содержание смолы составляет 9,5 масс процент, а среднее содержание

асфальтенов - 0,9 масс процент. Кроме того, легкая фракция с температурой кипения 300 градусов цельсия составляет в среднем 58,5процент.

Нефть является средней, малосмолистой, парафинистой и сернистой.

Горизонт Ю-III-1. 0,832 грамм/куб.см. является средним значением плотности для нефтей данного горизонта. В среднем парафин составляет 1.3 масспроцент. Содержание серы составляет от 0,5 до 1,8масспроцент, в среднем 1,2масспроцент. Легкие фракции содержат 64.2процент при кипении в 300 градусов цельсии.

Нефть является средней, малосмолистой, малопарафинистой и сернистой.

2.6 Гидрогеология

Первые сведения о гидрогеологических исследованиях участка были опубликованы в 1972году в связи с поиском промышленных притоков юрских отложений. Позже была изучена водоносность триасовых отложений. В месторождении Морское исследовались только воды из плодородных пластов юрских и триасовых отложений. Водоносные пласты юрских и триасовых отложений литологически представлены песками и песчаниками с различной зернистостью от светло-серого до темно-серого цвета. По данным ГИС, проведенных в разведочных и эксплуатационных скважинах, были выделены водоносные горизонты, содержащие отложения пермского и четвертичного возраста.

2.6.1 Характеристика водоносных горизонтов

Месторождение входит в состав Прикаспийского гидрогеологического бассейна и расположено в самой юго-западной части артезианской котловины Эмбы. Подземные воды на месторождении связаны с триасовыми, юрскими, меловыми и палеогеновыми отложениями. В Прикаспийской впадине в целом, и особенно на месторождении Морское, все гидрослюдястые комплексы наклоняются с северо-востока на юго-запад. В пределах областей питания водоносные горизонты образуют взаимосвязанную систему. Гидрологическая связность уменьшается с глубиной. Многочисленные соляные купола и толстые соляные пласты участвуют в строении территории, определяя разнообразие условий для генерации, питания и движения подземных вод.

3 Специальная часть

3.1 Характеристика коллекторов

Месторождение Морское на сегодняшний день имеет 39 пробуренных скважин:

- из них 30 скважин разведанные;
- остальные эксплуатационные.

Общая глубина проникновения месторождения достигла 2442,7 метров, при этом было выполнено 1235,5 метров линейного отбора керна, что составило 50,58процент от общей проходки отобранного керном. Анализу подверглись 498 образцов, полученных из 23 скважин [5].

В продуктивных юрских отложениях глубина проникновения с керновым отбором составила 554 метра, при этом было отработано 168,85 метра керна, что составляет 30,48процент от глубины проникновения. В пределах продуктивных юрских отложений (стратиграфическая привязка СП) изучено 95 образцов из 7 скважин. Проходка в юрских горизонтах составила 445 м, вынос керна 135,8 м, т. е. 30,52 процент от проходки. Количество образцов, приходящееся на продуктивные горизонты – 91. Из них 71 образец соответствует критерию кондиционного образца.

Вне продуктивных отложений перми с отбором керна пройдено 120,9 м, при этом вынесено 56,38 м или 46,63процент. Количество проанализированных образцов составляет 6 единиц. Вне продуктивных горизонтов проходка составила 596,4 м, вынос керна 313,1 м, 52,49процент. Между продуктивными горизонтами оказались 18 образцов.

Представительность извлечённого керна в целом удовлетворительное. Представление о соотношении литологических разностей в отобранном керне по продуктивным комплексам даёт таблица 3.1.1, где показан вынос глины, песчано-алевролитовых пород. Как видно из таблицы, что в отложениях породы (пески, песчаники, алевролиты, конгломераты), представляющие потенциальные коллекторы составляют ~52процент вынесенного керна.

Отбор керна в скважинах производился керноприемным снарядом типа «Недра», интервал долбления составлял преимущественно 7 м, редко снижаясь до 0,2 м или увеличиваясь до 27 м. Диапазон выноса керна при этом от 0 до 14,5 м [4].

Оценка качества выполненных исследований. Проблемные образцы такие как трещины и глины не изучались при анализе, количество которых указано в нижеприведенной таблице 3.1.2.

В интервале 3370–3372 м (рисунок 3.1.1) представлен песчаником среднезернистым, коричнево-серым с темно-серым крапом. Также имеет косую разнонаправленную слоистость, которая ориентирована под углом 60–70 градусов к оси керна, контакты между косослоистыми сериями ориентированы под углом 90 градусов к оси керна. Керн участками разбит трещинами

конусовидной формы, всего вероятней образованы в процессе бурения и ориентированы под углом 20–30 градусов к оси керна.

Таблица 3.1.1 - Содержание литологических разностей по керну

Возраст	Вынос керна	Песчаники, пески		Алевриты		Конгломераты		Глины, аргиллиты		Уголь		Ангидрит		Соль	
	м	м	процент	м	процент	м	процент	м	процент	м	процент	м	процент	м	процент
Юра	168,85	73,64	43,61	13,37	7,92	-	-	80,04	47,40	1,8	1,07	-	-	-	-

Таблица 3.1.2 – Состояние образцов

Пласт	Количество образцов по отложениям/по прод. гориз.	Количество конд. образцов по отложениям/по прод. гориз.	Некондиционные обр. по отложениям/по прод. гориз.	Образцы, в которых проницаемость не определялась по отложениям/по прод. гориз.	Отбракованные образцы (трещины, глины и т. д.) по отложениям/по прод. гориз.
юра	95/91	71/71	21/17	2/2	1/1

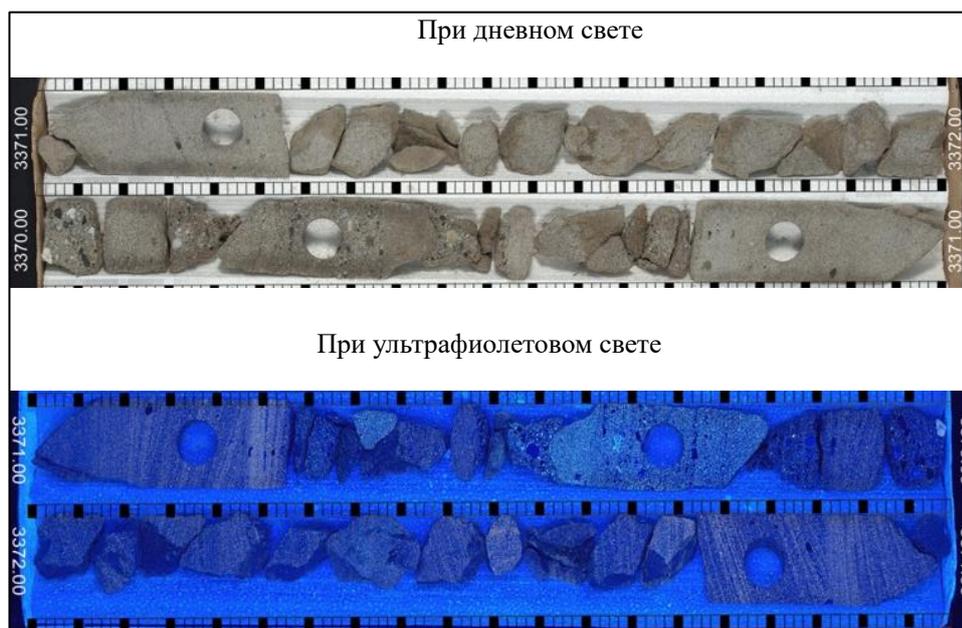


Рисунок. 3.1.1 – Фото среза керна при дневном и УФ свете, скв. №402р, интервал 3370–3372 м

Коэффициент пористости/пористости и насыщения/водонасыщения.

В отчете из-за отсутствия экспериментов по определению удельных электрических сопротивлений, зависимости $P_{II}=f(K_{II})$, $P_H=f(K_B)$, были приняты по аналогии с близлежащим месторождением С.Нуржанов, для юрских и триасовых отложений.

Таким образом, в текущем отчете для юрских отложений параметр пористости и параметр насыщения определен на 4 образцах (20 определение) керна скважины №400. Из-за ограниченного количества определений привлечены данные по месторождению С.Нуржанов (ПЗ-2019г.), и описываются следующими уравнениями:

$$P_{II}=0,88K_{II}^{-2,03} \quad R^2=0,95 \quad \text{Ю-I} - \text{Ю-IV}; \quad P_{II}=K_{II}^{-1,79} \quad R^2=0,96 \quad \text{Ю-V (график 1);}$$
$$P_H=K_B^{-2,03} \quad R^2=0,99 \quad \text{Ю-I} - \text{Ю-IV}; \quad P_H=K_B^{-1,73} \quad R^2=0,94 \quad \text{Ю-V (график 2).}$$

