

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени
К.И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова

Кафедра Геофизики

Артуров Газиз Артурулы

Уточнение структурных построений на основе обработки сейсмических
материалов с использованием глубинной миграции до суммирования

Специальность 5В070600 – Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени
К.И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова

Кафедра Геофизики

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой Геофизики
доктор геол.-минер. наук, профессор
Абетов А.Е.
“21” мая 2019г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: "Уточнение структурных построений на основе обработки
сейсмических материалов с использованием глубинной миграции до
суммирования"

по специальности 5В070600 – Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых

Выполнил

Артуров Газиз.
Научный руководитель
Доктор Phd
“21” мая 2019г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени
К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова

Кафедра Геофизики

5B070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой Геофизики
доктор геол.-минерал. наук, профессор
Абетов А.Е.

“ ” 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающимся Артуров Г.А.

Тема: " Уточнение структурных построений на основе обработки сейсмических материалов с использованием глубинной миграции до суммирования"

Утверждена приказом Ректора Университета №1168-б от "17" октября 2018 г.

Срок сдачи законченной работы " " 20 г.

Исходные данные к дипломной работе: были отобраны во время прохождения преддипломной практики.

Краткое содержание дипломной работы:

а) общие сведения о месторождении (геолого-геофизическая характеристика месторождения, геолого- геофизическая изученность, тектоника, стратиграфия, нефтегазоносность);

б) методика проведения 3D сейсморазведки;

в) обработка и интерпретация данных 3D сейсморазведки;

Перечень графического материала: представлены 14 слайдов презентации работы.

Рекомендуемая основная литература: Днепров В.Е. Геологическое строение и нефтегазоносность Южно-Эмбинского поднятия и Северного Устюрта.

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Геолого-геофизическая характеристика месторождения. Нетегазоносность	15 февраля	Выполнено
Методика и объемы проектируемых сейсморазведочных исследований	15 марта	Выполнено
Обработка сейсмических материалов	15 апреля	Выполнено
Интерпретация сейсмических материалов	15 мая	Выполнено

Подписи

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

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геолого-геофизическая характеристика месторождения. Нетегазоносность	Г.К. Умирова Доктор Phd	21.05.19	
Методика и объемы проектируемых сейсморазведочных исследований	Г.К. Умирова Доктор Phd	21.05.19	
Обработка и интерпретация сейсмических материалов	Г.К. Умирова Доктор Phd	21.05.19	
	Аблесенова З.Н. нормоконтролер	20.05.19	

Научный руководитель

Умирова Г.К.
подпись

Задание приняли к исполнению обучающиеся

Артуров Г.А.
подпись

Дата

" 21 " май 2019 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Общие сведения о месторождении	10
2 Геолого-геофизическая характеристика месторождения.	
Нетегазоносность	11
2.1 Геолого-геофизическая изученность	11
2.2 Краткая геолого-тектоническая характеристика района	13
2.2.1 Стратиграфия	13
2.2.2 Тектоника	20
2.3 Нефтегазоносность	23
2.4 Физические свойства горных пород	27
3 Методика и объемы проектируемых сейсморазведочных исследований	31
3.1 Целевое задание и геологические задачи работ	31
3.2 Сейсмическая съемка 3D	31
3.3 Планирование 3D съемки	31
4 Обработка сейсмических материалов	33
4.1 Обработка сейсмических материалов с использованием глубинной миграции до суммирования (гмдс)	34
5 Интерпретация сейсмических материалов	36
Заключение	40
Приложение А	41
Приложение Б	42
Приложение В	43
Приложение Г	44
Приложение Д	45
Список использованной литературы	46

АНДАТПА

дипломдық жұмысқа «Терең миграцияны пайдалана отырып, сейсмикалық Материалдарды өңдеу негізінде структуралық құрылымдарды нақтылау»

Жұмыс кіріспеден, 5 тараудан, қорытындыдан, пайдаланылған әдебиеттер тізімінен және қосымшалардан тұрады.

Бұл аттестаттау жұмысы Боранкөл кен орнында жүргізілген 3D сейсmobарлау нәтижелерін қарауға арналған. Зерттеу ауданы Маңғыстау облысының Бейнеу ауданында Каспий теңізінің шығыс бөлігінде орналасқан. Осы аудан үшін құрылымдық-тектоникалық құрылыстың күрделілігі ғана емес, сонымен қатар седиментация жағдайлары мен бір стратиграфиялық жастағы таужыныстардың құрамы ауысуының дамуы да тән.

Кіріспеде зерттеудің өзектілігі қарастырылып, белгіленген тақырыпта орындалған жұмыстарға шолу жүргізілді. Зерттеудің мақсаттары, міндеттері мен әдістері қойылған, жұмыстың ғылыми жаңалығы мен практикалық маңыздылығы көрсетілген.

Жалпы бөлімде географиялық-экономикалық жоспардағы ауданның сипаттамасы беріледі. Ауданның геологиялық-геофизикалық зерттелуі туралы жалпыланған мәліметтер келтіріледі. Стратиграфия, тектоника, мұнай-газдылығы туралы мәліметтерді ұсына отырып, кен орнының геологиялық құрылымы қысқаша сипатталады. Өткен жылдардағы жұмыстарды талдау бойынша қорытындылар жасалады.

3, 4 және 5-тараулар жүргізу әдістемесіне, өңдеу ерекшеліктеріне және сейсmobарлау деректерін түсіндіру нәтижелеріне арналған.

Қорытынды бөлімінде жұмыс нәтижелері бойынша қорытындылар берілген, алынған геологиялық нәтижелер жағынан 3D түсірілімінің артықшылықтары көрсетілген.

АННОТАЦИЯ

к дипломной работе «Уточнение структурных построений на основе обработки сейсмических материалов с использованием глубинной миграции до суммирования»

Работа состоит из введения, 5 глав, заключения, списка использованной литературы и приложений.

Данная аттестационная работа посвящена рассмотрению результатов сейсморазведки 3D, проведенной на месторождении Боранколь. Район исследований расположен в Бейнеуском районе Мангистауской области в восточной части Каспийского моря (приморская часть). Для данного района характерны не только сложность структурно-тектонического строения, но и развитие смены условий седиментации и состава разновозрастных пород.

Во введении рассмотрены актуальность исследований, выполнен обзор работ, посвященных выбранной тематике. Поставлены цели, задачи и методы исследований, показаны научная новизна и практическая значимость работы.

В общей части дается характеристика района в географо-экономическом плане. Приводятся обобщенные сведения о геолого-геофизической изученности района. Кратко описывается геологическое строение месторождения с представлением сведений о стратиграфии, тектонике, нефтегазоносности. Делаются выводы по анализу работ прошлых лет.

3, 4 и 5 главы посвящены методике проведения, особенностям обработки и результатам интерпретации сейсморазведочных данных.

В Заключении представлены выводы по результатам работ, показаны преимущества съемки 3D со стороны получаемых геологических результатов.

ABSTRACT

to the graduation work «Refinement of structural imaging based on the processing of seismic materials using depth migration pre-stack»

The graduation work consists of an introduction, 5 chapters, conclusion, list of references and applications.

This certification work is devoted to the consideration of the results of 3D seismic survey conducted at the Borankol field. The research area is located in Beineu district of Mangystau region in the Eastern part of the Caspian sea (coastal part). The complexity of the structural and tectonic structure is not only characteristic of the area, but also the development of changing conditions of sedimentation and composition of rocks of the same age.

The introduction discusses the relevance of research, a review of works on the selected topic. Goals, objectives and methods were set, scientific novelty and practical significance of the work are shown.

The General part describes the area in geographical and economic terms. The generalized data on geological and geophysical study of the area are given. Briefly describes the geological structure of the field with the presentation of information about stratigraphy, tectonics, oil and gas. Conclusions are drawn on the analysis of works of the past years.

3, 4 and 5 chapters are devoted to the methodology, features of processing and results of interpretation of seismic data.

In Conclusion, the conclusions on the results of the work are presented, the advantages of 3D shooting from the obtained geological results are shown

ВВЕДЕНИЕ

В Прикаспийской впадине к настоящему времени открыто уже более 200 месторождений нефти и газа. Это примерно 90% месторождений Казахстана. Разведанные к настоящему времени запасы, согласно расчетам специалистов, не могут обеспечить требуемый уровень воспроизводства углеводородов.

Задача геологоразведочных работ – подготовка новых запасов с использованием всего арсенала современных средств геофизики, среди которых самым эффективным методом была и остается сейсморазведка МОГТ. В настоящее время сейсморазведкой МОГТ покрыта практически вся территория Прикаспийской впадины.

Существенный объем составляет сейсморазведка 3D, которая позволяет получать более детальное строение разреза и локализовывать поисковые объекты различного типа с большей точностью.

На территории Казахстана имеется достаточно много перспективных объектов, для которых необходимо решить задачи выявления коллекторов и определения характера их насыщения, используя результаты бурения немногих (1-3) разведочных скважин и данные сейсморазведки. В таких условиях необходим комплексный последовательный подход к совместной интерпретации данных сейсморазведки и ГИС, который включает применение современных технологий прогноза коллекторских свойств, позволяющих максимально полно интегрировать разнородную геолого-геофизическую информацию.

Целью данной дипломной работы являются поиски новых ловушек, заполненных углеводородами.

Изучаемая площадь – газоконденсатно-нефтяное месторождение Боранколь – расположено в юго-восточной части Эмбинской нефтегазоносной области и по административному делению входит в Бейнеуский района Мангистауской области.

Солянокупольная структура Боранколь расположена на северном борту Южно-Эмбинского поднятия. В тектоническом отношении данный район относится к переходной зоне от солянокупольных структур Прикаспийской впадины к пологим платформенным структурам Южно-Эмбинского поднятия. Результаты проведения 3D съемки показали, что эта зона характеризуется сокращением толщины галогенной толщи кунгурского яруса и ослаблением активности соляной тектоники.

В результате интерпретации сейсмических данных получены временные и глубинные разрезы, по которым уточнено геологическое строение площади по опорным отражающим горизонтам. Выделенные разрывные нарушения по сейсмическим данным выражены контрастно и высокоамплитудны.

Данная дипломная работа выполнена на основе использования геолого-геофизического материала, собранного во время прохождения производственной практики.

1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Боранколь расположено в Бейнеуском районе Мангистауской области на границе с Атырауской областью (Рисунок Б1).

Ближайшими населёнными пунктами являются: железнодорожная станция Опорная (15 км), поселок Сарыкамыс (50 км), рабочий посёлок Тенгиз (70 км). Областные центры – г. Актау и г. Атырау находятся на расстояниях соответственно 400 км и 380 км.

Через железнодорожную станцию Опорная проходят магистральные нефтепроводы, ЛЭП, телефонная связь, грейдерная дорога. Через территорию месторождения Боранколь проложен нефтепровод СП «Казахтуркмунай» от месторождений Восточный Сазтюбе и Западный Елемес до железнодорожной станции Опорная.

Рельеф района представляет собой равнинную слабохолмистую местность, осложнённую бугристыми грядами, барханными песками, мокрыми сорами и такырами с абсолютными отметками поверхности минус 10-20 м.

Климат района резко континентальный, характеризующийся небольшим количеством осадков (130-150 мм в год) и малой относительной влажностью. Максимальная температура достигает плюс 40-45°C, минимальная – до минус 30°C.

Постоянная гидрографическая сеть (реки, озера, родники) в районе отсутствует, источников питьевой воды нет. Питьевая вода поступает по водопроводу. Через станцию Опорная проходит водопровод Кигач-Мангистау. Для технических целей используются воды альб-сеноманских отложений и пластовая вода, добываемая при эксплуатации продуктивных горизонтов.

Электроснабжение площадок ТОО «Казполмунай» осуществляется от газогенераторов «Caterpillar», которые установлены на УКПГ ТОО «Толкыннефтегаз». В качестве резервных установок электроснабжения предусмотрены дизель-генераторы.

На месторождении работы ведутся вахтовым методом. Режим работы основных производственных подразделений предприятия круглосуточный, круглогодичный, во вспомогательных подразделениях – односменная работа. Доставка персонала на месторождение осуществляется железнодорожным транспортом из г. Актау и автотранспортом в вахтовые городки.

Через железнодорожную станцию Опорная проходят магистральные нефтепроводы, ЛЭП, телефонная связь, грейдерная дорога. Через территорию месторождения Боранколь проложен нефтепровод СП «Казахтуркмунай» от месторождений Восточный Сазтюбе и Западный Елемес до железнодорожной станции Опорная [4].

2 Геолого-геофизическая характеристика месторождения. Нетегазоносность

2.1 Геолого-геофизическая изученность

Изучение и открытие месторождения Боранколь непосредственно связано с изучением соседнего Табынайского месторождения, приуроченного к той же соляной гряде, что и Боранколь.

Проведенными в 1948 году сейсмическими исследованиями МОВ (Н.В. Неволин, Л.Г. Сафенрейтер) в мезозойских отложениях было выявлено и подготовлено к глубокому бурению локальное Боранкольское поднятие. До окончания работ по его изучению в 1949 г. в его пределах была заложена опорная Южно-Эмбинская.

При детализации строения Боранкольского структурного выступа в 1961 г. (М.К. Байларова и Ж.С. Туремуратов) по III отражающему горизонту было выделено Табынайское поднятие. В 1965 г. Т.К. Нарембаев методом РНП провел площадную съемку.

