

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет
имени К.И.Сатпаева

Институт Геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра Геологии нефти и газа

Абичаев Абай Хожабекович

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломному проекту

Геологическое строение, нефтегазаносность и доразведка месторождения Акжар

Специальность 5В070600 - «Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых»

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет
имени К.И.Сатпаева

Институт Геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра Геологии нефти и газа

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой ГНГ

Ассоц. профессор, PhD

Т.А. Енсепбаев

« » 2019 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: «Геологическое строение, нефтегазаносность и доразведка
месторождения Акжар»

по специальности 5В070600 - «Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых»

Выполнил

Абичаев А.Х.

Научный руководитель

 Узбекгалиев Р.Х.

подпись

«20» 05 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет
имени К.И.Сатпаева

Институт Геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра Геологии нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой ГНГ
Ассоц. профессор, PhD

Т.А. Енсеппаев

« » 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающейся: Абичаев Абай Хожабекович

Тема: Геологическое строение, нефтегазаносность и доразведка
месторождения Акжар

Утвержден приказом Ректора Университета № 1168 - б от «17» октября
2018 г.

Срок сдачи законченной работы: май 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту: Геологическая часть, спец.,
экономическая часть, охрана недр и окружающей среды.

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

- а) общие сведения, геологическое строение и нефтегазоносность;
- б) охрана недр и окружающей среды;
- в) экономическая часть;

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных
чертежей):

- 1. Обзорная карта;
- 2. Геологическая карта района месторождения;
- 3. Тектоническая карта;
- 4. Структурные карты по кровле и подошве;
- 5. Геолого-геофизические профили;

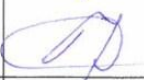
ГРАФИК

подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечания
1 Геологическая часть	20.03.19г	
2 Проектная часть	27.03.19г	
3 Экономическая часть	04.04.19г	
4 Охрана недр и окружающей среды	17.04.19г	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченный дипломный проект с указанием относящихся к нему разделов проекта

Наименования разделов	Научный руководитель, консультанты, Ф.И.О (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Узбекгалиев Р.Х. сеньор лектор	15.05.19	
Проектная часть	Узбекгалиев Р.Х. сеньор лектор	15.05.19	
Экономическая часть	Узбекгалиев Р.Х. сеньор лектор	15.05.19	
Охрана недр и окружающей среды	Узбекгалиев Р.Х. сеньор лектор	15.05.19	
Нормоконтроль	Санатбеков М.Е. Ассистент		

Научный руководитель  Узбекгалиев Р.Х.

Задание приняла к исполнению обучающегося _____ Абицаев А.Х.

Дата «__» _____ 2018 г

ОТЗЫВ

НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

Дипломная работа
(наименование вида работы)

Абичаев Абай Хожабекович
(Ф.И.О. обучающегося)

По специальности 5В070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых
(шифр и наименование специальности)

Пояснительная записка содержит: __ страниц текста, в т.ч. __ рисунков, __ таблиц, __
графики.

Тема: Геологическое строение, нефтегазаносность и доразведка подсолённых
отложений месторождение Акжар

Перед дипломантом была задача – доразведка месторождения Акжар, с которой дипломант хорошо справился. Данный дипломная работа была составлена на основе геолого-технического материала, который был отобран за время прохождения преддипломной практики, и состоит из взаимосвязанных частей: геологической, технической, экономической и охраны окружающей среды.

В геологической части описано строение месторождения, тектоника, нефтегазаносность. Самостоятельно проанализировал методы по повышению добычи нефти которые актуальны на сегодняшний день.

В экономической части обоснованы объём закачки гелеполимерного состава и ожидаемые экономические показатели. В разделе охраны окружающей среды приведены необходимые мероприятия. Пояснительная записка и графические приложения дипломной работы выполнены с соблюдением стандарта.

За время работы Абичаев Абай показал хорошие знания по данной работе.

Дипломная работа рекомендуется к защите, а его автор – присуждения ему степени бакалавра, по специальности 5В070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых.

Научный руководитель
Кандидат геолого-минералогических наук
Узбекгалиев Р.Х. 
(подпись)

«21» 05 2019 г.