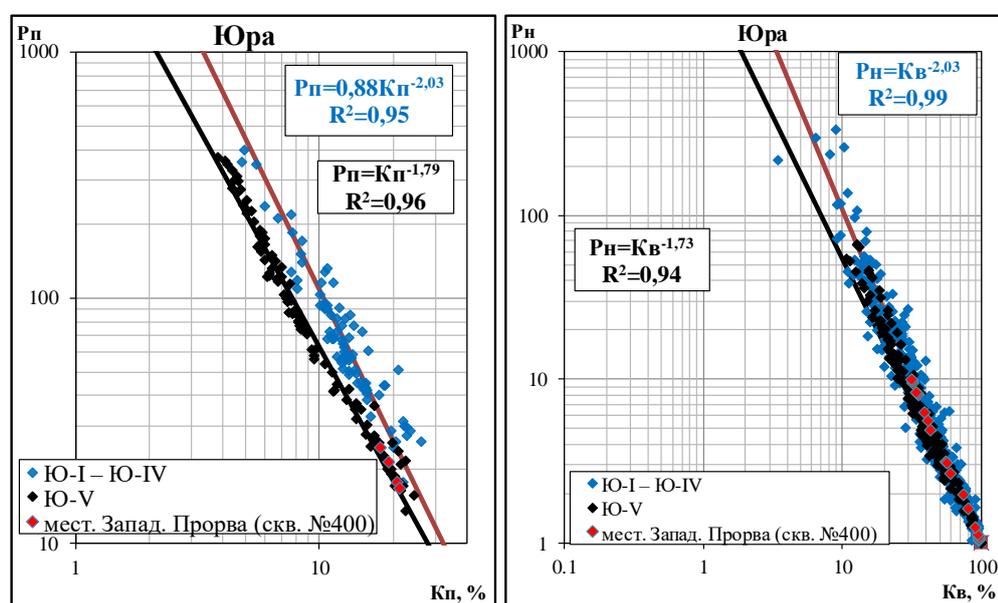


График 1 – Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для юрских отложений (З.Прорва+Морское)

График 2 - Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для юрских отложений (З.Прорва+Морское)

Зависимость параметра насыщения от водонасыщенности построена на 50 образцах (310 определение) керна скважин №№400, 401р, 402р и характеризуется уравнением: $P_H=K_B^{-1,88} \quad R^2=0,99$. Полученные значения были использованы для количественной интерпретации ГИС.

Зависимость объемной плотности от коэффициента пористости.

Сопоставление плотности пород с пористостью, выполненное по юрским и триасовым отложениям на 7 и 141 образцах керна, характеризуется высокой степенью достоверности и описывается следующими уравнениями:

$$G=-0,0282K_{II}+2,693, \quad R^2=0,9553 \quad \text{(график 3).}$$

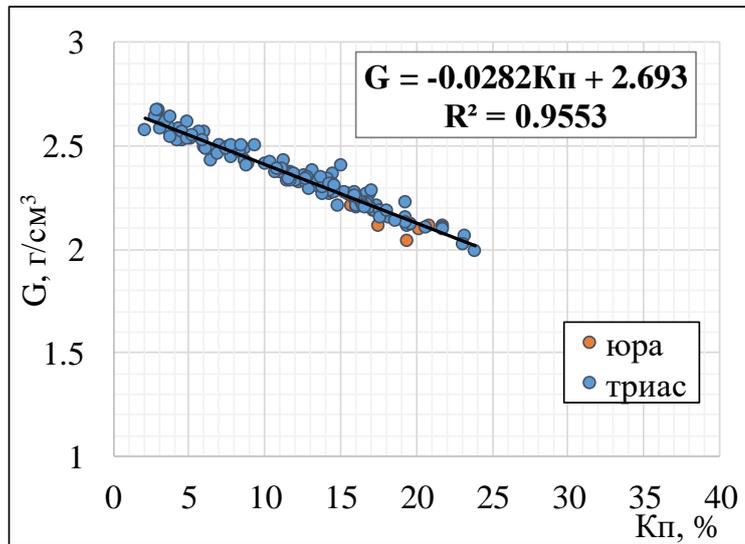


График 3 – Зависимость объемной плотности от коэффициента пористости

Из уравнения следует, что плотность скелета для юрских и триасовых отложений – 2,69 г/см³, и используется для количественной интерпретации ГИС. *Диаграмма распределения гранулометрических фракций* (диаграмма 1).

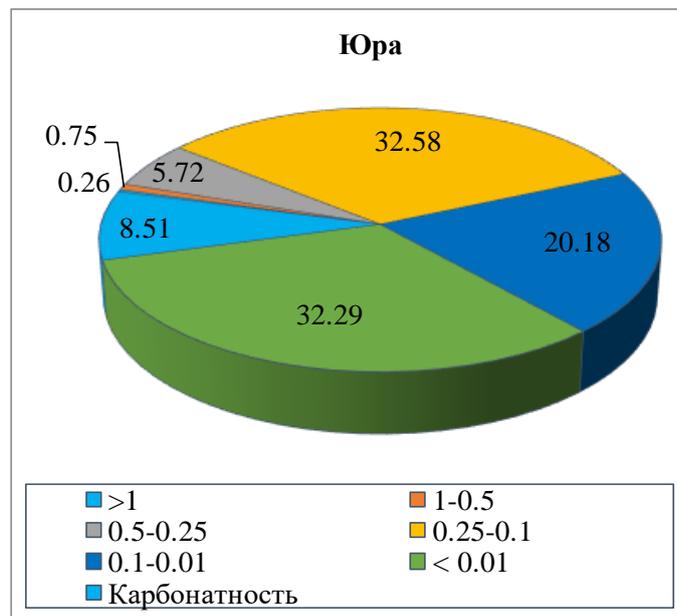


Диаграмма 1 – Распределения гранулометрических фракций (юрские отложения)

Показывает, что в юрских (71 образцов) отложениях преобладают породы мелкозернистой (32,58процент) фракции и пелитовой (32,29процент) фракции. В триасовых (144 образцов) отложениях доминируют породы мелкозернистой (21,23процент) и пелитовой (18,87процент) фракций [2].

3.2 Литолого-физическая характеристика коллекторов продуктивных горизонтов

Изучение шлифов. Породы триасовым горизонтам изучены по 11 шлифам скважины №401р и представлен песчаником. Песчаник разномзернистый, аркозовый, полимиктовый, зерна угловато-окатанные, некатанные. В обломочной породе составом кварца, полевого шпата (преобладает кварц ~67-75процент) с угловатыми, неправильной огранки зернами. Наблюдается зерна полевого шпата (~9-45процент), которые представлены плагиоклазом и ортоклазом (около 8процент). Имеются признаки растворения в некоторых зернах полевого шпата с замещением их зернами кварца и редко зернами кальцита. Весьма распространена обломочная цементирующая порода – межкристаллические глины (~6-7процент). Наблюдается небольшое присутствие карбонатного материала около 2процент в виде деформированных пятнышек в результате уплотнения. Заметна пиритизация. Пирит участками замещает некоторые зерна глауконита и присутствует в виде пыли. Пористость (~6-8процент визуальная, умеренная). Наблюдаются вторичные поры растворения (~2-3процент). Связанность пор ограничена размером зерен.

Литологическая характеристика пород-коллекторов. Литологическая характеристика представлена для юрских и триасовых продуктивных отложений, изученная по макроописанию керна и шлама. Коллекторами являются пески, мелко- и тонкозернистые песчаники, глинистые и сильно глинистые образования, а также карбонатные породы с разной степенью цементации.

Флюидоупором в основном являются глинистые породы с небольшими слоями терригенных пород.

Характеристика коллектора указывает на его поровый тип.

В целом толща представляет преимущественно терригенку тонкозернистого, глинистого и сильно глинистого, карбонатного, в разной степени сцементированные [7].

Горизонт Ю-I литологически коллекторы представлены песками, иногда песчаниками серыми и тёмно-серыми, мелко- и тонкозернистыми глинистыми, иногда сильно глинистыми, карбонатными и сильнокарбонатными, иногда уплотненными. Средняя пористость – 19,2процент; газопроницаемость меняется в пределах от 1,01 до 494,3 мД, средняя проницаемость – 51,5 мД.

Горизонт Ю-II пласт 1 литологически коллектор предоставлен песками и песчаниками светло-серыми и серыми, разномзернистыми, глинистыми, слабо- и сильнокарбонатными, уплотненными. Пористость образцов меняется от 11,5 до 15,9процент, в среднем составляя 14,2процент; проницаемость по 3 определениям меняется от 4,27 до 28,8 мД, в среднем составляя 12,5 мД.

Горизонт Ю-II пласт 2. Коллекторские свойства горизонта изучены по одной скважине №19. Всего изучен 1 образец, представлен песком серым, слабо карбонатным, плотным. Пористость в среднем равна 15,7процент.

Горизонт Ю-III-1 по макроописанию предоставлен песком серым и светло-серым, мелкозернистым, глинистым, и слабоглинистым, карбонатным. Диапазон

изменения пористости по 3 определениям скважины №30 составляет 17,7–25,4процент, средняя пористость – 22,2процент; газопроницаемость в среднем равна – 194,5 мД.

Горизонт Ю-III-2. Коллектора литологически представлены песком светло-серым, мелкозернистым, глинистым, карбонатным. Значения пористости варьируют от 21,5 до 22,6процент, в среднем составляя 22процент; газопроницаемости – от 7,4 до 554 мД, в среднем составляя 148,5 мД.

Горизонт Ю-IV-1. Коллектор представлен песком серым, мелко- и тонкозернистым, глинистым и слабogliнистым, почти не карбонатным, средней плотности.

Горизонт Ю-IV-2. Литологически коллектор представлен песком серым, тонко- и мелкозернистым, слабogliнистым, слабокарбонатным и карбонатным, уплотненным. Средние значения параметров: пористость – 21,3процент, проницаемость – 6,94 мД.

Горизонт Ю-IV-4 представлен песчаником среднезернистым, участками мелкозернистым, светло-серым, серым с обломками кремнистых пород. Средняя пористость – 23процент; газопроницаемость по 6 определениям меняется в пределах от 14,3 до 1305,9 мД, средняя проницаемость – 344,8 мД.