До 1970г. сейсморазведочные работы велись методом отраженных волн, при котором основным в надсолевом разрезе оставался III отражающий горизонт, от нижележащих горизонтов получаемые отражения были неустойчивые и неуверенные.

В 1963 г. К.А. Уразалиным составлен геологический отчет по результатам структурно-поискового и картировочного бурения на площади Боранколь. Построена геологическая карта погребенного соляного купола, в строении которого принимают участие отложения триаса, юры и мела. Установлен грабен субмеридионального простирания, разделяющий купол на западное и восточное крылья, которые в свою очередь образуют блоки и полусводы.

После внедрения МОГТ качество и достоверность сейсмических работ значительно повысились. В 1974 г. по VI отражающему горизонту оконтурен крупный соляной купол, по подсоевым отложениям выделено три палеозойских поднятия, в мезозое – 8 замкнутых поднятий и тектонически-экранированных полусводов. В том же году Боранкольское месторождение было подготовлено к вводу в глубокое бурение.

В 1975 г. в своде Боранкольского соляного купола была заложена параметрическая скважина П – 1 с проектной глубиной 4500 м с целью изучения строения и литологического состава палеозойских отложений, а также выяснения перспектив нефтегазоносности подсоевых отложений. Скважина остановлена бурением в отложениях артинского яруса нижней перми при глубине 3932 м. Из-за осложнения ствола в связи с рапопроявлениями – напорными излияниями высокоминерализованной воды - скважина ликвидирована по техническим причинам.

На обособленных надсолевых поднятиях Боранкольской группы в 1978 году пробурено пять глубоких поисковых скважин. Две из них (№№ 2 и 3) вскрыли соль кунгурского яруса, остальные скважины – отложения пермотриаса (№ 6) и верхней юры (№ 5, 8). В их числе на рассматриваемом месторождении Боранколь пробурены скважины 5 и 8. В связи с отрицательными результатами бурения этих скважин поисковые работы на площади были прекращены.

Дополнительным проектом поисков залежей нефти и газа на Нсановской площади, охватывающей большую группу мезозойских структур района Южно-Эмбинского погребенного поднятия, предусматривалось бурение глубоких скважин и на Боранколь. Возвращение поисковыми работами на Боранкольское поднятие было связано с получением новых сейсмических данных, показывающих значительное смещение свода к ЮЗ и установивших, что ранее пробуренные скважины оказались не в оптимальных структурных условиях. В результате бурения скважины № 49 в 1990 году на Боранколе выявлена нефтяная залежь в валанжинских отложениях (проектная глубина – 2900 м, фактическая – 2755 м). Другая поисковая скважина № 50, имевшая задачу оконтуривания залежи, оказалась за контуром нефтеносности (проектная глубина – 2900 м, фактическая – 2700 м).

В 1987-92 гг. район Боранкольского поднятия был снова перекрыт детальной сейсмосьемкой 3D (Л.А. Осипова). Строение южного блока было уточнено, положение присводовой части по III, IV, V отражающим горизонтам существенно изменилось [7].

В 2000 – начале 2001 годах ТОО СП «Акса́й» на площади Боранколь провело сейсмические работы 3D высокого разрешения. В результате обработки и интерпретации полученных материалов уточнено геологическое строение надсолевых отложений, установлена идентичность геологического строения площади Боранколь и соседнего разрабатываемого по юрским отложениям месторождения Табынай и по отражающему горизонту Р1, приуроченному к кровле артинского яруса нижней перми, подтверждено наличие юго-западного поднятия - одного из поднятий 3-х сводовой антиклинальной складки, уходящей в северо-восточном направлении за рамки площади, выявленной еще в 1974 г. Юго-западное замыкание периклинали этого подсолевого свода, в свою очередь, осложнено куполовидным поднятием небольших размеров, связанных, по всей вероятности, с биогермным образованием (рифом) артинского возраста. Кроме структурных построений проведен анализ динамических параметров волнового поля, позволяющий по специальным программам, используемым в частотно-амплитудных областях сейсмической записи, более детально изучать структуру поля, выявлять сейсмические аномалии, возможно, связанные с геологическими факторами [8].

2.2 Краткая геолого-тектоническая характеристика района

В результате проведенного опорного, поискового и разведочного бурения на месторождении Боранколь за период с 1949 года по 2003 год была вскрыта толща мезо-кайнозойских отложений, толщиной свыше 3 000 м. Наиболее полно разрез охарактеризован в опорной скважине 2, в которой был проведен большой объем палеонтологических, петрографических, битуминологических, физико-литологических исследований. В данном отчете детальная стратификация вскрытого разреза была проведена на основании определения в опорной скважине макро- и микрофауны, спорово-пыльцевого анализа, а также результатов биостратиграфических исследований, проведенных КазНИГРИ. Наиболее изученными биостратиграфическими методами являются отложения среднеюрского возраста, в них выделено большое количество разнообразных миоспор [2].

2.2.1 Стратиграфия

Наиболее древними отложениями на месторождении являются отложения нижней перми кунгурского яруса, а наиболее молодыми – отложения четвертичные, перекрывающие нижнеолигоценовые породы.

Пермская система – Р

Нижняя пермь – Р₁

Кунгурский ярус – Р₁k

Кунгурские отложения со стратиграфическим несогласием залегают под нижнетриасовыми отложениями.

Кунгурский ярус выделен в скважине 25 на глубине 2960-4118м и представлен ангидритом, солью, мергелем.

Ангидрит серый, темно-серый, плотный, слоистый, мелкокристаллический, трещиноватый, обогащен глинистым материалом.

Мергель черного цвета, плотный, крепко сцементированный, слюдистый с неровным изломом.

Соль кристаллическая, грязно-белая.

Толщина яруса – 1158м.

Триасовые отложения – Т

Триасовые отложения на месторождении Боранколь представлены нижним и верхним отделами.

Нижний триас – Т₁

Нижнетриасовые отложения стратиграфическим несогласием залегают над верхним триасом [5].

Отложения нижнего триаса вскрыты в скважинах №№ 2, 8, 14, 17, 18, 21, 19, 27, 25, 50, 52, 56, 58, 61, 60, 54 в интервале глубин 2732-3080м. Толща, залегающая в основании слоев нижнетриасового возраста, представляет

переслаивание песчаников и мергелей с пластами глин. Самая нижняя свита сложена чередующимися песчаниками, мергелями и глинами. Песчаники мелко- и среднезернистые, темно-лилового цвета, крепко цементированные.

Мергели желто-кирпичного цвета, алевроито-песчанистые, иногда местами встречаются линзы серо-зеленоватого микрозернистого песчаника. Глины слабоалевритистые карбонатные, окрашены гидроокислами железа в темно-коричневый цвет. Встречаются прослои песчанистой глины.

Вторая свита. Толща представлена чередованием глин и песчаников с редкими прослоями алевролитов.

Третья свита. Разрез свиты сложен глинами с редкими прослоями мергелей и песчаников.

Четвертая свита. Основными породами, слагающими толщу, являются песчаники, образующие пласты толщиной от 1,0 до 17,0м.

Глины алевроитовые, карбонатные, твердые, имеют неровный излом.

Толщина нижнего триаса колеблется от 37 до 189м.

Верхний триас Т₃

Верхнетриасовые отложения залегают со стратиграфическим несогласием над нижнетриасовыми отложениями.

Верхний триас представлен чередованием песков, песчаников, алевролитов, алевроитов и глин. В разрезе верхнего триаса, в основном, преобладают песчаные породы: уплотненные пески или слабоцементированные песчаники. Песчаники крепкие, плохо отсортированные. Пески микрозернистые, глинистые, алевроитистые, серые с зеленоватым или буроватым оттенком.

Глины алевроитистые, реже песчанистые, карбонатные серые, темно-серые. Алевролиты крепкие с глинистым цементом. Толщина верхнего триаса изменяется от 57м до 99м.

Юрские отложения – J

Юрская толща вскрыта во всех пробуренных скважинах и представлена всеми тремя отделами (нижним, средним, верхним).

Нижняя юра – J₁

Нижнеюрские отложения залегают со стратиграфическим несогласием над верхнетриасовыми отложениями.

Разрез нижней юры представлен песками, песчаниками и алевролитами.

Нижняя граница отдела отбивается по смене песчаных пород на глинистые верхнетриасовые, а верхняя – по резкой смене песчаных пород на глины.

Пески серые, буровато-серые, средне-мелкозернистые, неравномерно-зернистые, иногда с гравием и галькой до перехода в слабосцементированный гравелит.

Алевролиты темно-серые, серые, песчанистые крепкие с глинистым цементом, с растительным детритом, участками тонкослоистые, содержат прослойки (0,1-0,3см) песчанистого алевролита.

Толщина отложений нижней юры 103-154м [5].

Средняя юра – J₂

Среднеюрские отложения залегают со стратиграфическим несогласием над нижнеюрскими отложениями.

Литолого-петрографическое изучение, фаунистические определения позволяют подразделить среднеюрскую толщу на байосский, батский и келловейский ярусы. Образцы в интервалах 1985,36 – 1985,44; 1986,13 – 1986,20 изучены Г.С.Дедович и Е.Хегай (КазНИГРИ).

Байосский ярус – J₂bj

Байосский ярус со стратиграфическим несогласием залегает над нижнеюрскими отложениями.

Отложения яруса можно разделить на две свиты.

Нижняя свита толщиной в среднем 150м представляет чередование пластов песков и глин.

Нижняя часть свиты толщиной около 50м выражена равным содержанием прослоев песков и глин. Средняя толщина 30-35м с преобладанием глин и подчиненным содержанием алевролитов. Верхняя часть свиты толщиной 70-80м сложена преимущественно песками с прослоями песчаников и песков.

Верхняя свита толщиной 60-75м представлена в основном глинами, богатыми растительной органикой, углистыми включениями. Нижняя часть свиты характеризуется чередованием песчаных и глинистых пород. Верхняя часть свиты разреза характеризуется наличием пластов углей сравнительно большой толщины.

Сравнительный анализ исследованных палинокомплексов дает возможность отнести эти палинокомплексы к флоре средней юры позднебайосского времени.

Общая толщина свиты составляет 129-320м.

Батский ярус - J₂bt

Разрез батского яруса также делится на две свиты.

Нижняя свита толщиной 210-220м по своему составу песчанистая с прослоями алевролитов и глин. Свита характеризуется повышенными значениями кажущихся сопротивлений (0,3-1,2 ом) и повышенной проницаемостью.

Выше залегает свита, преимущественно глинистая с незначительным количеством прослоев алевролитов и песчаников. Эта часть разреза более глинистая с прослоями углей.

Толщина батских отложений колеблется по скважинам от 195 до 330м.

Келловейский ярус – J₂k

Келловейский ярус, в свою очередь, делится на три подъяруса.

Нижний келловей – J₂k₁ представлен глинами с подчиненными слоями песков, песчаников, алевролитов, глинистых мергелей и глинистых сидеритов. Глины от светло до темно-серых, иногда почти черных, изредка с буроватым

оттенком, алевроитистые, алевроитовые часто карбонатные с обломками фауны и обугленными растительными остатками. Наблюдаются прослои светло-серого слабосцементированного песчаника, темной глины (0,1-0,3см).

Средний келловей – J_2k_2 характеризуется чередованием глин, песков, песчаников, алевролитов и мергелей.

Песчаники серые, мелкозернистые, алевроитистые, слабой цементации. Цемент карбонатно-глинистый.

Алевролиты серые и светло-зеленовато-серые, крепкие, с глинистым цементом, с растительным детритом.

Мергели серые, алевроитистые и алевроитовые, твердые, с пиритом, с пропластками темно-серой глины.

Верхний келловей – J_2k_3 . Разрез этой части келловея сложен глинистыми породами с редкими небольшой толщины слоями песчаников и мергелей. Глины темно-серые, алевроитистые, карбонатные, с остатками фауны. Глинистые мергели темно-серые, алевроитистые с линзовидными включениями мергелей. Песчаники серые, мелкозернистые, алевроитистые, крепкие с карбонатно-глинистым цементом.

Толщина келловейских отложений от 82 до 115м [5].

Верхняя юра – J_3

В разрезах верхней юры выделяются оксфордский и волжский ярусы.

Оксфордский ярус – J_3o

Оксфордские отложения представлены глинами с прослоями мергелей и глинистых известняков. Глины темно-серые, алевроитовые карбонатные, с неравномерным распределением алевроитового и карбонатного материала.

Мергели серые, алевроитистые с пятнами и разводами более светлой окраски.

Известняки темно-серые, неравно и мелкозернистые, иногда глинистые, крепкие с тонкими прожилками кальцита. Характеристики пород оксфорда и келловея аналогичны.

Толщина оксфорда составляет 19-50м.

Волжский ярус – J_3v

Ярус представлен чередованием доломитовых известняков, известняков, доломитов, глинистых известняков и редких прослоев мергелей.

Верхняя граница волжского яруса представлена по кровле крепких известняков, их сменяют по разрезу песчаники и карбонатные породы с валанжинской фауной.

Доломитовые известняки серые, темно-серые, темно-зеленовато-серые, иногда глинистые, мелкозернистые с остатками фауны.

Доломиты серые, известковистые, тонко-мелкозернистые, с зеленоватым оттенком, крепкие с пиритом и глауконитом.

Глинистые известняки серые, светло-серые, тонкозернистые и мелко-тонкозернистые, крепкие с остатками фауны плохой сохранности.