АНДАТПА

Бұл тезис жоба тақырыбы бойынша жасалған «Ақжар кен орнының геологиялық құрылымы, мұнай-газдылығын толық барлау» Мақсаты мен міндеттері:, қосымша барлау шығыс алалық блогын және қорлары оның бағалауды жүзеге асыруға Төменгі бор, апт көкжиекте мұнай және газ кен орындарын іздеу, және 1800м жалпы түсіру екі бұрғылау барлау ұңғымалары үшін.

Зерттеу пәні көмірсутек потенциалын Ақжар кен орынның талдау геологиялық құрылымын зерттеу және оңтүстік-батыс блоктың төменгі бор шөгінділерінде мұнай мен газ іздеу болып табылады

Диплом жобасын жасау үшін бастапқы деректер өрісі есеп Күмісбек материалдар, әдеби көздері, операциялық процедуралар мен нұсқаулықтар аймақтағы геологиялық материалдар зерттеушілер бар.

АННОТАЦИЯ

Данный дипломный проект выполнен на тему «Геологическое строение, нефтегазаносность и доразведка месторождения Акжар»

Цель и задачи работы: провести доразведку восточного блока месторождения, его подсчет запасов, поиск залежи нефти и газа в нижнемеловых отложений, аптского горизонта, и бурение двух разведочных скважин с суммарной проходкой 1800 м.

Предметом исследования является изучение геологического строения месторождения Акжар, анализ перспектив нефтегазоносности и поиск залежей нефти и газа в нижнемеловых отложениях юго-западного блока

Исходными данными для составления дипломного проекта служат материалы отчета месторождения Акжар, литературные источники, действующие инструкции и указания, геологические материалы исследователей данного региона.

ANNOTATION

This graduation project was carried out on the theme «Geological structure, oil and gas potential and exploration of Akzhar field»

The purpose and objectives of the work: to conduct additional exploration of the north block of the deposit, its calculation of reserves, search for oil and gas deposits in

the Lower Cretaceous sediments, the Aptian horizon, and drilling of two exploratory wells with a total penetration of 1800 m.

The subject of the study is the study of the geological structure of the Kumisbek deposit, an analysis of the prospects of oil and gas potential and the search for oil and gas deposits in the Lower Cretaceous sediments of the southnorth block

The initial data for the drafting of the diploma project are the materials of the «Geological structure, oil and gas potential and exploration of sunflower field of Akzhar field» report, literature sources, current instructions and instructions, geological materials of researchers of the region.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	7
1	Геологическая часть	8
	1.1 Геолого-геофизическая изученность	8
	1.2 Литолого–стратиграфическая характеристика	9
	1.3 Тектоника	13
	1.4 Нефтегазоносность	18
2	Доразведка месторождения Акжар	31
3	Экономическая часть	35
4	Охрана недр и окружающей среды	37
	4.1 Утилизация, сжигание попутного и (или) природного газа	37
	4.2 Мониторинг атмосферного воздуха	37
	4.3 Мониторинг состояния почв	38
	4.4 Мониторинг водных ресурсов	38
	Заключение	39
	Список использованной литературы	40
	Приложение А Обзорная карта	
	Приложение Б Литолого-стратиграфический разрез продуктивной части отложений месторождения Акжар	
	Приложение В Профильный разрез I-I	
	Приложение Г Строение соленого купола Акжар по данным 3D сейсморазведки	
	Приложение Д Структурная карта по кровле продуктивного горизонта VIII месторождения Акжар Восточный	

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяное месторождение Акжар географически расположено в юговосточной прибортовой части Прикаспийской впадины и приурочено к одноименному соляному куполу. По административному делению входит в состав Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан.

Ближайшим населенным пунктом является небольшой поселок Блактыкуль, расположенный в 7 км на север от площади. Ближайшей железнодорожной станцией на линии Актюбинск-Атырау является станция Караулкелды (центр Байганинского района), удаленная на расстоянии 90-100 км к северо-западу от площади. Основной нефтепровод Атырау-Орск проходит в 100 км к северо-западу от месторождения. Со всеми населенными пунктами (Байганин, Кенкияк, Караулкелды) месторождение связано грунтовыми и асфальтированными дорогами (Рисунок 1.1).