Горизонт Ю-IV-5 по макроописанию представлен песчаником мелкозернистым, светло-серым, глинистым, и слабogliнистым, карбонатным. Продуктивный горизонт освещен 3 кондиционными анализами керна. Пористость образцов меняется от 17,8 до 20,1процент, в среднем составляя 19,3процент; проницаемость по 3 определениям меняется от 1,9 до 6,7 мД, в среднем составляя 3,6 мД.

Горизонт Ю-IV-7 по макроописанию представлен песчаником светло-серым. Пористость по 2 кондиционным образцам варьирует от 19,5 до 19,9процент, в среднем составляя 19,7процент; проницаемость меняется от 2,02 до 3,05 мД, в среднем составляя 2,5 мД.

Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов по продуктивным горизонтам приведены в таблице 3.2.1.

Из таблицы следует, что из юрских отложений анализами керна освещены горизонты Ю-IV-4, Ю-III-1 и Ю-III-2, которые характеризуются хорошими коллекторскими свойствами: пористость в среднем составляет 23процент, 22,2процент и 22процент, проницаемость в среднем равна 344,8 мД, 194,5 мД и 148,5 мД.

Таблица 3.2.1 - Изменение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов

Горизонт	Пористость, процент				Проницаемость, мД			
	Количество скважин	Количество скважин	Среднее значение	Интервал изменения	Количество скважин	Количество скважин	Среднее значение	Интервал изменения
Ю-I	5	38	19,2	10,8-24,4	5	35	51,5	1,01-494,3
Ю-II-1 пласт 1	2	4	14,2	11,5-15,9	2	3	12,5	4,27-28,8
Ю-II-1 пласт 2	1	1	15,7	-	-	-	-	-
Ю-III-1	1	3	22,2	17,7-25,4	1	1	194,5	-
Ю-III-2	1	5	22	21,5-22,6	1	5	148,5	7,4-554
Ю-IV-1	2	8	21,2	18,9-22,5	2	5	98,7	1-142,4
Ю-IV-2	1	1	21,3	-	1	1	6,94	-
Ю-IV-4	1	6	23	19,2-25,9	1	6	344,8	14,3-1305,9
Ю-IV-5	1	3	19,3	17,8-20,1	1	3	3,6	1,9-6,7
Ю-IV-7	1	2	19,7	19,5-19,9	1	2	2,5	2,02-3,05

3.3 Оценка интерпретации материалов ГИС

В данном отчете использованы данные геофизических исследований, полученные из 110 скважин, пробуренных на территории участка. Из них шесть скважин (№53бс, 60бс, 82бс, 99бс, 604бс, 325бс) были боковыми, а шесть скважин (№403р, 430, 435, 437, 439, 456) - вновь пробуренными [5].

При интерпретации материалов ГИС были использованы данные анализов керна, полевое описание керна и результаты опробования пласта.

Интерпретация материалов ГИС основывалась на данных анализа керна, описаниях керна и результатах отбора пластовых проб. Данные геофизических исследований, полученные при бурении месторождений, использовались для различных целей, включая литологическую стратиграфию, привязку бурения, выявление участков залежей, выявление последовательности, пространственное распределение, количественную оценку емкостных свойств залежей.

Для оконтуривания залежей использовались такие информативные методы, как гамма-каротаж (ГК), кавернометрия (КВ), многозондовый ИК "ВИКИЗ" (по изменению зоны проникновения), усиление микрозондов MGZ и MPZ.

Выделение угольных пропластков

В юре пропластки углей находится в небольших количествах, толщина примерно от первых сантиметр до полуметра. Уголь бурого цвета включающие примеси глинистого материала

Эти угольные пласты демонстрируют очень высокие значения пористости в нейтронном каротаже, очень низкую насыпную плотность, увеличенное время интервалов, низкие значения гамма-каротажа и увеличение кривой удельного сопротивления. Интервалы с маломощным углеродом были исключены во избежание ошибок при интерпретации.

Наиболее полезными методами для оконтуривания коллекторов являются ГК, ОГК, ИКЗ, ГГКП, АК, КВ и многозондовый ИК (путем изменения площади проникновения).

На показаниях каротажных приборов на углях при этом наблюдаются крайне высокие показания пористости по нейтронному каротажу, очень низкой объемной плотности, увеличение интервального времени и низких показаний гамма-каротажа, а также увеличением на кривой сопротивления. Для предотвращения ошибок при интерпретации исключались маломощные угольные интервалы. На рисунке 3.3.1 показан пример выделения угольных пластов на планшете.

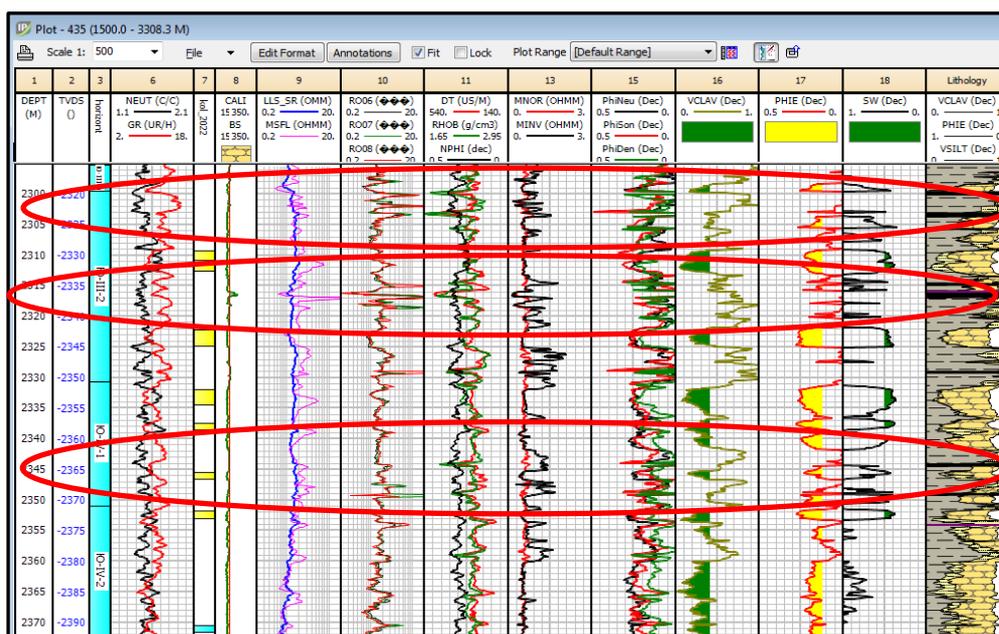


Рисунок 3.3.1 – Пример выделение угольных участков в пласте по ГИС. Скв. №435

При выделении коллекторов наиболее информативными являются методы ГК, НГК, МКЗ, ГГКП, АК, КВ (наличие глинистой корки или номинальный диаметр скважины), многозондовый ИК (по изменению зоны проникновения) [6].

Выделение коллекторов проводилось в основном по качественным признакам, где были использованы, проделанные работы геофизиков.

К коллекторам были отнесены пласты со следующей геофизической характеристикой:

- малая радиоактивность на кривой ГК;
- присутствие глинистого материала и удержание его размеров;
- плохая аномальность на естественных потенциалах;
- хороший рост микрозондов.

Окончательная принадлежность интерпретируемого пласта к классу коллекторов или неколлекторов определялась по граничным значениям, установленным по результатам испытания пластов, керну, ГИС.

Для валанжинских горизонтов геофизические характеристики были приняты по аналогии с месторождением Западная Прорва.

Ниже представлены геофизические характеристики по каждому пропласткам.

Коллектора в верхней части **терригенного участка** по кривым нейтронного каротажа имеют значения (1,2~1,4 усл.ед), низкую естественную радиоактивность, высокими сопротивлениями на продуктивных пластах (2,1~3,5 Ом), на водоносных (1,0~1,8 Ом). Глины выделялись по методам ГК, где показания меняются в диапазоне (6~10мкр/час), по низким сопротивлениям (1,0~1,2 Ом).

В карбонатно-терригенном пласте нефтеносные коллектора в старых скважинах выделялись в основном по сопротивлениям, где значение имеет (8~15 Ом), для выделения коллекторов как аналог были взяты скважина 700, где при сопротивлениях 9~12 Ом, был получен продукт. Плотные пласты по АК имеют значения 170~190мкс/м, высокие показания по нейтронному каротажу (1,8~2,6 усл. ед), и по сопротивлениям в диапазоне (20~50 Ом).

Низкоомный терригенный пласт выделяется уверенно, где представлен высокопористым однородным водоносным песчаником, сопротивление при этом имеет от 0,2 Ом до 1,2 Ом, обладает низкой естественной радиоактивностью; по показаниям нейтронного каротажа имеет 1,05~1,2 усл.ед., высокие значения по данным акустического каротажа (280~320мкс/м) и низкие значения плотностного каротажа (2,2~2,42г/см³).

На рисунке 3.3.2 показан пример выделения терригенного и карбонатного участка валанжинского горизонта по скважине №413.

В дальнейшем, для достоверности наличия продуктивных коллекторов требуется исследования данного участка испытанием, отбором керна и т. д [8].

На основе анализа керна были разделены пласты, на их коллекторские свойства.

Ниже приведены граничные значения пористости, проницаемости и глинистости:

- Кп_гр для валанжинских горизонтов терригенного пласта -13,2процент, для карбонатных отложений – 7,8процент, для карбонатно-терригенного пласта граничное значение – 10,5процент (мест. Морское).

- Кп_гр для юрских и триасовых горизонтов равна – 10процент (график 4).