Известняки серые, светло-серые, зеленовато-серые, кремовые тонко-мелкозернистые с редкими остатками фауны плохой сохранности и обугленным растительным детритом.

Толщина волжского яруса составляет 102-131м.

Меловые отложения – К

Разрез меловых отложений представлен двумя отделами.

В нижнемеловом разрезе выделены ярусы валанжинский, готеривский, барремский, аптский, альбский, в верхнемеловом – сеноманский, турон-коньякский, сантонский, кампанский, маастрихтский [5].

Нижний мел– К₁

Валанжинский ярус – К_{1v}

Осадки валанжина разделяются на две пачки. Нижняя – карбонатная представлена доломитами, мергелями, известняками с единичными песчаными прослоями, верхняя – чередованием карбонатных и песчано-глинистых слоев.

Известняки нижней пачки глинистые, алевроитистые светло-серых цветов, крепкие с карбонатностью 89%.

Известняки верхней пачки алевроитовые и глинистые, зеленовато-серого цвета, крепкие с оскольчатым изломом.

Мергели сложены кальцитом, доломитом темно-серого и зеленоватого цвета.

Песчаники мелкозернистые, алевроитовые, полимиктовые серых и зеленовато-серых тонов, слабо и сильно консолидированные глинисто-хлоритовым, чаще карбонатным цементом.

Толщина яруса колеблется в пределах 21-50м.

Готеривский ярус – К_{1h}

Готеривский ярус представлен глинами с прослоями песков и алевролитов.

Пески темно-зеленовато-серые, мелкозернистые, глинистые, уплотненные.

Алевролиты светло-зеленовато-серые, песчаные и песчанистые, крепкие с карбонатным и глинисто-карбонатным цементом.

Толщина готерива составляет 57-95м.

Барремский ярус – К_{1b}

Граница баррема с аптским ярусом следует по смене пестроцветных песчано-глинистых осадков сероцветными породами апта. В подошве баррема залегает горизонт песков толщиной 20-25м.

Толща барремских отложений представляет чередование глинистых и песчаных пластов, с прослоями алевролитов, изредка мергелей и известняков.

Глины серовато-зеленые тонкослоистые, благодаря чередованию темных и светлых прослоек с пиритом и глауконитом.

Алевролиты светло- и темно-серые, с зеленым оттенком, песчаные и песчанистые, полимиктовые, крепкие с карбонатным и глинисто-карбонатным цементом.

Песчаники светло-серые, серые, иногда с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, полимиктовые, очень крепкие с карбонатным цементом.

Песок серовато-зеленый, мелкозернистый, глинисто-алевритовый, слабокарбонатный, уплотненный с прослоями светло-зеленой глины.

Толщина баррема колеблется в пределах 371-419м.

Аптский ярус – K_{1a}

Граница с барремскими отложениями проводится по литологической смене пород.

Нижний подъярус апта представлен преимущественно глинами с подчиненным значением прослоев песков, песчаников и алевролитов.

Верхний подъярус – чередованием глинистых и песчаных пород.

Глины апта темно-серые, почти серые, алевритистые, реже алевритовые, иногда карбонатные.

Песчаники серые и темно-серые, мелкозернистые, алевритистые, полимиктовые с обломками раковин пелеципод и гастропод.

Алевролиты темно-серых тонов, слабопесчаные, слабо- и сильноцементированные, с прослойками мергеля, песка.

Толщина аптских осадков в целом колеблется от 71 до 113м.

Альбский ярус – K_{1al}

Разрез альба делится на три подъяруса.

Нижнеальбский подъярус представлен в основном глинами с подчиненными значениями песков, алевролитов, мергелей и известняков.

Среднеальбский подъярус представлен чередованием глин и песков с прослоями песчаников и алевролитов.

Верхнеальбский подъярус выражен также чередованием глин, песков с преобладанием глинистых пород.

Глина темно-серая, песчанисто-алевритистая, карбонатная с линзами светло-серого, мелкозернистого песчаника.

Песок светло-зеленовато-серый, мелкозернистый, алевритистый, слюдистый с темно-серыми глинистыми прослойками.

Алевролиты светло-серые, крепкие с карбонатным цементом с растительным детритом.

Толщина альба изменяется от 455 до 519м.

Верхний мел – K₂

Граница верхнего мела с нижнемеловыми отложениями обозначается по разделу между альбскими глинами с низким сопротивлением и песчано-глинистыми осадками сеномана, характеризующимися более высоким сопротивлением.

Сеноманский ярус – K_{2cm}

Отложения сеноманского яруса разделяются на две пачки. Нижняя пачка представлена, в основном, глинами с редкими прослоями мергелей и песчаников, а верхняя – преимущественно песчаная.

Глины алевритистые, некарбонатные и карбонатные, темно-серой окраски, содержат включения пирита, карбоната, зерен глауконита.

Песчаники мелкозернистые, твердые, зеленовато-бурового цвета.

Мергели песчанистые, твердые, зеленовато-серого цвета с включениями пирита.

Верхняя песчаная пачка отмечается депрессией на кривой КС со значениями 1-1,2 ом·м и повышенной проницаемостью по ПС.

Толщина сеноманских отложений 63-117м.

Коньякский+туронский ярус - K_2c+t

Разрез толщи сложен, в основном, мергелями, мелом с редкими прослоями алевролитов и песков.

Мергель светло-зеленовато-серый, алевритистый, участками в прослойках более темный, алевроитовый и алевроитово-глинистый, твердый, с гнездами пирита и глауконитом.

Мел белый, мягкий, с линзами и прожилками темно-зеленого, глинистого мергеля.

Алевролиты светло-зеленой окраски, карбонатные, полимиктовые, слабо- и сильноконсолидированные глинисто-карбонатным цементом.

Пески мелкозернистые, глинистые, алевритистые, серо-зеленоватого цвета, слюдистые, слабосцементированные.

Толщина турон-коньякской толщи составляет 78-89м [5].

Сантонский ярус - K_2st

Отложения сантона представлены мергелями с частым чередованием белого мела.

Мергели тонкозернистые, светло-серого цвета, темно-серого, с зеленоватым оттенком.

Мел писчий, плотный, твердый с тонкими прослойками мергеля белого с зеленоватым оттенком, с обломками фауны.

Толщина сантона составляет 25-40м.

Кампанский ярус – K_2cp

Разрез кампана сложен мергелями и мелом. В верхней части яруса преобладают мергели, мел встречается лишь в редких прослоях.

Мергель темно-серовато-зеленый, алевритистый, прослоями более светлый, алевритисто-глинистый и глинистый, плотный, с растительным детритом.

Мел белый, с редкими обломками фауны, мягкий, чистый с зеленоватым оттенком.

Толщина кампанского разреза составляет 49-128м.

Маастрихтский ярус - K_2m

По микрофауне маастрихтский ярус расчленен на два подъяруса: нижний и верхний.

Нижний подъярус представлен чередованием мергелей и белого мела, а верхний – в основном пясчистым мелом с редкими прослоями мергелей.

Мергели тонкозернистые, светло-серого, участками с прослоями темно-серовато-зеленого цвета, иногда песчанистые или глинистые.

Мел белый, с серовато-зеленоватым оттенком, пясчистый, твердый, иногда глинистый, часто с прослойками зеленоватой глины.

Толщина маастрихта 104-134м.

Палеогеновая система – Р

Палеогеновые отложения на данном месторождении представлены эоценом и олигоценом в интервале 30-320м.

Эоцен

Эоценовые отложения представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Верхний+средний эоцен выражен мергелями, глинистыми мергелями, глинистыми известняками с подчиненными прослоями алевролитов.

Верхний эоцен представлен глиной карбонатной, серой с зеленоватым оттенком, плотной, тонкослоистой с линзами и прослоями глинистых мергелей и глин темно-зеленой окраски.

Мергели глинистые серо-зеленоватые, серые, темно-серые, с зеленоватым оттенком.

Палеоцен

Разрез палеоцена сложен глиной зеленовато-серой окраски, плотной тонкослоистой карбонатной с обломками фауны, растительными остатками.

Четвертичные отложения – Q

Представлены глинами светло-желтой, зеленовато-бурой, серовато-зеленой, серовато-синей окраски, с линзовидными прослойками алевролита.

Толщина отложений 20-30м [5].

2.2.2 Тектоника

Солянокупольная структура Боранколь расположена на северном борту Южно-Эмбинского поднятия. В тектоническом отношении данный район относится к переходной зоне от солянокупольных структур Прикаспийской впадины к пологим платформенным структурам Южно-Эмбенского поднятия. Эта зона характеризуется сокращением толщины галогенной толщи кунгурского яруса и ослаблением активности соляной тектоники (Рисунок 1А).

Разрывные нарушения слабо выражены по сейсмическим данным и малоамплитудны.

Данные сейсмических исследований 3Д 2000-2001г.г. и результаты глубокого разведочного бурения позволили уточнить геологическое строение структуры Боранколь. Были построены структурные карты по III, V отражающим горизонтам и по продуктивным горизонтам ЮI-VII.

Структура Боранколь имеет сложное геологическое строение. В целом обособляется обширный приподнятый участок по изогипсе минус 2730м, протягивающийся с запада на восток. Однако в восточной части данный участок не замкнут, уходит за пределы лицензионной территории. По данным 3Д сейсмических исследований выделяются продольные и поперечные сбросы, разделяющие данную структуру на отдельные поля и своды. Наиболее контрастно выделяются западный, центральный и восточный своды.

Западный свод обособляется изогипсой минус 2697,5м. Размеры – 0,41х0,21км. Амплитуда – 20м. В целом свод является брахиантиклинальной структурой, нарушенной поперечным F_4 и продольным F_2 и F_3 сбросами. В его пределах выделяются два приподнятых участка в районе скв. 12 и 15.

Центральный свод выделяется по отметке минус 2697,5м, нарушенный продольным сбросом. Простирается северо-западное. Наиболее высокая часть оконтуривается изогипсой 2685м. Размеры – 4,1км х 2,2 км. Амплитуда – 12м. Центральный свод отделяется от западного небольшим прогибом по отметке минус 2702,5м.

На востоке центрального свода отмечается серия мелких прогибов.

Восточный свод выделяется по изогипсе минус 2670м. Имеет северо-восточное простирание. На юго-западе ограничивается сбросом, на северо-востоке – не замыкается, уходит за лицензионную территорию. В его пределах выделяются отдельные мелкие поднятия. Самое высокоамплитудное поднятие выделяется в юго-восточной части структуры.

Ю-VII продуктивный горизонт. Представляет собой антиклинальное поднятие северо-восточного простирания. Те продольные и поперечные сбросы, выявленные по V отражающему горизонту, здесь тоже повторяются. Выделены здесь также три свода: западный, центральный и восточный.

Западный свод оконтуривается по изогипсе минус 2388м. С северо-востока и юго-запада ограничена сбросами F_1 и F_2 . Свод разделен на две части поперечным сбросом F_4 . Размер свода – 0,37х0,15км. Амплитуда свода – 20м.

Центральный полусвод замыкается по изогипсе минус 2386м. С севера ограничен продольным сбросом. Простирается с юга на север. В своде выделяются приподнятые участки по изогипсе минус 2382м, разделяющиеся маленьким прогибчиком по отметке минус 2384м. размер полусвода – 0,10х0,41км. Амплитуда – 8м.

Восточный свод не замыкается, уходит за лицензионную территорию и обособляется по изогипсе минус 2368м. В пределах свода выделяются разнонаправленным простиранием маленькие приподнятые участки. Самый приподнятый участок по изогипсе минус 2324м в районе скважины 104.

Ю-I продуктивный горизонт отличается от нижележащих горизонтов, здесь все сбросы полностью исчезают. Строение горизонта обособляется изогипсой минус 1962,5м. Внутри изогипсы минус 1962,5м выделяются три свода (западный, центральный и восточный).

Западный свод выделяется по изогипсе минус 1972,5м. В свою очередь в пределах свода выделены два поднятия: западное и восточное. Западный замкнут по изогипсе 1965м. Амплитуда поднятия – 7,5м. Простирается с юга на запад. Размеры – 0,1х0,06км.

Восточное поднятие оконтурено также изогипсой минус 1965м, простирается с северо-запада на юго-восток. Размеры составляют 0,17х0,07км. Амплитуда – 5м.

Центральный свод оконтуривается изогипсой минус 1972,5м. Простирается - с юга на север. Размер свода – 0,11х0,07км. Амплитуда – 5,5м.

Восточный свод не оконтуривается, выделяется по изогипсе минус 1972,5м. В его пределах выделяется поднятие по отметке минус 1970м в районе скважины 21. минус 1970м от скважины 19 с простираением на северо-восток, но не замыкается. Также выделены приподнятые участки. Самый высокий участок по отметке минус 1952м выделяется в районе скважины 24. Из вышеизложенного можно сделать вывод о том, что структура имеет по всем горизонтам унаследованную форму.

Выделенные по сейсмическим материалам своды подтверждаются данными бурения. По результатам буровых работ также выделяются юго-западное и северо-восточное крылья, на которых получены притоки нефти. Для примера ниже приводится описание структур по продуктивному горизонту Ю-VII, построенному по данным бурения.

Ю-VII продуктивный горизонт. Структура Боранколь по VII горизонту представляет собой антиклинальное поднятие, северо-восточного простираения. При детальной корреляции по литологии и результатов опробования Ю-VII разделен на два пласта: Ю-VIIА и Ю-VIIБ.