В орографическом отношении площадь является частью предгорной равнины, расположенной между Мугоджарскими горами и Прикаспийской низменностью, и представляет собой слабо всхолмленную полупустынную степь, расчлененную системой оврагов (саев), имеющих водосток в направлении к долине р. Эмба. Площадь Акжар наклонена на восток и северо-восток к балке Акжарсай, которая имеет крутой северо-восточный и пологий юго-западный склоны.

Абсолютные отметки рельефа на площади колеблются в пределах +160 - +230 м, относительное превышение рельефа составляет порядка 60-70 м. К востоку и юго-востоку от площади находится массив песков Муюн – Кум, к югу – пески Букембай.

Гидрографическая сеть на площади месторождения отсутствует. Единственной водной артерией в районе является р. Эмба, протекающая к юго-востоку от площади.

В климатическом отношении площадь расположена в зоне засушливых степей с резко континентальным климатом. Самое холодное время года – январь и февраль, когда температура опускается до – 30-35 С. В это время дуют сильные ветры, снега выпадает очень мало, но бывают сильные снежные бураны с заносами. Лето сухое, жаркое, безоблачное, температура поднимается до + 30 - + 40 С.

Среднегодовое количество осадков составляет 120 – 260 мм. Наибольшее количество осадков выпадает в первой половине лета.

Суровые климатические условия обусловили бедность и однообразие растительного и животного мира. На площади преобладают полынно-типчаковые ассоциации трав. В населенных пунктах имеются незначительные посевы проса, ячменя и овощных культур. Животный мир также беден и представлен в основном грызунами, пресмыкающимися, зайцами, но встречаются и хищники - волки и лисы.

Для снабжения технической водой имеются естественные водоемы, для питьевых целей – колодцы и скважины, дающие пресную воду из альбских и верхнемеловых отложений.

1 Геологическая часть

1.1 Геолого-геофизическая изученность

Восточная часть Прикаспийской впадины, куда входит участок Акжар Восточный, начала изучаться в нефтегазоносном отношении с начала прошлого века, когда на площади Мортук в обнажениях были обнаружены закированные породы [1]. К настоящему времени территория изучена обширным комплексом геолого-геофизических методов. Результаты этих исследований детально рассмотрены в многочисленных производственных и тематических отчетах, а также освещены в книгах и научных статьях. Основные работы по изучению территории приведены в таблице 2.1 и в списке литературы.

Материалы о глубинном строении района работ получены по данным бурения глубоких скважин и геофизических, главным образом, сейсморазведочных работ. Менее эффективными для изучения глубинного строения района оказались исследования потенциальных полей и электроразведочные методы.

Электроразведочными работами изучался надсолевой комплекс осадочных пород. Применение электроразведки для картирования подсолевой толщи ограничивается наличием мощного электрического экрана, который создается кунгурским соевым комплексом, а определение положения кристаллического фундамента – большой глубиной его залегания.

Магниторазведка для изучения глубинного строения региона является неэффективной из-за слабой дифференциации пород осадочного чехла Прикаспийской впадины по магнитным свойствам.

Данные гравиразведки 1:50000 масштаба, которые имеются на всю исследуемую площадь, наиболее успешно используются в комплексе с материалами сейсморазведки для уточнения положения кровли соли. Структуры подсолевого комплекса осадочных пород ввиду больших глубин их залегания и мощных гидрохимических осадков кунгура в гравитационном поле не находят четкого отображения.

Как уже отмечалось выше, наиболее эффективным геофизическим методом изучения осадочного чехла района стала сейсморазведка в различных модификациях. Методом отраженных волн в надсолевом и подсолевом комплексах отложений прослежена целая серия отражающих поверхностей, приуроченных чаще всего к смене литологического состава пород и поверхностям стратиграфических несогласий. Исследуемая площадь покрыта довольно густой сетью линейных профилей МОГТ. Однако результаты глубокого бурения на подготовленных структурах показали, что имеются расхождения с данными сейсморазведки МОГТ по глубине.