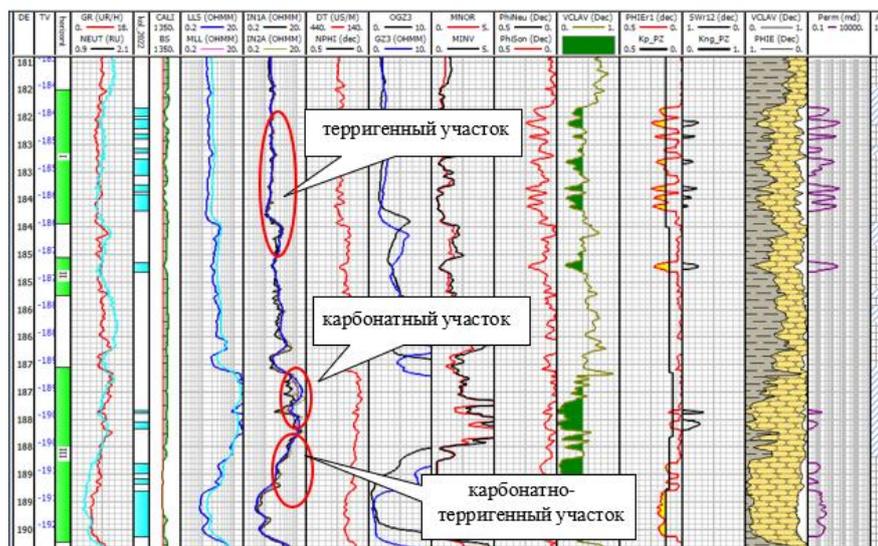


Рисунок 3.3.2 – Пример выделения коллектора валанжинского горизонта. Скважине 413

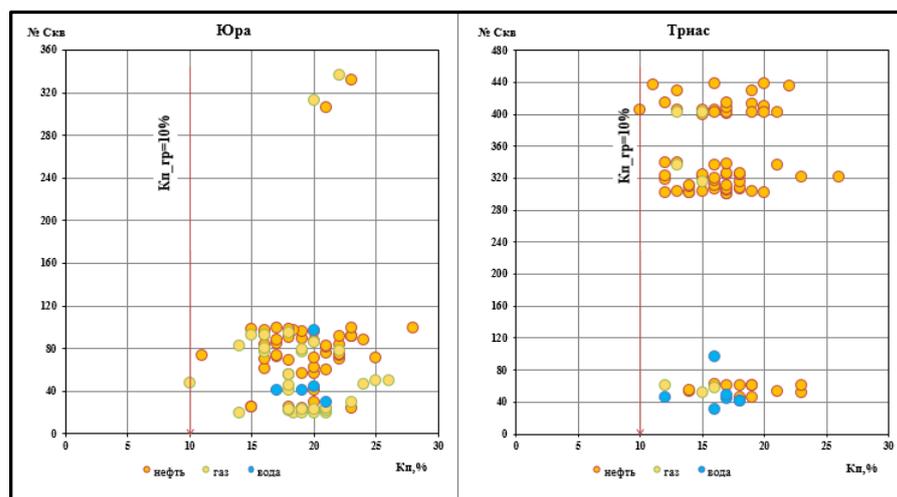


График 4 - Определение граничного значения Кп в юрских и триасовых отложениях

3.3.1 Оценка определения литологии

Первоначальная стадия определения ГИС для оценки мощностных характеристик породы включал определение литологии обнаженного участка. Это было достигнуто путем построения перекрестных диаграмм нейтронной пористости (NPHI), полученной по данным акустической съемки (DT), и плотности (RHOV), полученной по данным геофизической съемки, где имелись измерения плотности (графики 5–6). Анализ этих диаграмм показывает, что большая часть облака точек совпадает с линией песчаника, а меньшая часть распределена вдоль линии известняка. Такое распределение соответствует

наличию небольших прослоев известняка и песчаника с карбонатным цементом, на что указывают данные керна и скважин [6].

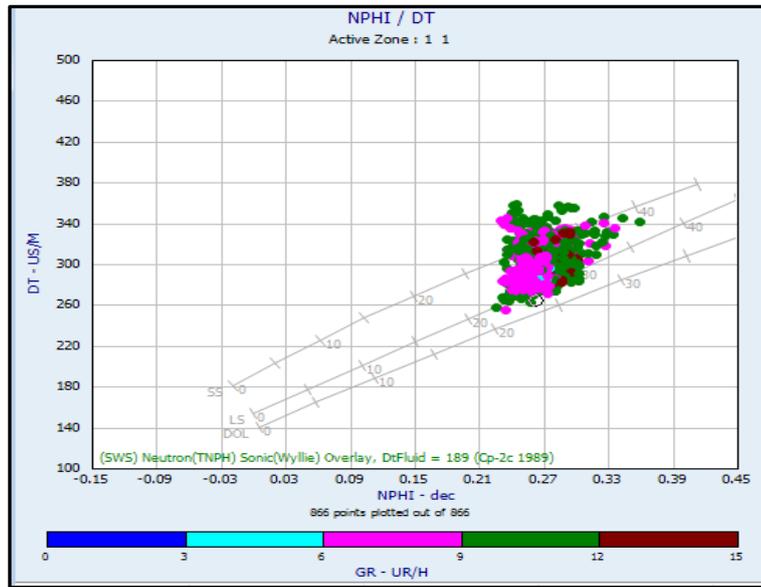


График 5 – График кросс-плота АК и NPHI по скв. 435

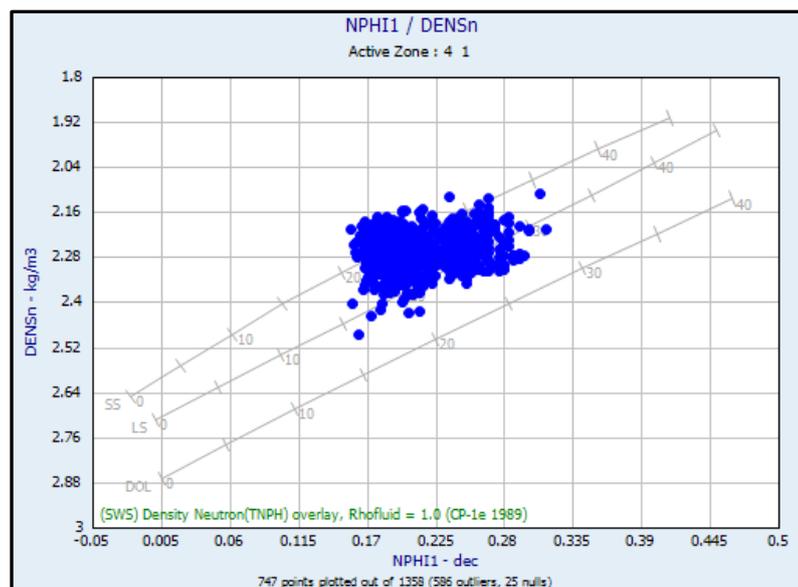


График 6 – График кросс-плота NPHI от ГГКп по скв. 402

3.3.2 Оценка определения глинистости

Показатель глины вычислялось по гамма-каротажи, изредка совместно с КпобщНК -ГГКп.

Показатель глины, вычисленные по гамма-каротажу, использовался двойной разностный параметр, и формула Ларинова [5].

Также использовались другие уравнения:

$$K_{г\text{л}} \text{ по } Г\text{К} = 0.333 \cdot (2^{2Z} - 1) \quad (1)$$

при определении глинистости по ГК использовалось линейное уравнение:

$$Z = \frac{\Gamma k - \Gamma k_{\text{мин}}}{\Gamma k_{\text{макс}} - \Gamma k_{\text{мин}}} \quad (2)$$

где Z - Двойной разностный параметр по ГК;
 ГК – текущее значение интенсивности гамма-излучения;
 ГК мин – значение интенсивности гамма-излучения в неглинистых породах;
 ГК макс – значение интенсивности гамма-излучения в глинах.

В случае не ясной информации гамма-каротажа изучались по сопротивлению (БК, ИК) и комплексу НК-ГГК.

Определении *глинистости по Боковому каротажу*:

Формула глинистости по ним имело иной вид:

$$V_{clRes} = \frac{R_{clay}}{R_t} \cdot \frac{R_{clean} - R_t}{R_{clean} - R_{clay}} \quad (3)$$

Определении $Kn^{общ} НК - ГГК n$:

$$\frac{K_{г\text{л}НК} - Г\text{К}}{(Г\text{К}_{\text{чист}2} - Г\text{К}_{\text{чист}1})(W - W_{\text{чист}1}) - (Г\text{К} - Г\text{К}_{\text{чист}1})(W_{\text{чист}2} - W_{\text{чист}1})} = \frac{K_{г\text{л}НК} - Г\text{К}}{(Г\text{К}_{\text{чист}2} - Г\text{К}_{\text{чист}1})(W_{г\text{л}} - W_{\text{чист}1}) - (Г\text{К}_{г\text{л}} - Г\text{К}_{\text{чист}1})(W_{\text{чист}2} - W_{\text{чист}1})} \quad (4)$$

где ГГК – текущее значение плотностного каротажа;
 ГГК_{чист1} – значение плотностного каротажа (обычно берется матрица породы 2,65г/см³);
 ГГК_{чист2} – значение плотностного каротажа в неглинистых породах;
 ГГК_{гл} - значение плотностного каротажа в глинистых породах;
 W – текущее значение водородосодержания;
 W_{чист1} – значение водородосодержания (обычно берется матрица -0,01д.ед);

W_{чист2} – значение водородосодержания в неглинистых породах;

W_{гл} - значение водородосодержания в глинистых породах;

Данные, отображавшие точность и использовались в дальнейшем

На рисунке 3.3.2.1 показан пример определения объемной глинистости в программе.