Ю-VII горизонт, залежь «А». Строение залежи «А» разделено сбросом F₅ на два крыла: юго-западное и северо-восточное.

На юго-западном крыле выделяются три локальных структуры. От сейсмического сброса F₁ на юге рисуется антиклинальная складка северо-восточного простираения, оконтуренная изогипсой минус 2410м. Размеры - 0,39 х 0,15 км. Свод выделяется изогипсой минус 2380м, амплитуда - 30м. Структура разделена поперечным сбросом F₄ и продольными сбросами F₁, F₂ и F₃. К сбросу F₁ с севера примыкают два полусвода: западный и восточный. Западный полусвод локализован в районе скважины 11. Размеры полусвода – 0,58х0,3км, амплитуда полусвода – 20м. Восточный полусвод – в районе скважин 6, 69, 55. Размеры – 0,7 х 0,7 км по замкнутой изогипсе минус 2410м. Амплитуда – 33м.

Северо-восточное крыло. Северо-восточная периклиналь складки слабо изучена бурением, из-за чего условно замкнута. В целом структура оконтуривается изогипсой минус 2410м и размеры ее составляют 0,38 х 1,35 км. Свод выделяется на отметке минус 2380м. Амплитуда структуры – 30м.

Ю-VII горизонт, залежь «Б». По залежи «Б» строение структуры повторяется как по залежи «А». Оконтуривается изогипсой минус 2440м и

размеры ее составляют 0,51х0,23км, амплитуда – 30м. Свод рисуется на отметке минус 2410м. В отличие от пласта Ю-VIIА здесь только юго-западная часть продуктивная.

В целом строение структуры по сейсмическим данным находит отображение на построениях по данным бурения, что показывает сходимость сейсморазведки с данными бурения. Только в Ю-IA продуктивном пласте все маломощные амплитудные сбросы полностью исчезают (Таблица А1) [9].

2.3 Нефтегазоносность

В пределах месторождения Боранколь в среднеюрских отложениях установлены продуктивные горизонты:

Ю-I, Ю-II – келловейский ярус средней юры;

Ю-III, Ю-IV, Ю-V и Ю-VI – батский ярус средней юры;

Ю-VII – байосский ярус средней юры.

В верхнетриасовых отложениях – два продуктивных горизонта: Т-I и Т-II.

Коллекторы представлены песками, песчаниками и алевролитами. Коллекторы продуктивных горизонтов не выдержаны и замещаются глинистыми породами как по площади, так и по разрезу.

Ю-I горизонт, залегающий в интервале глубин 1948-2036 м, представлен тремя пластами А, Б и В, к которым приурочены нефтяная, газовая и газонефтяная залежи, соответственно.

Ю-I-A горизонт общей толщиной от 6 до 17 м содержит нефтяную залежь, установленную в результате опробования на юго-западном поднятии месторождения Боранколь. В некоторых скважинах нефть была получена до абсолютной отметки минус 1964 м при опробовании интервала 1960-1964 (-1960-1964) м. Дебит нефти на 6 мм штуцере составил 115.4 т/сут, дебит газа – 4.17 тыс.м³/сут. Из интервала 1949-1956 (-1959.2-1966.2) м получен приток нефти с водой общим дебитом 6.5 м³ /сут.

Подолва пластов варьирует от абсолютной отметки минус 1961 до минус 1973 м и, таким образом водонефтяной контакт на центральном поле юго-западного поднятия изменяется от минус 1961 м до минус 1973 м.

Высота залежи достигает 13 м. Размер залежи 2.6×1.0 км. Площадь нефтеносности – 1837 тыс.м². Залежь по типу резервуара сводовая, массивная.

Количество песчаных пропластков-коллекторов в пласте А изменяется от 1 до 3

Коэффициент песчанистости по горизонту в пределах ВНК составляет 0.602. Эффективная толщина колеблется от 5 до 13 м.

Толщина нефтенасыщенных коллекторов изменяется от 2 м до 8 м. Коэффициенты нефтенасыщенности и пористости равны 0.665 и 0.270.

Ю-I-Б горизонт общей толщиной 2-10 м, вскрыт во всех скважинах.

Ю-I-B горизонт общей толщиной 2-17 м прослеживается по всей площади.

Залежь Ю-I-B горизонта пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Ю-II горизонт. Продуктивный горизонт вскрыт на глубинах 2009-2046 м и разделяется на два пласта А и Б, с первым из которых связана газовая, со вторым – нефтегазовая залежи.

Ю-II-A горизонт, общей толщиной 1-9 м водоносный, за исключением района скважин 10, 58 и 17, в котором была установлена залежь газа.

Продуктивный участок с запада, севера и юга ограничен тектоническими нарушениями, соответственно, f1, f1' и f1'' на востоке – сбросом F4.

Продуктивность данного района доказана опробованием интервала 2020-2025 (-2033.3-2038.3) м в скважине, где получен газ с конденсатом. Дебиты составляют $Q_{г4}=12.2$ тыс.м³/сут и $Q_{к4}=7.1$ м³/сут. ГВК принят на абсолютной отметке минус 2038 м по подошве

Ю-II-B горизонт общей толщиной 3-10 м, продуктивен в шестнадцати скважинах.

Ю-III горизонт вскрыт на глубине 2030-2111 м, состоит из 4-х пластов: А, Б, В, Г.

Ю-III-A горизонт общей толщиной 2-12 м находится на глубине 2030 - 2075 м. и содержит газовую залежь. Результаты опробования подтверждают газоконденсатный характер залежи. Максимальный дебит газа на 6 мм штуцере достигает 67.5 тыс.м³/сут, конденсата – 7.1 м³/сут.

ГВК принят по абсолютной отметке минус 2064.5 м по подошве газонасыщенного пласта-коллектора.

Ю-III-B горизонт выделен в интервале 2039 - 2087 м и имеет общую толщину до 15 м. В горизонте установлены газовая залежь, приуроченная к юго-западному поднятию и нефтяная – к северо-восточному.

Газоводяной контакт принят на абсолютной отметке минус 2085 м, что соответствует подошве газонасыщенного пласта-коллектора

Высота газовой залежи по горизонту – 23 м, размер залежи – 3.3×0.9 км. Площадь газоносности – 2260 тыс. м².

Эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщины колеблются от 2 до 7 м. Коэффициент пористости – 0.233, а коэффициент нефтенасыщенности – 0.476.

Высота нефтяной залежи – 17 м. Размер залежи составляет 2.25×0.8 км.

Залежь – пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная, площадь нефтеносности - 1359 тыс.м²

Ю-III-V горизонт толщиной 1.5-8 м, залегает на глубине 2052-2088 м. Представлен переслаиванием, алевролитов, песчаников и глин.

Ю-III-V горизонт состоит от 1 до 2 песчаных пропластков, только в скважинах 6, 8, 11, 30 51, происходит литологическое замещение. Коэффициенты

песчаности равны 0.628, распространения – 0.94 д.ед, соответственно. Эффективная толщина от 1.5 м до 8.0 м. Эффективная газонасыщенная толщина – 1.5-8.0 м. Открытая пористость изменяется от 0.271 до 0.292, коэффициент газонасыщенности – от 0.648 до 0.72.

Залежь Ю-III-В горизонта пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Ю-III-Г горизонт, залегающий на глубинах 2068-2111 м и имеющий общую толщину 1.3 - 9 м, представлен алевритистыми породами и глинистыми разностями, содержит газо-вую залежь.

Ю-III-Г горизонт состоит из 1-4 песчаных пропластков. Коэффициент песчаности составляет 0.369, коэффициент распространения – 0.758 д.ед. Эффективная толщина изменяется от 1.3 до 5.5 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 1.3 до 5.0 м. Открытая пористость составляет 0.199, коэффициент газонасыщенности – 0.563. Залежь Ю-III-Г горизонта пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

IV-горизонт с глубиной залегания 2086-2144 м и толщиной 20-29.5 м содержит нефтегазоконденсатную залежь.

Ю-V-горизонт. Глубина залегания горизонта изменяется в пределах 2117 - 2179 м и он отделяется от вышележащего IV горизонта пачкой глин до 20 м. Горизонт состоит из двух пластов А и Б, представлен песчано-алевритистыми породами, с редкими прослоями глин.

Ю-V-А горизонт, содержит две залежи – нефтяную и газовую. Глубина залегания продуктивного пласта-коллектора в интервале 2123-2160 м

Ю-V-Б горизонт содержит нефтегазовую залежь, приуроченную к районам скважин 78, 51, 6.

Водонефтяной контакт в районе скважины 78 принят на абсолютной отметке минус 2180 м по подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора, ГНК - 2171 м. Высота нефтяной части – 20 м, газовой – 23 м. Площадь нефтеносности – 836 тыс.м², площадь газоносности – 2151 тыс.м².

Пластовый резервуар состоит из 1 - 3 песчаных пропластков, коэффициенты песчаности и распространения составляют 0.675 и 0.943 соответственно. Эффективная толщина изменяется от 2 до 17 м. Эффективная газонасыщенная толщина 2-17 м. Коэффициенты пористости 0.224 и газонасыщенности 0.515.

Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 2 до 10.5м. Коэффициент пористости 0.201-0.226, коэффициент нефтенасыщенности 0.3-0.576.

Залежь Ю-V-Б горизонта пластовая, сводовая тектонически и литологически экранированная.

Ю-VI-А горизонт залегает на глубинах 2161-2228 м. Наличие нефтяной залежи доказано опробованием и подтверждено интерпретации. Высота залежи

по принятому ВНК составляет 17 м. Размеры залежи – 1.9 х 0.4 км. Площадь нефтеносности – 693 тыс.м².

Ю-VI-A горизонт состоит из 1-2 песчаных пропластков. Коэффициенты песчанистости, расчлененности и распространения не рассчитывались. так как залежи на данном горизонте установлены в одной, двух и пяти скважинах. Эффективная толщина составляет от 2.0 до 20.5м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1.5 до 9 м.

Открытая пористость изменяется от 0.19 до 0.318, коэффициент нефтенасыщенности – от 0.372 до 0.595.

Ю-VII горизонт залегает в интервале глубин 2360-2459 м, отделяется от вышележащего Ю-VI горизонта пачкой глин до 10 м. В пределах горизонта выделяются два продуктивных пласта: А и Б, с которыми связаны нефтяные залежи, причем пласт Б водонасыщенный на северо-восточном поднятии.

Ю-VII-A горизонт установлен на юго-западном и северо-восточном поднятиях, глубина залегания 2360 - 2422 м. Толщина горизонта Ю-VII-A, в контуре продуктивности, изменяется от 12 м до 28 м.

Коэффициент нефтенасыщенности и открытая пористость для залежи юго-западного поднятия равны 0.578 и 0.207 д. ед., для залежи северо-восточного поднятия открытая пористость – 0.224, нефтенасыщенность – 0.563 д.ед.

Залежь Ю-VII-A горизонта тектонически и литологически экранированная.

Ю-VII-Б горизонт залегает на глубине 2388-2459 м, имеет толщину от 15 до 37 м и содержит нефтяную залежь на юго-западном поднятии.

Водонефтяной контакт принят на абсолютной отметке минус 2761 м, что соответствует подошве нефтенасыщенного коллектора. Эффективная толщина в пределах контура нефтеносности изменяется от 5.5 до 9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина от 4.0 до 9.0 м. По залежам в триасовых горизонтах коэффициенты неоднородности не рассчитывались, так как залежь установлена всего в нескольких скважинах.

Высота залежи – 11.0 м. Площадь нефтеносности составляет 668 тыс.м² (Рисунок 1Г).

2.4 Физические свойства горных пород

Для определения физических свойств пород, слагающих площадь участка, производился отбор образцов. Образцы отбирались равномерно по всей площади и по возможности из пород наименее выветренных. Измерения физических свойств производились в лаборатории на базе экспедиции. Определение магнитной восприимчивости выполнялось на измерителе УМВ-2. Объем контрольных измерений достаточна для определения магнитной восприимчивости.

Магнитная восприимчивость. Для определения магнитных свойств пород и для разделения их на группы, принять квалификацию пород по схеме Берсуденко А. Д.:

- 1 Практически немагнитные породы ($0-50 \cdot 10^{-6}$ ед СГСМ);
- 2 Слабо магнитные породы ($50-100 \cdot 10^{-6}$ СГСМ);
- 3 Магнитные и сильномагнитные породы (более $500 \cdot 10^{-6}$).

Плотность. Обобщение результатов многочисленных исследований по изучению физических свойств пород, проведенных как научно-исследовательскими, так и производственными организациями, позволяет составить представление о плотностной характеристике разреза юго-востока Прикаспийской впадины.

Наиболее древние отложения каменноугольной системы представлены карбонатными и терригенными породами. Первые имеют плотность $2,69 \text{ г/см}^3$.

Нижнепермские отложения представлены терригенно-карбонатными породами с плотностью $2,63 \text{ г/см}^3$. В то же время встречаются породы с аномально низкой плотностью порядка $2,47 \text{ г/см}^3$.

Кунгурский комплекс сложен, в основном, каменной солью с прослоями гипс-ангидритовых и терригенных пород, плотность которой меняется в зависимости от "чистоты". Средняя плотность составляет $2,22 \text{ г/см}^3$.