Эти ошибки в структурных построениях обусловлены в основном неправильной стратификацией опорных отражений и слабой изученностью скоростной характеристики среды.

Эффективность сейсморазведочных работ, в первую очередь, зависит от качества первичных материалов ОГТ, получаемых в сложной среде с наличием ядер соляных куполов. По этой причине в подсолевом комплексе не удастся добиться непрерывного прослеживания отражающих горизонтов. В целом по восточной бортовой зоне прослеживаемость горизонтов P_3 , P_2^1 , P_2 , P_1 не превышает 60%. Исключение составляют Синельниковская площадь (80%) и Жанажол (70%), где преобладают соляные тела небольшой толщины с плавными формами рельефа соли.

При выяснении глубинного строения территории в региональном плане весьма эффективной оказалась сейсморазведка КМПВ, позволяющая прослеживать различные по литологическому составу комплексы пород. Это значительно помогло при выделении подсолевых карбонатных толщ и определения границ их выклинивания.

Наиболее эффективным методом изучения строения всего осадочного чехла является сейсморазведка МОГТ в модификации 3Д наблюдений. Этой съемкой покрыт весь контрактный участок. Проведение 3Д сейсмической съемки в совокупности с материалами бурения 29 глубоких скважин позволило существенным образом уточнить глубинное строение контрактного участка и обосновать новую геологическую модель изучаемого объекта. Карта буровой и сейсмической изученности контрактного участка показана на графическом приложении 1.

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика

Рассматриваемый участок располагается в зоне относительно неглубокого по масштабам Прикаспийской впадины залегания фундамента, поверхность которого прослеживается сейсморазведкой на глубинах около 7.0 км. Бурением он не вскрыт. В пределах исследуемой площади и на обрамляющей ее территории пробурено значительное количество параметрических, поисковых и разведочных скважин, расположенных в различных тектонических условиях и вскрывших осадочный чехол на глубину свыше 6,0 км (Кожасай ПГС-1-6031м; Караулкельды П-21-.6205м; Бактыгарын Г-1- 6212м). На контрактном участке самая глубокая скважина Акжар Восточный Г-5 имеет забой 5843м, находящийся в девонских отложениях.

С учетом наличия в разрезе соленосных отложений весь разрез осадочного чехла разделяется на подсолевую и надсолевую секции. Ниже приводится характеристика вскрытого разреза месторождения.

Пермская система – Р

Наиболее древними отложениями, вскрытыми на месторождении Акжар глубокими скважинами, являются осадочные породы пермской системы. Пермская система представлена нижним и верхним отделами. Отложения верхнего отдела представлены предположительно татарским ярусом и слагают нижнюю часть нерасчлененной пермотриасовой толщи.

Нижний отдел – Р₁

Нижний отдел представлен кунгурским ярусом, двумя пачками: нижней - галогенной толщей и верхней – сульфатно-терригенной. Кунгурский ярус – Р_{1к}

Галогенная толща полностью не вскрыта ни в одной скважине, представлена прозрачно-белой, крупнокристаллической каменной солью. В незначительной степени встречаются примеси глинистого материала.

Сульфатно-терригенная пачка (кепрок) с эрозионным несогласием залегает на поверхности соли, сложена белыми, голубовато-серыми, скрытокристал-

лическими, крепкими с включением гнезд белого мучнистого гипса ангидритами, переслаивающимися с темно-серыми, черными, карбонатными, алевроитистыми аргиллитами.

Пермотриасовая толща – РТ

(Верхний отдел перми + нижний отдел триаса – P_2+T_1)

Пермортриасовая толща представлена верхнепермскими отложениями предположительно, татарский ярус, и нижним отделом триаса. Отложения пермотриаса с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на размытой поверхности сульфатно-терригенной пачки. В скважинах, расположенных в своде структуры, отложения верхней перми и триаса полностью размыты.

Нижняя часть (верхнепермские отложения) литологически представлена терригенной пачкой пестроцветных (серых, коричневых, красных, зеленых) пород, представленных песками, песчаниками, алевроитами, алевролитами, глинами. Встречаются прослои аргиллитов, конгломератов, реже известняков.