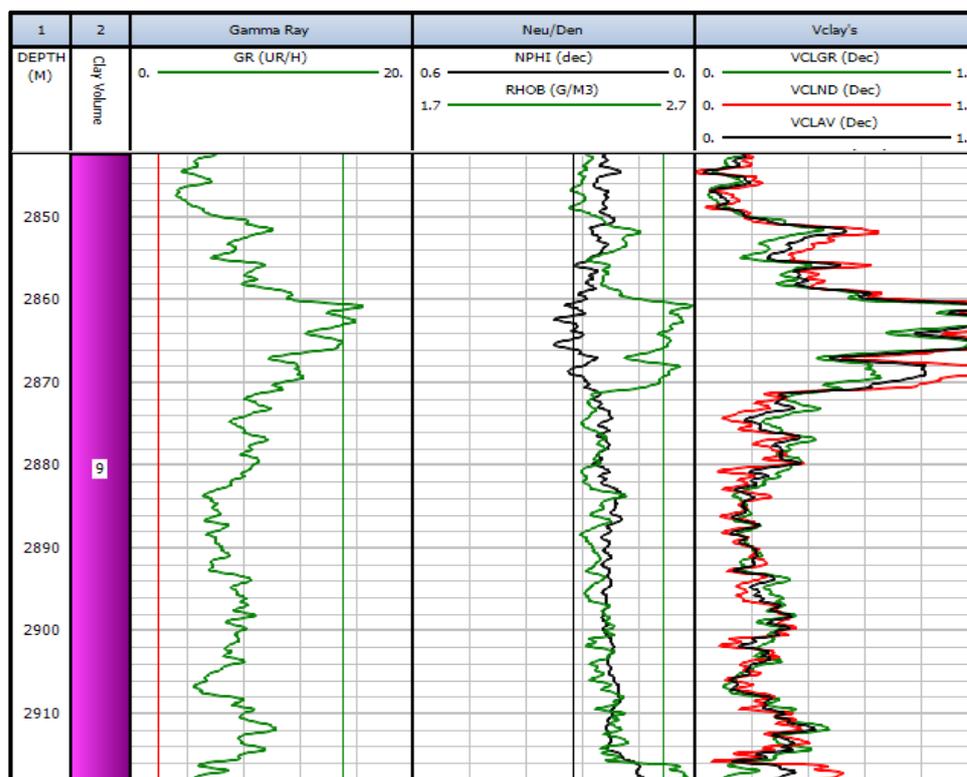


Рисунок 3.3.2.1 – Пример определения объемной глинистости по методам ГК и W/ГГКп

3.3.3 Оценка определения пористости

Пористость по гамма-гамма-каротажа плотности рассчитывалось:

$$K_{пГГК} = \frac{\delta_{ск} - \delta_{п}}{\delta_{ск} - \delta_{ж}} - K_{гл} \frac{\delta_{ск} - \delta_{гл}}{\delta_{ск} - \delta_{ж}} \quad (5)$$

где $\delta_{ск}$ – матрица плотности в породе;

$\delta_{п}$ – плотность пласта;

$\delta_{ж}$ – значение плотности в промывочной жидкости;

$\delta_{гл}$ – текущее значение кривой плотности на глинах;

$K_{гл}$ – объемное содержание глинистых минералов в породе.

Акустический каротажный пористость:

$$K_{пАК} = \frac{(\Delta T_{п} - \Delta T_{ск})}{(\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск})} - K_{гл} \frac{(\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск})}{(\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск})} \quad (6)$$

где $\Delta T_{п}$ – текущее значение интервального времени;

$\Delta T_{ск}$ – значение интервального времени в породе;

$\Delta T_{ж}$ – значение интервального времени в промывочной жидкости;

$\Delta T_{гл}$ – значение интервального времени в глинах;

К_{гл} – объемное содержание глинистых минералов в породе [1].

Открытая пористость (К_{п_нгк}) определялась после введения поправки за глинистость:

$$K_{п_нгк} = NPHI - K_{гл} \cdot W_{гл} \quad (7)$$

где К_{гл} – объемное содержание глинистых минералов в породе

На рисунках 3.3.3.1 показано поточечное и попластовое сопоставление значений коэффициентов пористости.

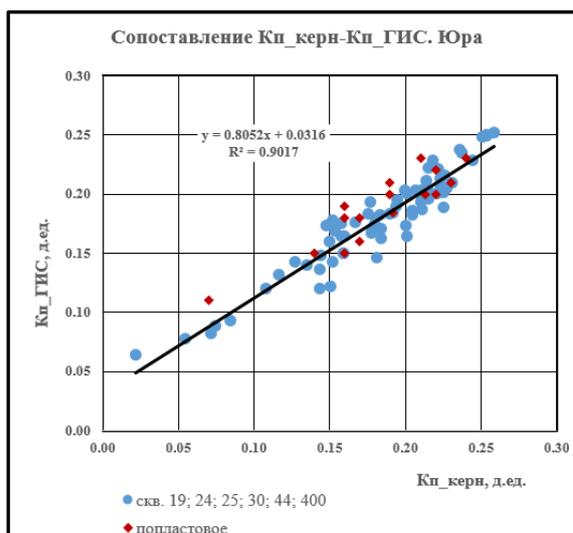


График 7 - Сопоставление Кп керн-Кп ГИС. Юрский горизонт

3.3.4 Оценка определения коэффициента водонасыщения

Формула, по которой был определен водонасыщенный коэффициент:

$$K_{в} = \left(\frac{a \cdot R_{в}}{K_{пm} \cdot R_{п}} \right) \frac{1}{n} \quad (8)$$

где К_в- коэффициент водонасыщенности

a- извилистость пор

R_п- сопротивление пласта

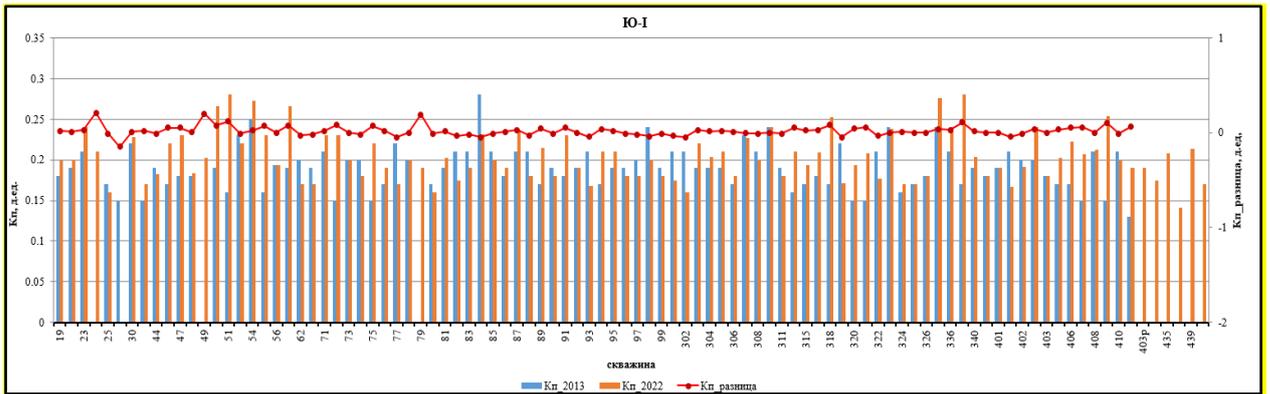
R_в-сопротивление пластовой воды

K_п- эффективная пористость

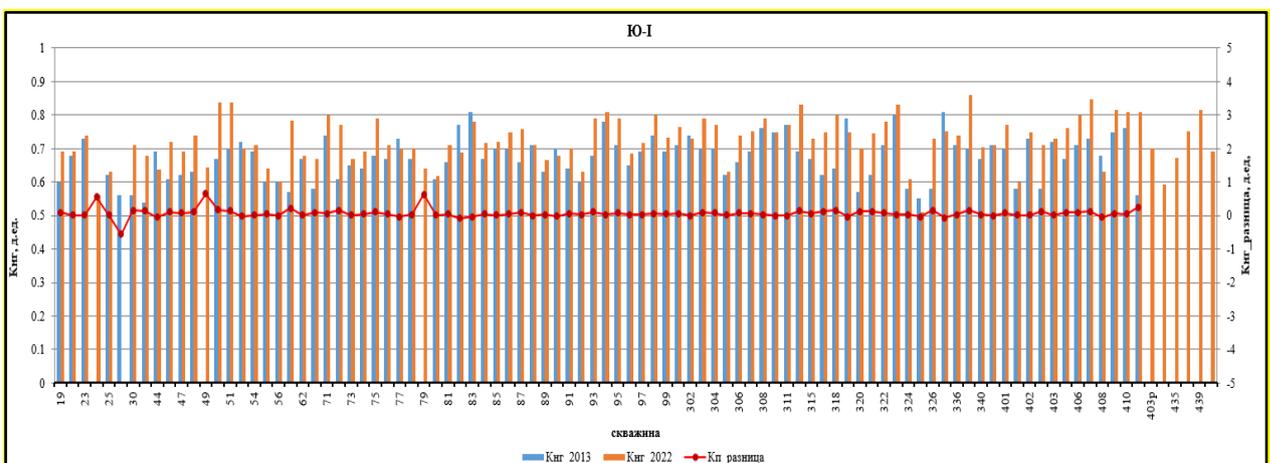
m- Коэффициент цементированности

n- Коэффициент насыщенности

Для оценки использовались средние данные геофизических исследований скважин от пористости и нефтенасыщенности (рисунок 3.3.4.1–3.3.4.2).