Средняя плотность пермотриасовых отложений составляет $2,4 \text{ г/см}^3$.

Юрские отложения, в зависимости от состава пород, имеют различную плотность. Нижнеюрские и среднеюрские отложения характеризуются плотностью $2,4 \text{ г/см}^3$. Средняя плотность верхнеюрских отложений составляет $2,58 \text{ г/см}^3$ в связи с присутствием карбонатной пачки.

Меловые отложения также дифференцированы по плотности. Неокомские, аптские и альб-сеноманские отложения характеризуются плотностью $2,4 \text{ г/см}^3$. Более высокая плотность характерна для карбонатных образований верхнего мела- $2,58 \text{ г/см}^3$. Палеоген-четвертичные отложения имеют среднюю плотность $2,11 \text{ г/см}^3$ [3].

Электрические свойства. По магнитной восприимчивости можно выделить руды (магнетит-гематитовые), а также турнейские известняки, содержащие вкрапленности пирита (Таблица А2).

По электрическим свойствам можно выделить кварц порфиры ожелезненные, которые являются одной из предпосылок полиметаллического оруденения. Известняки слоистые с вкрапленностью сульфидов, а также можно выделить по электрическим свойствам. Сами же руды обладают сравнительно небольшим электрическим сопротивлением по повышенной поляризуемости.

Радиоактивные свойства. По данным гамма-каротажа в скважине 1-П дифференциация пород по их радиоактивным свойствам обусловлена, в

основном, различной степенью глинизации в платформенном чехле. Из всех пород, слагающих осадочную толщу, с которой приурочены основные залежи нефти, наибольшей радиоактивностью обладают глины.

Одним из причин, обуславливающих высокую радиоактивность глин, является их повышенная адсорбционная способность, а также условия осадконакопления.

Основным препятствием для более широкого использования кривых является не сопоставимость значений их в разрезе различных скважин вследствие отсутствия надежной методики эталонирования радиометрической аппаратуры.

Пористость. Неустойчивый состав скелета и большая его неоднородность приводят к существенному уплотнению пород, которое проявляется как в виде снижения средних значений пористости с глубиной, так и в виде локальных зон уплотнения.

Высокий объем микропор вследствие развития эпигенетических процессов в свою очередь приводит к увеличению поверхностных сил, которые удерживают большой объем воды.

При высоких значениях пористости нефтенасыщенность сравнительно низкая, такое несоответствие указывает на то, что эффективная пористость коллекторов невысокая и изменяется в широких пределах. С глубиной пористость коллекторов существенно снижается.

Для оценки пористости широко применяется метод сопротивлений. Параметр может быть рассчитан двумя способами:

1) в законтурных скважинах по отношению сопротивления водоносного пласта в части его, не затронутой проникновением, к сопротивлению пластовой воды;

$$P_n = \frac{\rho_{zn}}{\rho_v} \quad (1)$$

где ρ_{zn} - удельное сопротивление зоны проникновения,

ρ_v - удельное сопротивление водоносного пласта.

2) в нефтеносных пластах по отношению сопротивления зоны проникновения при наличии глубокого проникновения фильтра бурового раствора в пласт к сопротивлению фильтрата:

$$P_n = \frac{\rho_{zn}}{\rho_{\phi}} \quad (2)$$

где ρ_{zn} - удельное сопротивление зоны проникновения,

ρ_{ϕ} - удельное сопротивление фильтрата.

Проницаемость. Коэффициент проницаемости является одним из основных параметров продуктивного пласта и характеризует его фильтрационные

свойства. Величина его зависит от сечения и извилистости поровых каналов, то есть, в значительной мере от фракционного состава и степени цементации.

В песчано-глинистом разрезе проницаемость пород в значительной степени зависит от содержания в них микрозернистой фракций и в первую очередь от глинистости [3].

Проницаемость исследуемых пород зависит не только от глинистости, а на величину проницаемости значительное влияние оказывают такие факторы, как содержание и распределение карбонатного цемента, отсортированных зерен и другие.

На основании анализа комплекса результатов исследования керна и промысловых испытаний скважин для подсчета запасов нефти был установлен нижний предел проницаемости коллекторов 10мд. Предел изменения средних значений проницаемости выделенных пластов-коллекторов значительно уже (10-1500мд).

В песчано-глинистом разрезе, если изменение проницаемости пласта обусловлено в основном изменением его глинистости, возможно наличие связи с проницаемостью ряда геофизических параметров, в частности удельного сопротивления, интенсивности естественного гамма-излучения и потенциалов собственной поляризации.

Нефтенасыщенность. Основным параметром оценки нефтегазонасыщенности коллекторов, широко используемым при подсчете запасов нефти и газа, является коэффициент нефтегазонасыщения, который определяет содержание нефти и газа в поровом пространстве и представляет собой отношение объема пор, занятого нефтью, ко всему объему порового пространства. В большинстве случаев коэффициент нефтегазонасыщенном пласте пустых пор нет, они заполнены флюидом, то есть $K_{н2} + K_{в} = 1$,

где $K_{в}$ - коэффициент водонасыщенности

$K_{н2}$ - коэффициент нефтегазонасыщенности

Подобные зависимости изучали многие исследователи. Чтобы исключить влияние пористости, структуры порового пространства и минерализаций пластовых вод, при изучениях таких зависимостей использовали величину параметра насыщения

$$H_n = \frac{\rho_{п}}{\rho_{пв}} \quad (3)$$

где $\rho_{п}$ - удельное сопротивление нефтесодержащего пласта,

$\rho_{пв}$ - удельное сопротивление того же пласта при 100%-ом насыщении пластовой водой.

При исследованиях зависимости $\rho_H=f(kB)$ использовался метод капиллярного вытеснения пластовой жидкости и заполнения освободившегося порового пространства нефтью.

Скоростные характеристики.

Основными отражающими горизонтами являются:

II – кровля апта;

III – подошва неокома;

IV – подошва верхней юры;

IVa – подошва байоса;

V – подошва юрских отложений;

VI – кровля соленосных отложений кунгура;

VI' – подошва соляного карниза;

VII – VII' - горизонты в толще кунгурских отложений;

П1 – кровля подсолевых (артинских) отложений;

П2-П3 - предположительно в толще каменноугольных и девонских отложений [3].

Во многих глубоких и параметрических скважинах, пробуренных в пределах юго-восточной части Прикаспийской впадины, проводились сейсмокаротажные работы (СК) и вертикальное сеймопрофилирование (ВСП), по результатам которых получены сведения о скоростной характеристике осадочного чехла. Обобщенные значения пластовых скоростей представляются в следующем виде:

- 1) Зона малых скоростей – 300-800м/с;
- 2) Палеогеновые отложения – 1500-2200м/с;
- 3) Верхнемеловые отложения – 2300-3300м/с;
- 4) Аль-сеноманские отложения – 2200-2600м/с;
- 5) Юрские отложения – 2700-3000м/с;
- 6) Пермь-триасовые отложения – 3000-4500м/с;
- 7) Гидрохимические осадки кунгура – 4400-4700м/с;
- 8) Подсолевые отложения – 3200-6000м/с.

Поверхностные сейсмогеологические условия, в целом, благоприятные для производства сейсморазведочных работ. Исключения составляют участки распространения соров и пухляков[1].

3 Методика и объемы проектируемых сейсморазведочных исследований

3.1 Целевое задание и геологические задачи работ

Целевое назначение работ: детальные сейсмические исследования с изучением палеозойских отложений на участке Боранколь при глубине исследования до 5 км для подготовки объектов и глубокому бурению на нефть и газ.

Основными геологическими задачами являются: изучение структурных особенностей юрских и триасовых отложений, выделение среди них перспективных положительных структур и зон тектонических нарушений с построением структурных карт по I, III и V отражающим горизонтам, с сечением изогипс 50м.

3.2 Сейсмическая съемка 3D

Для сбора данных методом МОСТ-3D использовались сеймостанции Sercel 408UL с напольным оборудованием. Для возбуждения упругих колебаний применялись взрывные источники [8].

3.3 Планирование 3D съемки

Для проектирования сетки профилей 3D, конструирования основных параметров геометрии 3D, расчета атрибутов бинов (распределения кратности, азимутов и удалений), анализа отработанных объемов и другой статистики, использовался специализированный программный пакет Green Mountain Mesa Core 5.01.

Сеть профилей имела следующие параметры: чередующийся интервал между линиями приема - 25 и 75 м с шагом пунктов приема на линии приема – 25 м, интервал между линиями взрыва – 100 м с шагом ПВ на линии взрыва – 50 м, что составляет 200 пунктов взрыва на один квадратный километр. Система ортогональная.

Ни один ПВ не выходит за пределы лицензионного контура. Сеть профилей был спроектирован так, чтобы направление линий возбуждения и приема, оптимально совпадало с направлениями ЛЭП, дорог и нефтепроводов в районе промысла. Площадь работ разбивается на Swath-ы. Swath-ы состоят из 20 приемных линий, Salvo на своде - 10 ПВ (на 1 линии - 10 ПВ). Каждому пикету присвоены номера - первые 3 цифры обозначают номер линии, вторые 3 цифры - номер пикета.

Координаты каждого пункта рассчитывались в прямоугольной системе координат и предоставлялись топографам для вынесения их в натуру. После чего

практические координаты каждого пикета загружаются в базу данных - Datasets и проверяются на соответствие с проектными данными.

В связи с тем, что на площади работ имеется развитая инфраструктура промысла (качалки, площадки под качалки, буровые, дороги, ЛЭП, нефтепроводы и водопроводы), перед началом работ необходимо согласовать безопасные расстояния:

- От промышленных линий электропередач – 20 м;
- Действующих скважин и находящихся в бурении – 25 м;
- Подземных нефтепроводов — 25 м;
- Надземных нефтепроводов – 15 м;
- От краев насыпных площадок и обочин дорог – 3 м;

При проектировании сети профилей не все проектные ПВ попадут на безопасные расстояния, для этого необходимо будет спланировать пикеты замены для восстановления кратности на этих участках.

Ежедневно в MESA Core должны составляться SPS-файлы по каждому Swath-у. После отработки в поле в базу данных заносятся рапорта оператора и SPS файлы, сформированные на сеймостанции. После их проверки и редактирования, формируются SPS-файлы с расчетной статикой для полевого обрабатывающего центра.

По окончании работ формируются финальные SPS-файлы по всей площади и дизайн 3D съемки (Таблица Б1) [8].

4 Обработка сейсмических материалов

Обработка данных 3D.

Полевые наблюдения включали в себя 9 полос общим количеством 5958 фн. Количество линий пунктов приема 10 на полосу, количество каналов 960 (10*96). Длина записи после корреляции 6с, дискретность 2 мс. Интервал ПВ 50 м, ПП 50 м, интервал линий ПВ 300 м, интервал линий ПП 300 м. Размер бина 25*25 м, кратность 40, расстановка несимметричная. Количество бинов в обрабатываемой площади 149211. Размеры обработанной площади SUBLINE 200-776 реально 213-764

CROSSLINE 190-500 реально 193-500.

Общая площадь обработки 93,25 км².

Свип-сигнал 12 с, 10-90 герц, сглаживание 300 мс.

В результате тестирования были определены и выполнены следующие шаги обработки.

Ввод данных.

Присвоение геометрии.

Восстановление амплитуд (учет сферической дивергенции) T**1,5, дополнительное восстановление.

Расчет и применение фильтра, преобразовывающего к минимальной фазе. math1

3D поверхностно-несогласованная коррекция амплитуд и поверхностно-согласованная деконволюция, gap2ms Lop 200ms White noise 1% w(250-5900).

Параллельно проводилась автоматическая и ручная редакция шумящих каналов и вторичных всплесков от вибратора.

Ввод априорной статики.

Первая коррекция статпоправок проводилась в окне 900-1900 мс. stan1A

Вторая итерация скоростного анализа проводилась по сети с шагом 1 км, переборы по 7 скоростям с шагом 1-2% от первой скорости.

Вторая корреляция статики лучше всего сработала в окне 200-3500 с. stan2A

Перед счетом ДМО выбран оптимальный мьютинг и проведена потрассная коррекция статики.

ДМО просчитано с максимальным наклоном 40 мс на трассу.

Скоростной анализ после ДМО проводился по сети 500*500 м с шагом скоростей 1-2%.

Далее проведено суммирование с оптимальным мьютингом, нормировка результативного сигнала по кратности, счет FXY деконволюции NC3 75% исходной трассы.

3D миграция просчитана со сглаженной по 30 точкам 100% скоростью.

По миграции получены временные срезы в интервале 1200-3150 мс с шагом 50 мс.

Для интерпретации передан куб миграции с увеличением амплитуд сигнала в 10^{**12} .

Заказчику на экзабайтах были переданы миграция без фильтрации, сумма без фильтрации и временные срезы [6].

4.1 Обработка сейсмических материалов с использованием глубинной миграции до суммирования (гмдс)

После завершения стандартной обработки сейсмических материалов площади Боранколь была выполнена интерпретационная обработка по методике GeoDepth. Использовались могопроцессорный суперкомпьютер ORIGEN-2000 и обрабатывающая система Power 2D/3D компании Paradigm Geophysical Ltd.

Система предназначена для выполнения глубинной миграции исходных сейсмограмм (до суммирования) для условий толстослоистой произвольной среды (плоские и криволинейные границы, учет преломления) и определения толстослоистой скоростной модели изучаемой среды. При этом обеспечивается более правильная фокусировка сейсмической энергии на этапе получения результативных глубинных разрезов, особенно в условиях сложного строения изучаемой среды, а также уточняется конфигурация структурных карт.