В литологическом плане триасовые отложения идентичны верхнепермским, и также представлены пестроцветными глинами, алевролитами, песчаниками, песками с прослоями серых крепких известняков, черной и серовато-зеленой брекчии, пестро окрашенных конгломератов и гравелитов, состоящих из кварцевых и кремневых хорошо окатанных галек.

Юрская система – J

Юрские отложения представлены породами, сформировавшихся в лагунно-континентальных условиях, характеризуются фациальной изменчивостью и имеют разнообразный литологический состав, с несогласием залегают на отложениях триаса и кунгура.

Юрская система представлена тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний отдел – J_1

По литологическому составу в нижнеюрских отложениях выделяется две пачки: песчано-галечниковая и глинистая.

Песчано-галечниковая пачка сложена в основном песками светло-серыми, зеленовато-серыми, разномерными преимущественно, мелкозернистыми полимиктовыми, рыхлыми, участками уплотненными, с включением гальки и гравия кварцево-кремнистых пород и песчаниками разномерными, карбонатными, плотными, крепкими.

В песках и песчаниках присутствуют маломощные прослои глин светлосерых, темно-серых, песчаных, слоистых, с гнездами и прослойками песка, алевроита и бурого угля. На юго-восточном крыле к пачке приурочен продуктивный горизонт J_1 .

Песчано-галечниковая пачка перекрыта глинистой пачкой, являющейся на юго-восточном крыле разделом между продуктивными горизонтами Ю-I и J_1 ,

сложенной темно-серыми и серыми, карбонатными, жирными на ощупь глинами с тонкими прослойками песков, песчаников, алевролитов и бурых углей.

Средний отдел – J₂

Среднеюрский разрез представлен ааленским, нерасчлененными байосским и батским ярусами и сложен песчано-глинистыми породами с прослоями бурого угля и известняка.

Ааленский ярус - J_{2a}

Отложения яруса представлены глинами, песками, песчаниками и алевролитами. Глины серые с зеленоватым и коричневатым оттенком. Алевролиты серые, темно-серые, зеленовато-серые, карбонатные, глинистые. Пески и песчаники серые, темно-серые, мелко- и среднезернистые, полимиктовые, кварцево-полевошпатовые, песчаники крепкие.

По всему разрезу встречаются прослойки бурого угля и обильные включения обуглившихся органических остатков. Отложения ааленского яруса являются более глинистыми по сравнению с бат-байосскими.

Батский+байосский ярусы – J_{2bt+b}

Разрез батского и байосского ярусов представлен нерасчлененной пачкой отложений, сложенных песками, песчаниками, алевролитами, глинами с прослоями бурого угля и реже известняка.

В подошвенной части бат-байосских отложений на всех тектонических элементах месторождения выделяется песчаная пачка, к которой приурочен продуктивный горизонт Ю-II, в кровле – продуктивный горизонт Ю-III. На югозападном крыле горизонт Ю-III размыт.

Верхний отдел – J₃

Верхнеюрские отложения со стратиграфическим несогласием залегают на среднеюрских и имеют небольшую толщину, в своде юго-восточного крыла – размыты.

Литологически отдел представлен глинами с прослоями песчаников, алевролитов, песков, алевроитов, реже конгломератов.

Меловая система – K

Меловая система в пределах месторождения представлена нижним и верхним отделами. *Нижний отдел – K₁*

В составе нижнего отдела выделяются отложения готеривского, барремского, аптского и альбского ярусов.

Готеривский ярус – K_{1g}

Готеривские отложения со стратиграфическим несогласием залегают на размытой поверхности верхней и средней юры, представлены пеллециподовой и песчано-глинистой свитами, сложенными глинами морского генезиса с редкими прослоями песков, алевролитов, алевроитов, известняков, с обильным включением макрофауны.

Породы характеризуются серой и зеленовато-серой окраской. Пелециподовая свита является более глинистой, песчано-глинистая в большей степени характеризуется наличием песчаных пропластков.