Гистограмма 1 – Сравнение коэффициентов пористости 2013г и 2022г



Гистограмма 2 – Сравнение коэффициентов водонасыщенности 2013г и 2022г

Сравнение средних значений **коэффициентов пористости и коэффициентов водонасыщенности** по скважинам (2013г и 2022г,) на рисунках показывает незначительные изменения без прослеживания какой-либо закономерности. Расхождение коэффициентов пористости - увеличиваются по 44 скважинам от 0,01 до 0, 12д.ед; уменьшаются от 0,01 до 0,15 д,ед в 29 скважинах. Расхождение коэффициентов водонасыщенности - увеличиваются по 70 скважинам от 0,01 до 0, 17д.ед; уменьшаются от 0,01 до 0,08 д,ед в 11 скважинах.

3.4 Оценка определения ВНК, ГНК, ГВК

Позиции прямых водонефтяных контактов (ВНК) установлены на основе ПГД, дополненных скважинными выводами

При определениях ГНК, ГВК выделенный газоносный коллектор не имеет качественных признаков газоносного коллектора по данным ГИС, выделен по

данным опробования. Резкая снижение данных обладает газо-водяной и водонефтяные контакты. В таблице 3.4.1 представлены выделенные прямые контакты по ГИС [4].

Таблица 3.4.1 - Принятые прямые контакты по ГИС

№№	Горизонт	Каротажная отметка, м	Абсолютная отметка, м
		ГВК	
49	Ю-I	2229.9	-2251.0
61	Ю-I	2225.1	-2247.5
69	Ю-I	2225.0	-2247.5
73	Ю-III-2	2321.5	-2344.0
79	Ю-I	2223.9	-2247.4
87	Ю-III-2	2321.9	-2344.0
338	Ю-IV-2	2357.5	-2377.6
401p	Ю-I	2237.3	-2257.0
		ВНК	
41	Ю-II-1 пл 2	2269.2	-2292.5
77	Ю-IV-2	2362.0	-2383.0
86	Ю-IV-2	2362.2	-2383.0
95	Ю-IV-2	2361.2	-2383.0
96	Ю-II-1 пл 2	2257.4	-2280.7
403	Ю-IV-2	2361.7	-2383.0

3.5 Методика создания геологической модели 2Д и обоснование принятого метода подсчета запасов

Геологические запасы нефти и газа месторождения подсчитывались объемным методом. База данных представлена в виде таблицы и содержит всю имеющуюся информацию вскрытых бурением пластов-коллекторов по скважинам: номер скважины, альтитуда ротора, удлинение ствола скважины, горизонт, пласт, кровля и подошва пласта-коллектора в каротажных и абсолютных отметках, общая и эффективная толщина, пористость, нефтегазонасыщенность и характер насыщения.

Создание геологической модели 2Д и подсчет запасов осуществлен с помощью программного пакета системы «Petrel», возможности которой

позволяют достаточно корректно выполнять построение необходимых карт, делать различные операции с картами, производить расчет запасов и др.

Процесс создания структурного каркаса производился в нескольких этапах. Для создания каркаса было использовано 3 опорные структурные поверхности, созданные по результатам сейсмогеологического моделирования:

- Отражающий горизонт III (подошва мела кровля юры);
- Отражающий горизонт IV (кровля продуктивного горизонта Ю-II).

Построенные структурные поверхности были подсажены на отбивки кровли и подошвы продуктивных горизонтов. Далее были получены структурные поверхности по кровле и по подошве коллекторов продуктивных горизонтов. В рисунках 3.5.1 представлены структурные поверхности по продуктивным горизонтам [7].

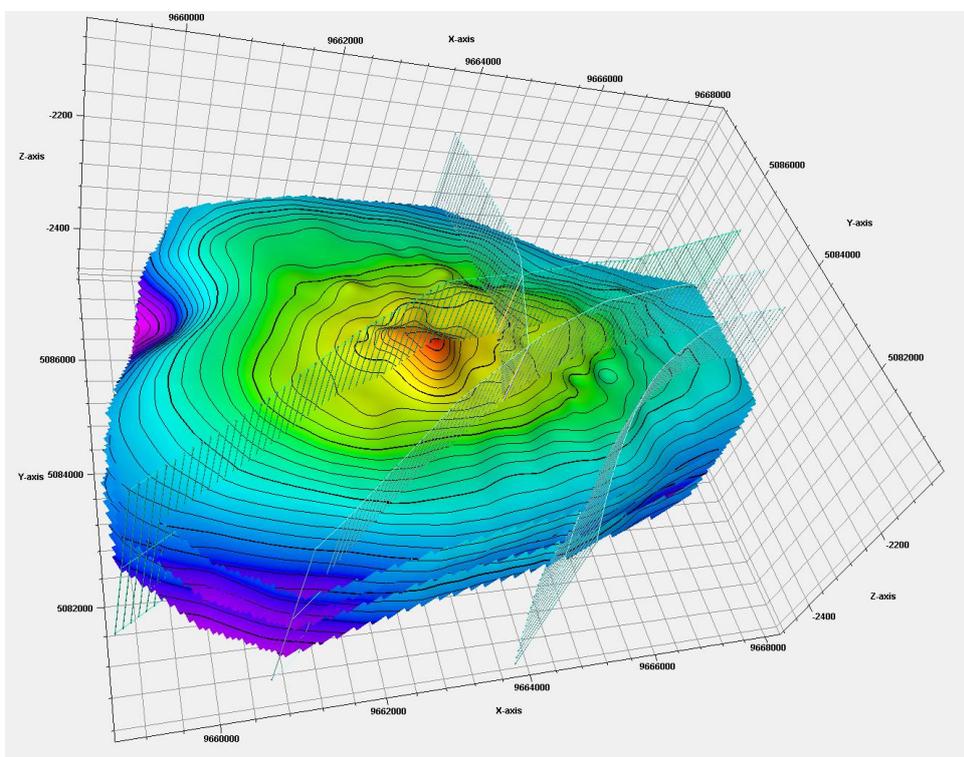


Рисунок 3.5.1 – Трехмерная визуализация структуры юрских горизонтов

3.6 Подсчет запасов

Эта глава включает в себя формулы и значения для подсчета запасов, формулы были подсчитаны в компании совместно с работниками. Нефтяные запасы подсчитывались по 2 формулам [3].

Геологические запасы нефти:

$$Q_H = F \cdot H \cdot K_p \cdot K_{нг} \cdot \rho_n \cdot \theta; \quad (9)$$

где F – площадь нефтеносности, тыс. m^2 .

H – средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м.

$Kп$ – коэффициент пористости, доли ед.;

$Kнг$ – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

ρ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, t/m^3 .

θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти в поверхностных условиях (величина обратная объемному коэффициенту пластовой нефти), доли ед.

Извлекаемые запасы нефти:

$$QН \cdot \text{извл} = QН \cdot \eta \quad (10)$$

где η - коэффициент извлечения нефти

Геологические запасы газа:

$$QРГ = QН \cdot Г. \quad (11)$$

Извлекаемые запасы газа:

$$QРГ \text{ извл} = QН \text{ извл} \cdot Г \quad (12)$$

Запасы свободного газа и газа газовых шапок ($Q_{св}$, $Q_{гш}$, млн m^3)
подсчитывались по формуле:

$$Q_{гш} = Sг \cdot h_{эф} \cdot Kп \cdot Kг \cdot (Pн \cdot \lambda_n - Pк \cdot \lambda_k) \cdot f \cdot 9,87 \quad (13)$$

где $Sг$ – площадь газоносности, тыс. m^2 ;

$h_{эф}$ – средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина, м.

$Kп$ – коэффициент пористости, доли ед.;

$Kг$ – коэффициент газонасыщенности, доли ед.;

$Pн$ – начальное пластовое давление, МПа;

$Pк$ – конечное остаточное давление в залежи при давлении на устье МПа;

λ_n , λ_k – поправки на отклонение газов от закона Бойля-Мариотта при начальном и конечном остаточном давлениях.

f – температурная поправка.

9,87 – коэффициент перевода технических величин давления в физические [5]. В таблице 3.6.1 представлены характеристики горизонтов Юрского горизонта

Таблица 3.6.1 – характеристика конденсата

№№ п/п	Горизонт, пласт	Интервал опробования, м	Число проб	Плотность конденсата, г/см ³	Пластовое давление (Рс),	Пластовая температура	Состав газа до С ₅ +высшие, процент моль				Коэффициент	Содержание конденсата, см ³ /м ³
							С ₁	С ₂	С ₃	С ₄		
1	Ю-I	2190– 2198	1	0,736	240, 78	73	91, 05	3,86	1,22	0,67	0, 96	16,5
2	Ю-I	2217- 2234	1	-	236	73	89, 36	3,37	1,45	1,45	0, 85	136,1
3	Ю-I	2215- 2225	1	0,779	246	73	97, 45	1,14	0,48	0,17	0, 91	71,4
4	Ю-I	2217- 2225	1	0,751	246	73	89, 78	3,75	1,4	0,94	0, 89	109
5	Ю- IV-2	2329- 2338,5	1	0,758	258, 5	73	95, 09	2,84	0,68	Сл.	0, 96	18
6	Ю- IV-2	2342– 2350	1	-	254	73	86, 77	5,42	2,6	1,65	0, 89	170

- нефть

категория С1 – геологические 29714;

категория С2 – геологические 1381;

- растворенный газ

категория С1 – геологические 6310;

категория С2 – геологические 303;

- стабильный конденсат

категория С1 – геологические 1549 тысяч тонн.;

категория С2 – геологические 30 тысяч тонн.