Задачи работ на данной площади:

- уточнение латеральной изменчивости скоростной характеристики среды с целью уточнения структурных построений.

Работы начаты после поступления заявки от группы интерпретации 10 октября 2001 года. в соответствии с положением в контракте. Руководитель проекта Мельничук В. К.

Первоначально обрабатывались три профиля inlines 334, 429, 652. Для детализации скоростной характеристики дополнительно были обработаны еще 16 профилей: inlines 270, 300, 357, 373, 390, 400, 453, 466, 476, 504, 524, 570.

Исходные данные: сейсмограммы ОГТ после редакции, оптимальных амплитудных регулировок и фильтраций, с введенными априорными и корректирующими статическими поправками, но без ДМО и с выведенными кинематическими поправками. Обработка производилась от линии приведения - 50м [6].

Основные этапы обработки:

- формирование проекта, ввод данных, выполнение подготовительных технологических операций;

- выделение (предварительная корреляция) наиболее динамически выраженных сейсмических границ для скоростного анализа;

- поинтервальный скоростной анализ методом когерентной инверсии на основе строго решения прямой задачи для толстослойной среды с учетом горизонтального изменения скорости в пласте;

- построение карты Винт. для очередного оцениваемого интервала;
- промежуточные глубинные миграции для каждого интервала (пласта);
- построение карты глубин для каждой выделяемой сейсмической границы.
- корректировка скоростной модели с учетом имеющейся скважинной информации.

Корректировка скоростной модели выполнялась с использованием отметок сейсмических горизонтов III, J₁, J₂, J₃, J₄, J₅, J₆, J₇, V, V₁, Та, Тб, Тс в скважине 52 площади Боранколь, учитывались также отметки для гор. VIsolt и P₁ для скв. 25 площади Боранколь [6].

Результативными материалами обработки являются:

- 1 Глубинные разрезы по трем профилям;
- 2 Временные разрезы, пересчитанные из глубинных по трем профилям;
- 3 Карты Винт (по всем интервалам разреза, использованным для анализа);
- 4 Глубинно-скоростные модели по всем профилям;
- 5 Карты средней скорости по горизонтам III, J₁, J₂, J₃, J₄, J₅, J₆, J₇, V, V₁, Та, Тб, Тс, VIsolt, P₁ построены для карт t₀(x,y), переданным из группы интерпретации.

Отметим следующие основные особенности скоростной характеристики среды (Рисунок Г1).

В верхнем комплексе между линией приведения и условнымс гор. 1 Винт. не имеет четкого минимума. На следующих картах Винт. между двумя следующими условными горизонтами - минимум располагается в центре площади. На карте Винт. для условных горизонтов 2-3- минимум из центра смещается на северо восточную часть площади. Карта Винт. для условных горизонтов 3-4 и 4-5 уже имеет минимум вытянутый с северо-западной части карты в виде узкой полосы чуть дальше середины карты. Две следующие карты Винт. между 5-6 и 6-7 условными горизонтами имеет схожее строение с вытянутым узким минимумом с северо-запада на юго-восток. Карта Винт. между 9-10 условными горизонтами имеет резко другое расположение и меньший градиент.

Карты V_{ср.} (x,y) до горизонтов III, J₁, J₂, J₃, J₄, J₅, J₆, J₇, V, V₁, Та, Тб, Тс, VIsolt, P₁ пересчитаны по картам переданным из группы интерпретации и отражают соответствующую информацию.

В целом отмечается: сходство карт V_{ср.} для горизонтов III, J₁, J₂, J₃, J₄, J₅, J₆, J₇, V, V₁, имеющих согласованное поведение[6].

5 Интерпретация сейсмических материалов

Интерпретация материалов также производится в ОАО АЭС по комплексу программ IntegralPlus на базе рабочей станции SUNULTRA – 10.

С самого начала интерпретации исполнители оказались в затруднительном положении. Отсутствовали однозначные разбивки скважин по продуктивным пластам, стратиграфические привязки сейсмических горизонтов. Это вынудило нас провести собственную, не предусмотренную контрактом, переинтерпретацию каротажных данных, часть результатов из которой приведены в главе IV однако до сих пор нет однозначной и официально подтвержденных Заказчиком разбивок всех скважин месторождения.

Фактически полностью отсутствовали данные по скоростям на месторождении. Результаты сейсмокаротажа скв.25 оказались бракованными, а данные сейсмокаротажа скв1 нельзя было распространять на всю площадь месторождения, так как она находится в особых сейсмогеологических условиях по отношению ко всей площади месторождения.

Несмотря на эти обстоятельства, по желанию Заказчика, в процессе интерпретационных работ дважды были выданы результаты для оперативного подсчета запасов, что соответственно полностью «сломало» запланированный график работ. Только после появления данных ВСП скважины №52, удалось осуществить привязку продуктивных горизонтов к сейсмическому разрезу, что привело к полной перекорреляции этих горизонтов по всей площади месторождения. Фактически, по общепринятым нормам, срок начала интерпретационных работ следовало отнести к моменту предоставления результатов ВСП исполнителям, то есть октябрь месяц.

В данное время на Боранколе продолжаются разведочные работы. К настоящему времени на месторождении пробурена 31 скважина, из них 27 скважин пробурено до 80-х годов. В процессе доразведки месторождения пробурены скважины №№ 50,70,72,52 и восстановлены из ранее пробуренных пять скважин №№ 16,17,19,24 и 29, которые находятся в испытании и пробной эксплуатации. В результате бурения новых скважин впервые доказана промышленная нефтеносность верхнетриасовых. отложений в скважине 50 (2691-2688м $Q^4_{\text{н}}=66\text{м}^3.\text{сут}$), и также впервые по ГИС и по керну установлена нефтеносность Ю-I келловейского горизонта в присводовых скважинах №50 (1953-1961,5м, $h_{\text{н}}=8.5\text{м}$), №52 (1955-1958м, $h_{\text{н}}=1\text{м}$), №70 (1952-1962м, $h_{\text{н}}=9.6\text{м}$) с четко выраженным водонефтяным контактом по ГИС и керну [10].

На основе стратификации разрезов скважин и детальной корреляции КазНИГРИ выделены в юрских отложениях II, III, IV, V, VI, VII, VIII продуктивные горизонты; в триасовых отложениях Т-I и Т-II горизонты.

Стратиграфически горизонты по данным КазНИГРИ приурочены:

II, III – к келловейскому ярусу верхнеюрских отложений;

III, IV, V, VI – к батскому ярусу среднеюрских отложений;

JVI', JVII, JVII' – к байосскому ярусу среднеюрских отложений;

JVIII – к нижнеюрскому;

T-I и T-II – к верхнетриасовым отложениям.

По комплексу проведенных геолого-геофизических и промысловых исследований КазНИГРИ произведена оперативная оценка запасов залежей нефти месторождения. Основу подсчетных планов составляли структурные карты по кровле и подошве коллекторов продуктивных пластов, геометризация которых определялась с учетом данных сейсморазведочных работ 3D при определении простирания и углов падения пластов на периклинальных участках месторождения, не охваченных бурением, выделения и трассирования дизъюнктивных нарушений. Оперативная оценка запасов осуществлялась по данным предварительной интерпретации, которая была проведена до корректировки сейсмических материалов в соответствии с результатами ВСП скважины №52.

Стратификация сейсмических горизонтов осуществлялась по скважинам, расположенным как на площади работ, так и по окружающим ее площадям.

Остановимся на стратификации отражающих горизонтов.

III – отражающий горизонт характеризует кровлю верхнеюрских пород.

V – отражающий горизонт обычно приурочивают к подошве юрских отложений или кровле триаса (Прорва, Южная). Из-за низкой динамической выразительности его корреляция на многих площадях региона довольно спорная. Этому также способствует неоднозначная стратификация залегающих ниже отложений, т.к. обычно при отсутствии фаунистически охарактеризованного керна, возрастные определения ведутся по спорово-пыльцевому анализу, результаты которого зачастую имеет очень широкий возрастной диапазон. Особенно большие ошибки могут возникать при переотложении пород из близлежащих источников сноса, что, как и в нашем случае, характерно для прибортовых зон впадин. На основе сейсмостратиграфического анализа Прикаспийской впадины и окружающих территорий, мы пришли к выводу, что пачка пород, выделяемая на данной площади, более соответствует возрастному интервалу тоар-аален ($J_{1t} - J_{2aa}$) и ограничена в кровле и подошве эрозионными несогласиями. Отложения между отражающими горизонтами V и V_1 , зачастую прослеживаются лишь в мульдах или погруженных участках впадины. Однако несмотря на почти одинаковый структурный план и близкий облик со средне и нижнеюрскими породами как по керну, так и по геофизическим параметрам, этот интервал разреза стратифицируется в широком возрастном диапазоне ($T_3, T_2, T_1, P_1-T_2, PT$ или просто T) [6].

В подошве этих отложений регистрируется региональный сейсмический репер V_1 , который на большей части территории стратифицирован как поверхность предюрского размыва. На разных участках впадины и прилегающих территорий под ней с резким угловым несогласием залегают породы от палеозоя

до верхов пермо- триаса. Выше по разрезу над этим региональным эрозионным несогласием, субпараллельно ему, залегают в основном юрские породы.

Самая большая неоднозначность существует в стратификации сейсмических горизонтов внутри пермотриасовой толщи, что обусловлено малым количеством скважин, вскрывших эти отложения.

На временных разрезах ниже горизонта V_1 на площади работ выделяется интервал с “аномальными” высокодинамичными отражениями не характерными для этой части Прикаспийской впадины. Этот интервал приурочен только к северному склону соляного купола. Прокоррелированы горизонты T_a , T_b и T_c . Однако стратифицировать их на данный момент невозможно. По нашим предположениям, исходя из аналогов подобных волновых картин на известных месторождениях, можно предположить, что этот интервал разреза может быть представлен верхнетриасово-нижнеюрскими породами.

Кровля кунгурских отложений картируется отражающим горизонтом VI.

Специфика расположения исследуемой площади на границе Прикаспийской впадины и Северо-Устьюртского прогиба обусловило многочисленные перестройки структурных планов и соответственно способствовало изменениям морфологии соляного купола, что создало определенные трудности при картировании поверхности соленосных отложений.

Опыт работ в данном регионе показывает, что когда имеются нефтепроявления в юрских и меловых породах, следует ориентировать поисковые работы на триасовые отложения и на далекие погружения крыльев куполов и крутые склоны соли.

После стратиграфической привязки основных отражающих и продуктивных горизонтов к имеющимся скважинам, с учетом данных ВСП скважины 52, они были прокоррелированы и увязаны по профилям. По этим данным были построены карты изохрон. Далее с помощью карт скоростей, составленных в пакете GeoDepth для учета латеральных изменений, строились глубинные карты. При корреляции и увязке временных разрезов, как всегда, возникали большие трудности в районе крутых склонов соляных куполов. Интенсивная тектоника в районах крутых склонов куполов настолько искажают истинную волновую картину, что затрудняет однозначную корреляцию так называемых пермотриасовых горизонтов.

На структурных картах по разным горизонтам отмечается несоответствие структурных планов, что, как указывалось выше, отражает тектонические процессы на определенных этапах осадконакопления и изменения морфологии соляных куполов во времени. Если горизонты от III до V1 в общих чертах имеют унаследованный структурный план в виде антиклинальной складки субширотного простирания с тенденцией воздымания на восток, разделяясь на западный и восточный своды, то горизонты залегающие ниже сейсмического V1 (T_a , T_b , T_c) образуют два полусвода (западный и восточный), примыкающие к крутым склонам соляного купола [6].

Следует отметить смещение на север относительно соляного ядра свода антиклинали по юрским горизонтам, что отражает процессы галокинеза во времени. Довольно проблематичным остается вопрос с выделением и трассированием малоамплитудных нарушений в юрском разрезе. В данное время на рынке программных продуктов появились программы для более достоверного решения этой задачи и в будущем мы надеемся их получить.

Все вышеописанное находится в рамках стандартной интерпретации. Далее была предпринята процедура углубленной интерпретации по программе Stratimagic, которая позволяет по горизонтно разделить сейсмофации на площади.

Сейсмофации, выделяемые в результате этой процедуры, весьма интегрированный параметр, зависящий от большого количества геолого-геофизических составляющих. Разделить эти составляющие или выделить основные, влияющие на динамику сейсмической записи можно после нормирования сейсмического сигнала по результатам ВСП, ГГК, АК в скважинах, расположенных равномерно по площади, чтобы учитывать латеральную изменчивость разреза. На данное время этих данных нет, кроме одной скважины №52.

Тем не менее, даже в первом приближении, карты сейсмофаций показывают особенности седиментации различных продуктивных горизонтов. Выделяются палеодолины русловых потоков, обычно содержащие хорошие коллектора, и не имеющие распространения за бортами палеодолин или перекрывают борта долин, но уже в гораздо меньших мощностях с возможным изменением фациального состава.

Разнообразие сейсмофаций для некоторых горизонтов, по нашему мнению, могло привести к той неоднозначности в выделении одноименных продуктивных горизонтов, которая существует ныне [6] (Рисунок Д1).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Материалы сейсморазведки 3Д, новые данные бурения, опробования и эксплуатации скважин, в комплексе с имеющимися материалами позволили построить структурные карты.