Барремский ярус – K_{1b}

Барремские отложения вскрыты всеми пробуренными скважинами, в своде юго-западного крыла в районе скважин 84 и 85 выходят на дневную поверхность.

Ярус сложен континентально-лагунными отложениями, которые литологически представлены пестроцветными (в основном зелеными и кирпично-красными) глинами, переслаивающимися с серыми и зеленоватосерыми песками, алевролитами, реже песчаниками, алевролитами и известняками.

В подошве барремского яруса залегает песчаный горизонт, сложенный песками и алевролитами с незначительными прослойками глин, являющийся региональным репером.

Аптский ярус – K_{1a}

Аптские отложения имеют повсеместное распространение, с угловым несогласием залегают на размытой поверхности баррема. В своде югозападного крыла в районе скважины Г-10 выходят на дневную поверхность. Литологически отложения представлены пачкой темно-серых, почти черных, жирных на ощупь глин, с тонкими прослойками в средней части песков, песчаников, алевролитов и алевролитов. В подошве яруса прослеживается горизонт песков серых, темно-серых, мелкозернистых, кварцевых, глауконитовых, глинистых, слюдистых с прослойками глины, включением пирита. К песчаному горизонту приурочен аптский продуктивный горизонт.

Альбский ярус - K_{1al}

Альбские отложения выходят на дневную поверхность на юго-западном и юго-восточном крыльях. В большинстве новых скважин верхняя часть альбских отложений перекрыта технической колонной и не освещена каротажом.

Отложения представляют собой однообразную толщу, сложенную глинами, песками, песчаниками и алевролитами с прослоями гравия. По палинологическим определениям в разрезе альба выделяются три подъяруса: нижний, средний и верхний. Нижний подъярус представлен в основном глинами, средний и верхний – песками с прослоями глин, песчаников и алевролитов.

Верхний отдел – K₂

В разрезе позднего мела по литологическим признакам выделяются отложения нерасчлененной пачки турон-сантонского, кампанского и маастрихтского ярусов. В новых скважинах верхнемеловые отложения перекрыты технической колонной и не освещены каротажом.

Туронский + сантонский ярусы - K_{2t+st}

Не расчлененные отложения турона и сантона несогласно залегают на размытой поверхности альба и литологически представлены зеленовато-серыми и темно-зелеными, карбонатными глинами с прослоями плотных крепких, с включениями макрофауны мергелей и разнозернистых, кварцевополевошпатовых, карбонатных песчаников.

Кампанский ярус – K₂km

Кампанские отложения в сводовой части юго-западного и юго-восточного крыльев полностью размыты, на северном крыле и в широтном грабене выходят на дневную поверхность. Литологически отложения представлены глинами зеленовато-серыми и темно-серыми, сильно известковистыми, плотными с включениями кристаллов гипса и макрофауны, концентрациями пирита с маломощными прослоями мергелей.

Маастрихтский ярус – K₂m

Литологически отложения представлены белыми, светло-серыми, плотными, массивными, мелоподобными мергелями и глинами.

Глины светло-серые до белых, зеленовато-серые, голубовато-серые, мергелистые, алевритистые, плотные с включениями пирита и макрофауны.

Четвертичная система – Q

Коренные породы перекрыты делювиальными, аллювиальными, элювиальными и эоловыми отложениями, литологически представленными суспензиями, суглинками, серовато-зелеными и серовато-бурыми песками.

Месторождение характеризуется сложным геологическим строением, из-за наличия многочисленных тектонических нарушений, размывов стратиграфических единиц, с которыми связаны основные отражающие горизонты.

1.3 Тектоника

Месторождение характеризуется сложным геологическим строением, из-за наличия многочисленных тектонических нарушений, размывов стратиграфических единиц, с которыми связаны основные отражающие горизонты. По результатам проведенных сейсмических исследований 3D и данных бурения установлено крайне сложное структурно-тектоническое строение структуры Акжар, обусловленное особенностями соляной тектоники.

В геологическом строении структуры Акжар принимают участие три структурных этажа: подсолевой (докунгурский), соленосный (кунгурский) и надсолевой, включающий интервал разреза от пермско-триасовых до юрскомеловых отложений.