В целом по месторождению начальные геологические запасы нефти по категориям В+С1 увеличились на 6,3процент (1,8 млн), геологические запасы нефти по категории С2 сократились на 14,1процент (195,0 тыс.т). Изменения запасов по категории В+С1 в сторону увеличения произошли по горизонтам Ю-III-1

В частности, по горизонту Ю-III-1 были пересмотрены коэффициенты пористости и нефтенасыщенности, а также плотность и пересчетный коэффициент нефти [12].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В первой главе изучались общие сведения о месторождении. Местоположение, климат, ближайшие населенные пункты.

Во второй – геологической главе изучалось подробно литолого-стратиграфическая, тектоника, нефтегазоносность, гидрогеология. Благодаря 3Д сейсмической изученности продуктивных горизонтов. Были построены структурные карты. Также, оценка физико-химических свойств нефти.

В специальной части, характеристика коллекторов продуктивных горизонтов, оценка интерпретации ГИС, литологии, глинистости, пористости, коэффициента водонасыщения, контакты вода-нефть-газ. Построены схемы, сравнительные диаграммы, графики кросс-плота.

Месторождение Морское является перспективным для добычи, выделены 8 продуктивных горизонтов в отложениях юры. Из них в рамках текущего отчета продуктивный горизонт Ю-II был разделен на два пласта.

В целом теоретические и практические знания, полученные в университете, понадобились в написании дипломной работы, построении схем, диаграмм и кросс-плотов.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

1. ГИС – геофизические исследования скважин
- 3Д МОГТ – 3Д метод общей глубинной точки;
2. ГК - гамма – каротаж;
3. КВ – каверномер;
4. ОГ – отражающий горизонт;
5. МГЗ – микроградиент зонд;
6. МПЗ – микропотенциал зонд;
7. МКЗ – микрозондирование;
8. ГГКп – гамма-гамма каротаж плотностной;
9. АК – акустический каротаж;
10. НГК – нейтронный каротаж;
11. ПС – метод естественных потенциалов;
12. Кп – коэффициент пористости;
13. Кгл – коэффициент глинистости;
14. ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
15. ГНК – газонефтяной контакт;
16. ГВК – газоводяной контакт;
17. ВНК – водонефтяной контакт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Вендельштейн Б.Ю, Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. Москва. «Недра», 1978 г.
- 2 Жданов М. А. Методика и практика подсчета запасов нефти и газа. г.Москва. «Недра», 1978 г.
- 3 Инструкция по оформлению отчетов о геологическом изучении недр Республики Казахстан. г.Астана, №431 от 25.12.2013 г.
- 4 Классификация запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа. Астана, 27.10.2005 г №283.
- 5 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. М. Недра, 1985г.
- 6 Байманов Б. «Комплексная технологическая схема разработки». ЦНИЛ ПОЭН, 1978г.
- 7 «Совместный пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 02.01.2016 г.» АО «НИПИнефтегаз. г. Актау, 2016 г.
- 8 «Технологическая схема разработки месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию 01.01.2016 г.». АО «НИПИнефтегаз. г. Актау, 2016 г.
- 9 «Анализ разработки месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.07.2017 г.». ТОО «Optimum». г. Актау, 2017 г.
- 10 Отчет «Дополнение к уточненному проекту разработки месторождения Западная прорва», 2014г.
- 11 Отчет «Анализ разработки месторождения Морское», 2017г.
- 12 Отчет «Анализ разработки месторождения Морское», 2019г.
- 13 Отчет «О результатах переобработки и переинтерпретации данных 3Д МОГТ на блоке Каратон-Саркамыс», 2019г.
- 14 Отчет «Анализ разработки месторождения Морское», 2021г.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ КОЛОНКА

МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОРСКОЕ

Возраст		Разрез	Мощность	Литология
Четвертичный			21,6-135	пласт песка желтовато-серого, глинистого
ПАЛЕОГЕН			204-323,5	кирпично-красного мергеля с прослоями голубовато-серого известняка
МЕЛ	Верхний	Мастрихтский	124,4-174,9	белый пясчий мел
		Кампанский	104,2-174,9	глинистыми мергелями темно-серовато-зелеными
		Сантонский	50,3-78,7	мергелями темно- и светло-серовато-зелеными
		Турон-коньякский	47,6-78,7	мергелями темно- и светло-серовато-зелеными
		Сеноманский	63,5-69	представлены глинами темно-серыми, алевроитовыми
	Нижний	Альбский	510-589	Прослой Глины Пески
Аптский		52-98	базальный горизонт песков	
Неокомский		247-352	Пески и песчаники	
ЮРА	Верхний	Титонский	163,3-236,9	мергели прослой песка
		Оскфордский	35,3-48,5	залегают глины серые
	Средний	Келловейский	29,2-42,9	Встречаются пачки песков. В нижней части глины с тонкими прослоями угля
		Байосский-Батский	539,3-596	Пески и песчаники серые преобладают над глинистыми осадками. Глины и аргиллиты серые и темно-серые
	Нижний	77,7-132,1	Пески серого и светло-серого цвета, разнозернистые	
ТРИАС	Нижний	ветлужской и баскунчакской серий	370,5-485,8	Глины черные, бурые, Песчаники серые и светло – серые
ПЕРМЬ		Кунгурская	30,8 - 47,9	гипс, ангидрит, переслаивающиеся с терригенными породами).

Условные обозначения:

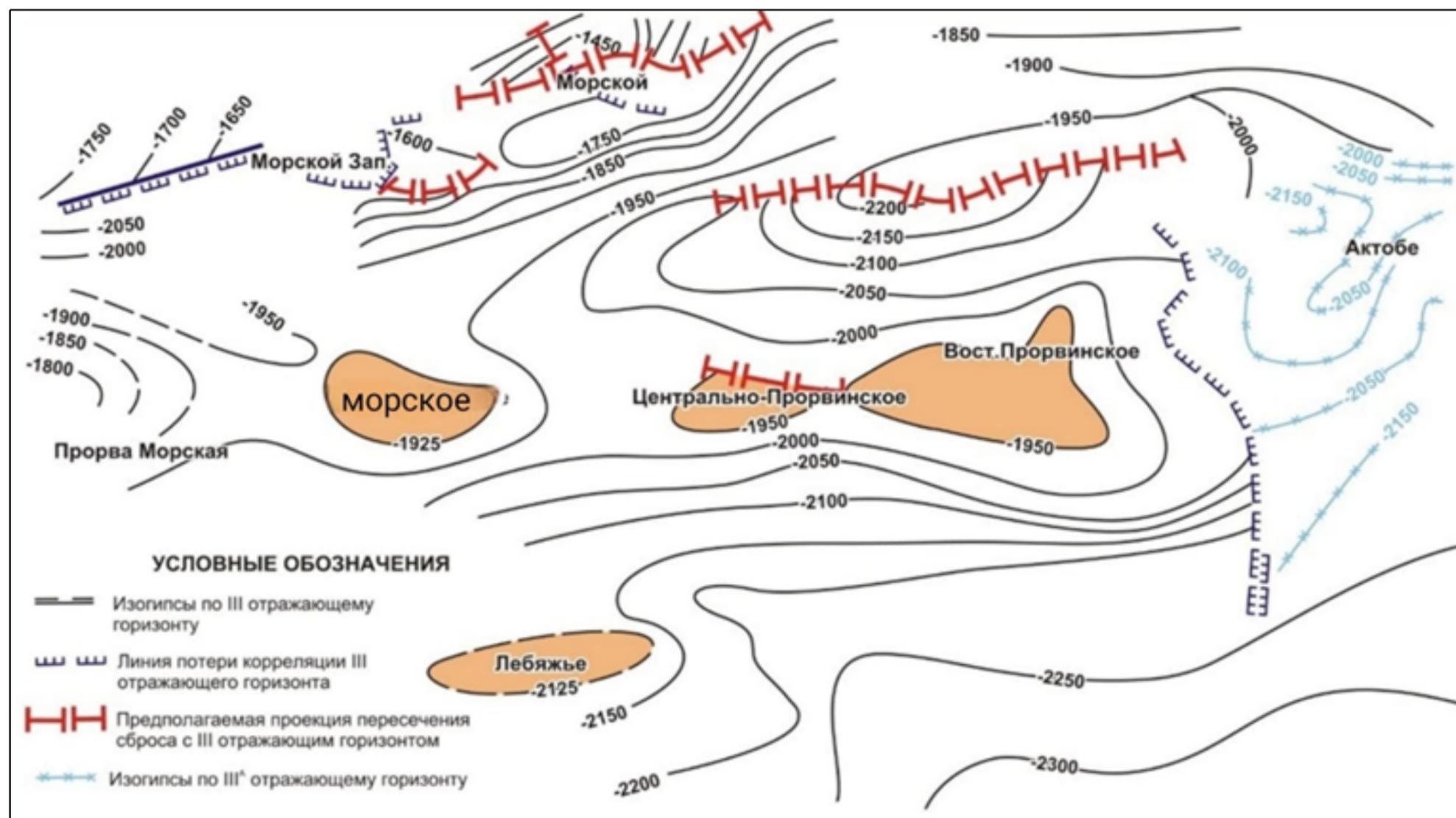
	- песчаники		- мергели		- мел		- гипс
	- глина						

Должность	ФИО	Подп.	Дата	ДР - 6В05201		
Студент	Арманулы Д.			Литоло-стратиграфическая колонка	Вид чертежа	Масштаб
Рук-тель	Омиракова Э.Ж.					1:10 000
Рецензент	Аршидинова М.Т.					
Зав. кафедры	Ауелхан Е.С.					
Нормо-ль	Санатбеков М.Е.			Месторождение Морское	КазНИТУ кафедра ГИиНГ ГНГ	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ТЕКТОНИЧЕСКАЯ СХЕМА РАЙОНА РАБОТ

Масштаб 1:20 000



Должность	ФИО	Подп.	Дата	ДР - 6B05201	
Студент	Арманұлы Ә.			Тектоническая схема района	Вид чертежа
Рук-тель	Омирзакова Э.Ж.				Масштаб
Рецензент	Аршидинова М.Т.				1: 20 000
Зав. кафедры	Ауелхан Е.С.				
Нормо-ль	Санатбеков М.Е.			Месторождение Морское	КазНИТУ кафедра ГИиНГ ГНГ

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Арманұлы Әлішер, Омирзакова Эльмира

Соавтор (если имеется): Омирзакова Эльмира

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Анализ проведения оценочных работ на площади Нефтегазозоносного месторождения Морское, расположенный в Атырауской области.