Таким образом, в результате проведенных сейсмических и буровых работ на месторождении Боранколь, значительно уточнено геологическое строение, выявлены ранее неизвестные разрывные нарушения, выделены отдельные своды, детализировано строение продуктивных горизонтов. Однако триасовый комплекс недостаточно изучен бурением, так как подавляющее количество скважин остановлено в юрском комплексе отложений. В связи с этим дальнейшие перспективы месторождения Боранколь возможно связаны с изучением триасовых отложений. Также осталась недоизученной восточная часть структуры.

В дальнейшем следует продолжить совместную переинтерпретацию имеющихся каротажных данных и при появлении новых данных (ВСП, ГГК, АК) по скважинам пробуренным по плану разведки месторождения, продолжить углубленную интерпретацию сейсморазведки 3D.

Рекомендуется рассчитывать конструкцию новых скважин, в благоприятных на то сейсмогеологических условиях, на проходку до глубины

Вскрытия всех перспективных горизонтов (Та, Тб, Тс) так называемого пермо-триаса.

Приложение А

ЭРА-ТЕМА	СИС-ТЕМА	ОТДЕЛ	ЯРУС	ИНДЕКС	МОЩНОСТЬ	ОПИСАНИЕ
МЕЗОЗОЙ	МЕЛ	НИЖНИЙ	Коньякский	К	78-89м	Разрез толщи сложен, в основном, мергелями, мелом с редкими прослоями алевролитов и песков. Мергель светло-зеленовато-серый, алевроитистый, участками в прослойках более темный, алевроитовый и алевроитово-глинистый, твердый, с гнездами пирита и глауконитом. Мел белый, мягкий, с линзами и прожилками темно-зеленого, глинистого мергеля. Алевролиты светло-зеленой окраски, карбонатные, полимиктовые, слабо- и сильноконсолидированные глинисто-карбонатным цементом. Пески мелкозернистые, глинистые, алевроитистые, серо-зеленоватого цвета, слюдистые, слабосцементированные.
			Туронский		63 - 117м	Отложения сеноманского яруса разделяются на две пачки. Нижняя пачка представлена, в основном, глинами с редкими прослоями мергелей и песчаников, а верхняя – преимущественно песчаная.
			Сеноманский			
			Альбский		455- 519м	Нижнеальбский подъярус представлен в основном глинами с подчиненными значениями песков, алевролитов, мергелей и известняков. Среднеальбский подъярус представлен чередованием глин и песков с прослоями песчаников и алевролитов. Верхнеальбский подъярус выражен также чередованием глин, песков с преобладанием глинистых пород.
			Аптский		71- 113м	Нижний подъярус апта представлен преимущественно глинами с подчиненным значением прослоев песков, песчаников и алевролитов. Верхний подъярус – чередованием глинистых и песчаных пород.
			Барремский		371- 419м	Представляет чередование глинистых и песчаных пластов, с прослоями алевролитов, изредка мергелей и известняков
			Готерив		57 - 95м	Представлен глинами с прослоями песков и алевролитов
		Валанжин	21-50м	Осадки валанжина разделяются на две пачки. Нижняя – карбонатная представлена доломитами, мергелями, известняками с единичными песчаными прослоями, верхняя – чередованием карбонатных и песчано-глинистых слоев.		
	ЮРА	ВЕРХНИЙ	Оксфорд	J	102 -131м	представлен чередованием доломитовых известняков, известняков, доломитов, глинистых известняков и редких прослоев мергелей.
			Волж		19-50м	представлены глинами с прослоями мергелей и глинистых известняков. Глины темно-серые, алевроитовые карбонатные, с неравномерным распределением алевроитового и карбонатного материала.
		СРЕДНИЙ	Келловей		82 - 115м	Представлен глинистыми породами с редкими небольшой толщины слоями песчаников и мергелей.
			Бат		195 -330м	песчанистая с прослоями алевролитов и глин, глинистая с незначительным количеством прослоев алевролитов и песчаников.
			Байос		129- 320м	представляет чередование пластов песков и глин, представлена в основном глинами, богатыми растительной органикой, углистыми включениями.
		НИЖНИЙ			103-154м	Пески серые, буровато-серые, средне-мелкозернистые, неравномерно-зернистые, иногда с гравием и галькой до перехода в слабосцементированный гравелит. Алевролиты темно-серые, серые, песчанистые крепкие с глинистым цементом,
	ТРИАС	ВЕРХНИЙ	Т	57- 99м	Песчаные породы: уплотненные пески. Песчаники крепкие. Пески микрозернистые, глинистые, алевроитистые, серые с зеленоватым или буроватым оттенком. Глины алевроитистые, реже песчанистые, карбонатные серые. Алевролиты крепкие с глинистым цементом.	
		НИЖНИЙ		37 - 189м	Переслаивание песчаников и мергелей с пластами глин.	
ПАЛЕОЗОЙ	ПЕРМЬ	НИЖНИЙ	Кунгур	Р	1158м	Ангидрит серый, темно-серый, плотный, слоистый, мелкокристаллический, трещиноватый, обогащен глинистым материалом. Мергель черного цвета, плотный, крепко сцементированный, слюдистый с неровным изломом. Соль кристаллическая, грязно-белая.

Таблица 1 – Стратиграфическая шкала

Наименование пород и руд	Поляризуем ость %		
	max	min	среднее
Кварцевые порфиры ожелезненные	0,03	0,97	0,43
Кремнистые известняки	--	--	--
Глинисто – углистые породы с графитом	8	13,9	10,5
Скарны	0,2	3,9	2,5
Граниты	0,38	3,9	1,84
Руды существенно свинцовые	0,28	32,52	13,70
Руды окисленные пимотизированные	0,2	1,6	0,8
Свинцовистые руды	6	35	15
Галенит – баритовые руды	0	30	10
Слоистые известняки с вкрапленностью сульфидов	0,6	10	3,7
Руды магнетит-гематитовые	0,14	18,25	5,41
Известняки мраморизованные	0,3	3,9	1,8

Таблица 2 – Электрические свойства пород и руд.

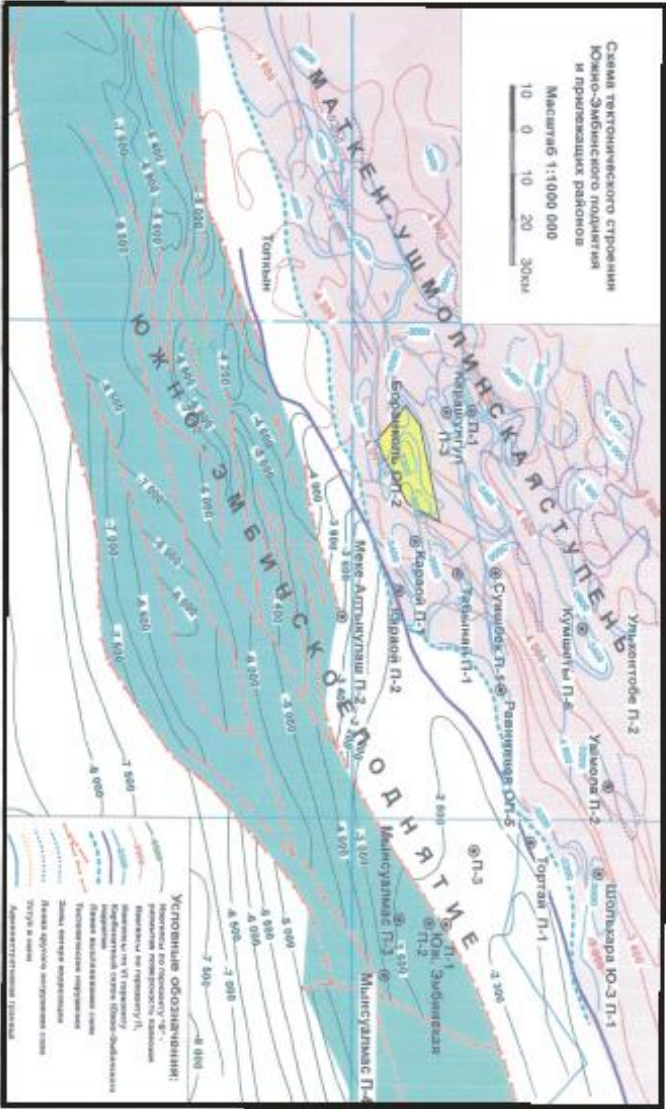


Рисунок 1

Приложение Б

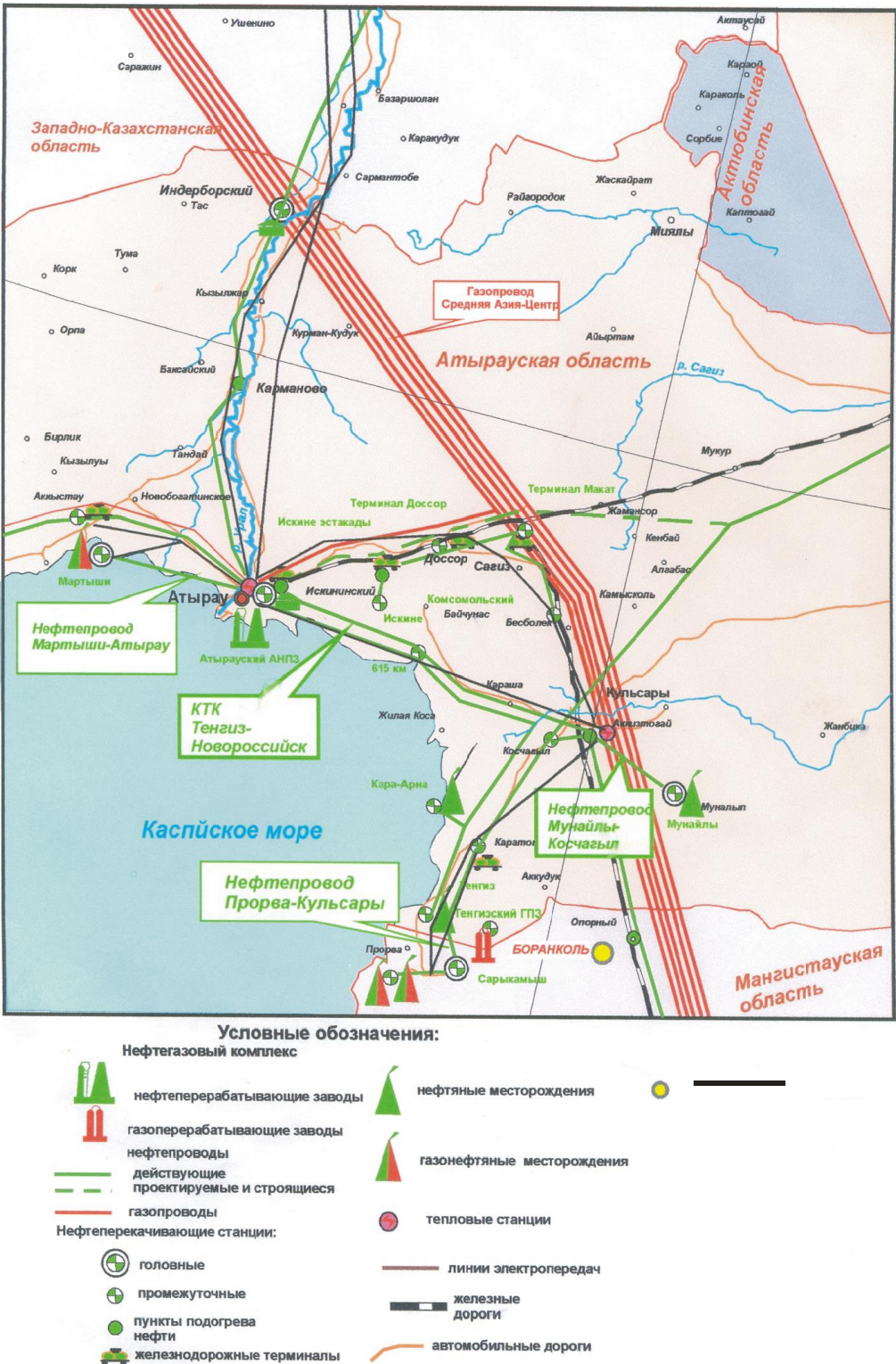


Рисунок 1 – Обзорная карта района

№	Наименование параметров	Значение
1	Полная кратность	25
	Кратность по направлению линий приема (ЛП)	5
	Кратность в направлении ортогональном ЛП	5
2	Размер бина [м х м] (Bin Size) [Br X Bs].	12,5х12,5
	По направлению линий приема (ЛП) [м] (Inline) - Br	12,5
	По направлению ортогональному ЛП [м] (Crossline) - Bs	12,5
3	Количество линий приема (ЛП) в полосе	20
4	Количество пунктов приема (ПП) на линии приема (ЛП)	40
5	Количество активных каналов	800
6	Шаг пунктов приема (ПП) на ЛП [м]	25
7	Интервал между линиями приема [м]	75
		25
8	Тип системы наблюдений (в направлении ЛП)	Симметричная
	Распределение:	20-0-20
	- каналов	487,5-12,5-0-125,5-487,5
	- удалений	
9	Максимальное значение минимальных удалений [м]	124
10	Максимальное удаление "взрыв-прибор" [м]	843
11	Количество каналов на длинной (при ассиметрии) ветке годографа	20
12	Характер расположения линий возбуждения	Крестовая
13	Количество линий возбуждения на единичной расстановке,	1
14	Шаг пунктов взрыва (ПВ) на линии взрыва (ЛВ) [м],	50
15	Количество пунктов взрыва на линии взрыва (ЛВ),	10
16	Месторасположение взрывной линии (ПВ)	ЛВ между 20 и 21; 6 и 15 ЛП
17	Интервал между линиями взрыва (ЛВ) [м]	100
18	Размер полуосей единичной расстановки (шаблона), [м х м]	487,5х687,5
	в направлении линий приема [м]	487,5
	в направлении ортогональном ЛП [м]	687.5
	Соотношение полуосей шаблона	0.71 1.41
19	Количество взрывов на 1 км ²	200
20	Перемещение шаблона вдоль ЛП (продольный перекат) в количестве интервалов между ЛВ в метрах	1
		100 м
21	Перемещение шаблона на смежную полосу (поперечный перекат) в количестве линий приема в метрах	10
		500