Подсолевые отложения стратиграфически представлены девонской, каменноугольной и пермской системами (нижний отдел). Толщина подсолевого комплекса осадков по результатам региональных исследований увеличивается с запада на восток и изменяется от 1,5-2 км на выступах до 6-7 км в прогибах. Непосредственно на месторождении Акжар подсолевые отложения бурением не вскрыты.

На размытой поверхности подсолевых отложений с угловым несогласием залегает кунгурский сульфатно-галогенный комплекс пород, представленный двумя резко различающимися литологическими пачками: нижней - галогенной и верхней – сульфатно-терригенной, образующими соляной массив Акжар.

Соляной массив представляет собой поднятие сложной формы в виде трехлучевой звезды “Лучи” (гребни) погружаются от свода поднятия в северо-западном, северо-восточном и южном направлениях.

Наиболее глубоким отражающим горизонтом, прослеженным в пределах месторождения, является горизонт VI (кровля P_1k), приуроченный к кровле

соляного массива кунгурского яруса, в верхней части представленного сульфатно-терригенными образованиями кепрока.

По отражающему горизонту VI массив представляет собой структуру несколько неправильной треугольной формы, вершины которой ориентированы в северо-западном, северо-восточном и южном направлениях. Крылья структуры, отвечающие склонам соляного массива, имеют крутые, близкие к вертикальным углы падения. Наиболее крутыми углами характеризуются западное и северо-восточное крыло структуры. Переклинные замыкания структуры характеризуются более пологими углами падения.

Морфология поверхности соляного массива осложнена отдельными локальными куполами и разделяющими их прогибами.

Строение надсолевых продуктивных отложений, представленных мезозойским комплексом осадков, охарактеризовано структурными построениями по отражающим горизонтам, отождествляемым, соответственно, с подошвой юрских - кровлей триасовых отложений – ОГ V; подошвой отложений готеривского яруса нижнего мела – ОГ III; кровлей базального пласта br-I в отложениях барремского яруса нижнего мела – ОГ IIIbr, подошвой аптского яруса нижнего мела – ОГ IIIa.

По надсолевым отложениям солянокупольная структура Акжар системой тектонических нарушений сбросового типа разбита на три крыла: северное, юго-восточное и юго-западное, представляющих собой самостоятельные приразломные ловушки. Плоскости сбросов образуют два грабена, ориентированные в субширотном и меридиональном направлениях. Субширотный грабен приурочен к центральной сводовой части соляного купола.

Наиболее приподнятым является юго-западное крыло, в своде которого на поверхность выходят барремские отложения нижнего мела, перекрытые в юго-западном направлении аптскими, альбскими и верхнемеловыми отложениями. С севера крыло ограничено высокоамплитудным сбросовым нарушением субширотного простирания (F_1), проникающим до кровли солей. К востоку, между скважинами Г-10 и Г-13 нарушение F_1 меняет свое простирание на северо-западное, примыкая к сбросам меридионального простирания F_2 и F_3 . Плоскость падения сбрасывателя наклонена к северу, в сторону северного крыла под углом около 50° . Амплитуда нарушения достигает от 360-440 м по юрским отложениям и до 260-390 м по меловым, увеличиваясь в восточном направлении. Амплитуда сбросов F_4 и F_5 составляет около 30-40 м.

Восточным ограничением юго-западного крыла структуры является сбросовое нарушение меридионального простирания (F_2), плоскость сместителя которого наклонена к востоку в сторону меридионального грабена под углом около 50° , амплитуда нарушения около 150-200 м.

По всем прослеженным в надсолевом комплексе отражающим горизонтам юго-западное крыло представляет собой моноклираль с северо-западным простиранием пород и юго-западным падением. Угол падения пород уменьшается вверх по разрезу от 10° по ОГ V до 4° по ОГ Ша. Вниз по падению происходит выполаживание слоев. Свод крыла, локализующийся в северо-восточной его части, примыкает к субширотному нарушению. По направлению к своду по сейсмическим данным наблюдается сокращение толщин триасовых и нижнеюрских отложений.