Научный руководитель:

Коэффициент Подобия 1: 0.4

Коэффициент Подобия 2: 0

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 10

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

Обоснование:

Дата



Заведующий кафедрой

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Арманұлы Әлішер, Омирзакова Эльмира

Соавтор (если имеется): Омирзакова Эльмира

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Анализ проведения оценочных работ на площади Нефтегазоносного месторождения Морское, расположенный в Атырауской области.

Научный руководитель:

Коэффициент Подобия 1: 0.4

Коэффициент Подобия 2: 0

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 10

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

Обоснование:

Дата

Жеңіл —

проверяющий эксперт

**Университеттің жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаменті
директорының ұқсастық есебіне талдау хаттамасы**

Жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаментінің директоры көрсетілген еңбекке қатысты дайындалған Плагияттың алдын алу және анықтау жүйесінің толық ұқсастық есебімен танысқанын мәлімдейді:

Автор: Арманұлы Әлішер, Омирзакова Эльмира

Тақырыбы: Анализ проведения оценочных работ на площади Нефтегазоносного месторождения Морское, расположенный в Атырауской области.

Жетекшісі:

1-ұқсастық коэффициенті (30): 0.4

2-ұқсастық коэффициенті (5): 0

Дәйексөз (35): 0.3

Әріптерді ауыстыру: 10

Аралықтар: 0

Шағын кеңістіктер: 0

Ақ белгілер: 0

Ұқсастық есебін талдай отырып, Жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаментінің директоры келесі шешімдерді мәлімдейді :

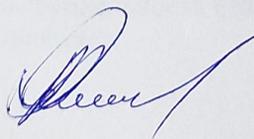
Ғылыми еңбекте табылған ұқсастықтар плагиат болып есептелмейді. Осыған байланысты жұмыс өз бетінше жазылған болып санала отырып, қорғауға жіберіледі.

Осы жұмыстағы ұқсастықтар плагиат болып есептелмейді, бірақ олардың шамадан тыс көптігі еңбектің құндылығына және автордың ғылыми жұмысты өзі жазғанына қатысты күмән тудырады. Осыған байланысты ұқсастықтарды шектеу мақсатында жұмыс қайта өңдеуге жіберілсін.

Еңбекте анықталған ұқсастықтар жосықсыз және плагиаттың белгілері болып саналады немесе мәтіндері қасақана бұрмаланып плагиат белгілері жасырылған. Осыған байланысты жұмыс қорғауға жіберілмейді.

Негіздеме:

Күні



Кафедра меңгерушісі

ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ
на дипломную работу Арманұлы Әлішер

Специальность 6В05201 – «Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых»

Тема: «Анализ проведения оценочных работ на площади
нефтегазонасного месторождения Морское, расположенный в Атырауской
области»

Дипломная работа состоит из введения, трех разделов, заключения,
перечня сокращений, списка литературы из 14 наименований; всего 33
страницы текста, а также 21 рисунок, 3 приложения, 6 таблиц и 12 формул.

Суть данной дипломной работы заключается в характеристике
коллекторов, нефтегазонасности продуктивных горизонтов, подсчет запасов,
а также в комплексной оценке материалов ГИС. Подсчет запасов проводился
по результатам лабораторных методов. Практическая часть дипломной
работы была выполнена в компании и с программными обеспечениями
«Petrel», «Corel».

Автором был обработан и проанализирован внушительный объем
информации, литература из открытых источников. В процессе подготовки
дипломной работы Арманұлы Әлішер представил успешное применение
теоретических знаний, полученных в университете и на производственной
практике.

Считаю что, дипломник Арманұлы Әлішер справился с поставленной
задачей, проявив серьезность и ответственность в своей работе. В целом,
тема дипломной работы раскрыта и составлена в соответствии всех
требований. Считаю, что автор дипломной работы заслуживает присуждения
академической степени бакалавра техники и технологии по специальности
6В05201 - «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»

Научный руководитель:

Кандидат технических наук, старший преподаватель

Жау Омирзакова Э. Ж.
«23» 05 2024г.

РЕЦЕНЗИЯ

на дипломную работу

Арманұлы Әлішер

Специальность 6B05201 - «Геология и разведка месторождений
полезных ископаемых»

На тему: «Анализ проведения оценочных работ на площади
нефтегазоносного месторождения Морское, расположенный в Атырауской
области»

Выполнено:

- А) Графическая часть на 10 листах
- Б) Пояснительная записка на 42 страницах

ЗАМЕЧАНИЯ К РАБОТЕ

Первый и второй разделы дипломной работы содержат общие сведения о месторождении, его геологическую изученность, литолого-стратиграфическую характеристику, тектонику, нефтегазоносность, а также свойства нефти в разных условиях. Эти главы имеют важное значение для изучения геологического строения месторождения. В третьем разделе представлена специальная часть дипломной работы, которая включает в себя характеристику коллекторов, литолого-физическую характеристику, оценку определений важных терминов. Также сбор и анализ геолого-стратиграфических данных. В третьей части своей дипломной работе, студент описал подсчет запасов.

В результате просмотра дипломной работы делаю вывод, что поставленные перед студентом задачи и цели выполнены. Предоставлены графические изображения, на основе материалов.

Оценка работы

Дипломная работа на тему «Анализ проведения оценочных работ на площади нефтегазоносного месторождения Морское, расположенный в Атырауской области» написанная Арманұлы Әлішер, полностью соответствует требованиям высшего учебного заведения. Считаю, что студент достоин получения академической степени бакалавра техники и технологии по специальности 6B05201 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых.

Рецензент:

Кандидат технических наук,
ассоциированный профессор
Каспийского государственного университета
Аршидинова М.Т.
6 2024 г.



Метаданные

Название

Анализ проведения оценочных работ на площади Нефтегазозносного месторождения Морское, расположенный в Атырауской области.

Автор

Арманұлы Әлішер, Омирзакова Эльмира Научный руководитель / Эксперт

Подразделение

ИГИНГД

Тревога

В этом разделе вы найдете информацию, касающуюся текстовых искажений. Эти искажения в тексте могут говорить о ВОЗМОЖНЫХ манипуляциях в тексте. Искажения в тексте могут носить преднамеренный характер, но чаще, характер технических ошибок при конвертации документа и его сохранении, поэтому мы рекомендуем вам подходить к анализу этого модуля со всей долей ответственности. В случае возникновения вопросов, просим обращаться в нашу службу поддержки.

Замена букв		10
Интервалы		0
Микропробелы		0
Белые знаки		0
Парафразы (SmartMarks)		1

Объем найденных подобиий

КП-ия определяют, какой процент текста по отношению к общему объему текста был найден в различных источниках.. Обратите внимание!Высокие значения коэффициентов не означают плагиат. Отчет должен быть проанализирован экспертом.



КП1

25

Длина фразы для коэффициента подобия 2



КП2

6394

Количество слов



КЦ

48341

Количество символов

Подобия по списку источников

Ниже представлен список источников. В этом списке представлены источники из различных баз данных. Цвет текста означает в каком источнике он был найден. Эти источники и значения Коэффициента Подобия не отражают прямого плагиата. Необходимо открыть каждый источник и проанализировать содержание и правильность оформления источника.

10 самых длинных фраз

Цвет текста

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	ЦВЕТ ТЕКСТА
1	https://proceedings.socar.az/uploads/pdf/67/021_031_OGP20210100476.pdf	16	0.25 %
2	Оценка текущего состояния месторождения Акингень и его дальнейшая рациональная разработка 5/12/2024 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Департамент науки)	6	0.09 %
3	Оценка текущего состояния месторождения Акингень и его дальнейшая рациональная разработка 5/12/2024 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Департамент науки)	6	0.09 %

из базы данных RefBooks (0.00 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
------------------	----------	---

из домашней базы данных (0.00 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
------------------	----------	---

из программы обмена базами данных (0.19 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	Оценка текущего состояния месторождения Акингень и его дальнейшая рациональная разработка 5/12/2024 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Департамент науки)	12 (2)	0.19 %

из интернета (0.25 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	https://proceedings.socar.az/uploads/pdf/67/021_031_OGP20210100476.pdf	16 (1)	0.25 %

Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	СОДЕРЖАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
------------------	------------	---