Таблица 1 - Геометрия системы наблюдения

Приложение В

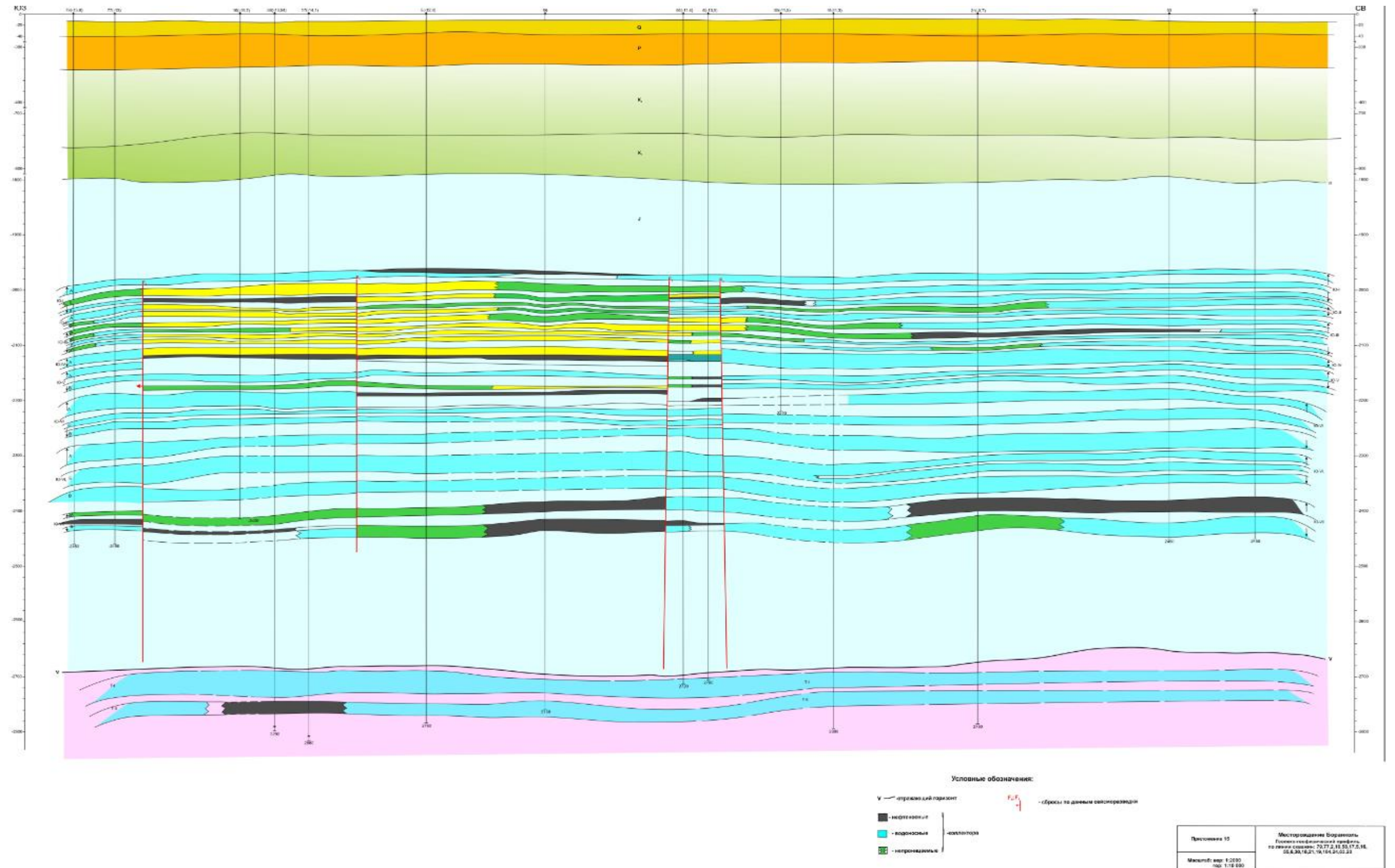


Рисунок 1- Геолого- геофизический профиль по скважинам

Приложение Г

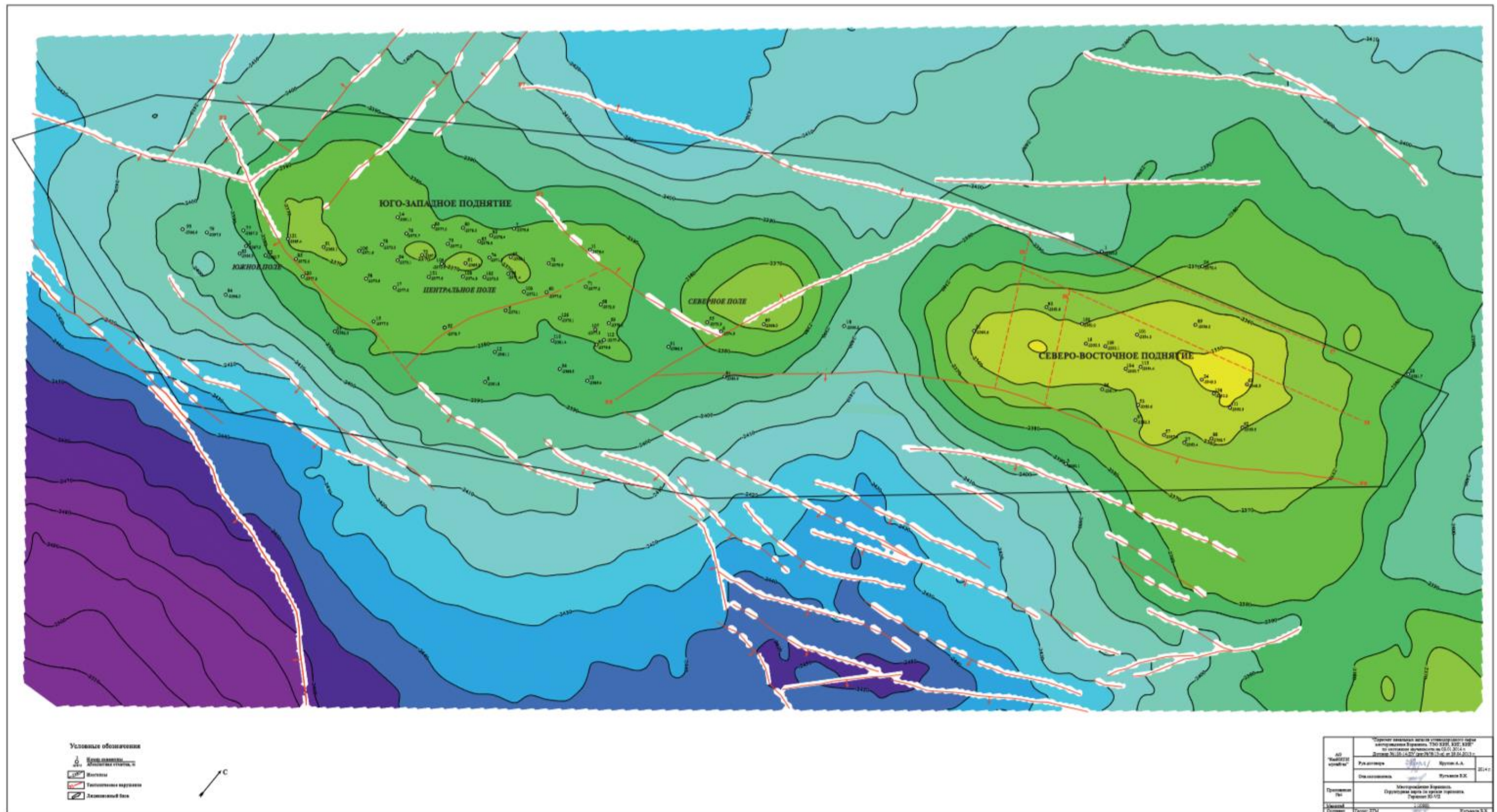


Рисунок 1 - Структурная карта по VII продуктивному горизонту

Приложение Д

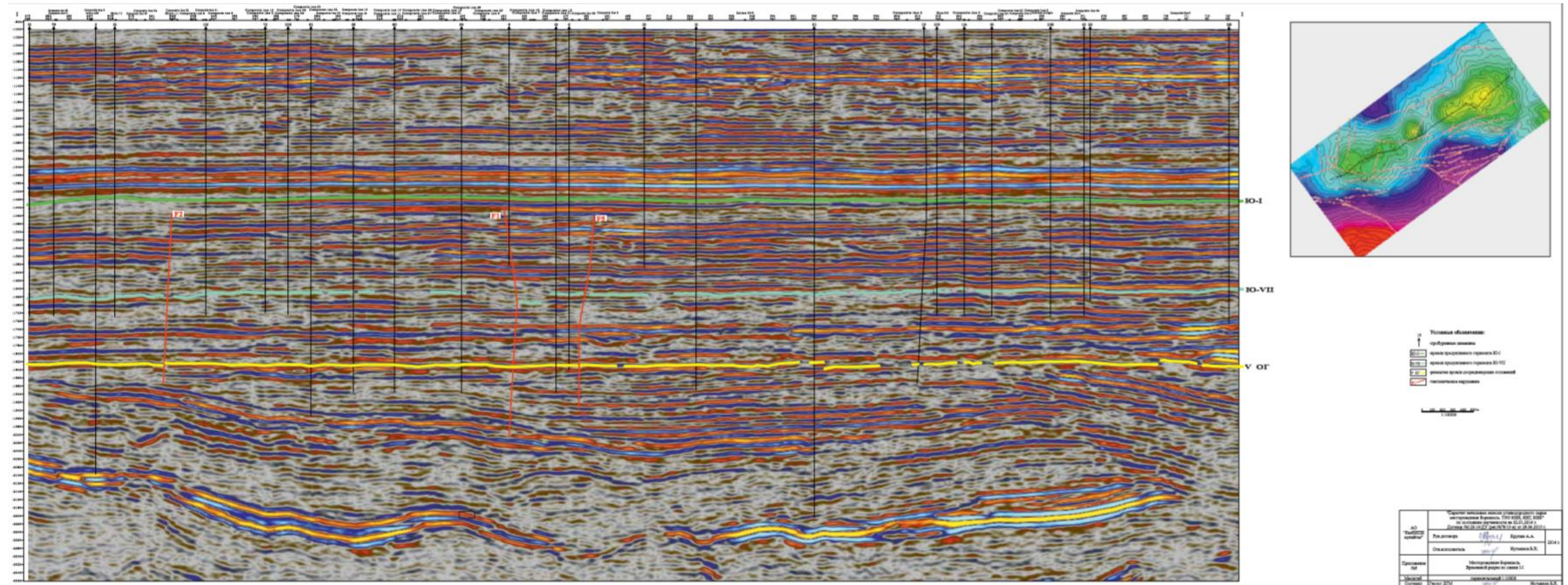


Рисунок 1 - Временной разрез

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

А) опубликованная

- 1 Днепров В.Е. Геологическое строение и нефтегазоносность Южно-Эмбинского поднятия и Северного Устюрта. Тр.ВНИГНИ, 1962, вып. 194, - С.124
- 2 Бакиров А.А., Мальцева А.К. Литолого-фациальный и формационный анализ при поисках и разведке скоплений нефти и газа. – М.: Недра, 1985, - С.159.
- 3 Геохимические особенности нефтегазоносности Прикаспийской впадины. -Тр.ВНИГНИ, 1985, вып.251, - С.210.

Б) фондовая

- 4 Амирханов А.Б. и др. Техническая схема- Боранколь в Мангистауской области по состоянию на 01.01. 2015.
- 5 К.Д.Ерубаета и др. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Боранколь Мангистауской области Республики Казахстан.
- 6 Абдулкабиров А.А. и др. Отчета об обработке и интерпретации сейсмических материалов 3D по месторождению Боранколь.
- 7 Конев А.И. «Отчет с/п 19/89-92 о детальнх работах МОГТ на площадях Боранколь и Табынай» – 1992, фонды КазНИГРИ.
- 8 Маслова З.А. Отчет о сейсмических работах на месторождении Боранколь.
- 9 Шаховой А.И. «Геологическое строение, нефтегазоносность, состояние разведанности и рекомендации по дальнейшей разработке месторождения Боранколь» – 1971, фонды КазНИГРИ.
- 10 Амирханов А.Б. Дополнение к проекту доразведки нефтегазового месторождения Боранколь – ТОО «Заман-Гео», 2001.