Присводовая часть юго-западного крыла по ОГ V осложнена малоамплитудным (10-20 м) сбросовым нарушением F_6 северо-западного простирания (вдоль линии скважин Г-10, К-54, К-52), затухающим в меловых отложениях. Наличие сброса подтверждено бурением скважины 85.

Размеры юго-западного крыла по ОГ V в контуре предельно замкнутой на сбросовые нарушения изогипсы минус 380 м около $6,0 \times 1,7$ км, амплитуда 210 м.

По ОГ V выделяется оперяющий данное нарушение скол амплитудой около 20 м, затухающий в вышележащих отложениях. В восточной части югозападного крыла по юрским отложениям прослежены непротивоположные малоамплитудные (30-40 м) кулисообразные сбросовые нарушения меридионального простирания F_7 и F_8 .

Юго-восточное крыло структуры по всем отражающим горизонтам, за исключением ОГ Ша является опущенным по отношению к юго-западному крылу. По подошве аптских отложений (ОГ Ша) своды обоих крыльев структуры расположены на близких отметках в связи с размывом аптских отложений в своде юго-западного крыла, в районе скважин Г-10, 84, 85. Юговосточное крыло отделено от юго-западного грабеном субмеридионального простирания.

Западным ограничением крыла является высокоамплитудное сбросовое нарушение (F_3) с западным падением плоскости сместителя. Данное нарушение, угол падения которого составляет около 50° , ограничивает восточный борт меридионального грабена и подсечено скважинами А-27, 89 и 233. Амплитуда его составляет около 200-240 м. С северо-запада юго-восточное крыло ограничено сбросовым нарушением северо-восточного простирания (F_1), плоскость сместителя которого наклонена под углом около 50° к северо-западу, в направлении широтного грабена. Сброс подсечен скважинами А-18, А-36, 87. Амплитуда его составляет более 400 м. Возникновение данных нарушений также, по-видимому, обусловлено оползанием пород по крутым склонам формирующегося соляного массива.

По всем структурным поверхностям юго-восточное крыло является моноклиалью с северо-восточным простиранием пород и юго-восточным падением. Вниз по падению на удалении от свода происходит выполаживание слоев.

В юго-западной части крыла прослежено непротяженное субвертикальное сбросовое нарушение F_9 амплитудой около 40 м, имеющее меридиональное простирание. Присводовая часть крыла по ОГ V осложнена кулисообразно расположенными малоамплитудными сбросовыми нарушениями северо-восточного простирания, плоскость сместителей которых наклонена под углом около 60° к юго-востоку (F_{10} , F_{11}).

Субширотный сброс F_1 осложнен небольшим по протяженности сбросом в виде скола F_{25} , с плоскостью падения в сторону широтного грабена. Блок VII, ограниченный сбросами F_1 и F_{26} , выполнен отложениями альба по данным бурения скважины А-18.

Размеры юго-восточного крыла по ОГ V в контуре замкнутой на нарушения изогипсы минус 430 м составляют $5,7 \times 2,0$ км, амплитуда 240 м. По подошве аптских отложений (ОГ IIIa) размеры в контуре замкнутой на нарушения изогипсы 10 м составляют $5,3 \times 1,8$ км, амплитуда 130 м.

Северное крыло по всем прослеженным в надсолевых отложениях структурным поверхностям является опущенным по сравнению с юго-западным и юго-восточным крыльями структуры. Превышение отметок составляет от 330-350 м по кровле триасовых отложений (ОГ V), до 210-220 м по подошве аптских отложений (ОГ IIIa).

Крыло отделено от юго-восточного грабеном субширотного простирания, от юго-западного высокоамплитудным сбросом F_1 .

По данным бурения и геологической съемки в своде крыла установлен выход на поверхность кампанских отложений, на восточном погружении – маастрихтских отложений верхнего мела.

Южным ограничением крыла является высокоамплитудное сбросовое нарушение субширотного простирания (F_1), плоскость сместителя которого под углом около 50° наклонена к северу, в сторону опущенного блока. По данному нарушению происходит сочленение юго-западного и северного крыльев структуры. Центральная наиболее гипсометрически приподнятая часть северного крыла представляет собой асимметричную антиклинальную складку северо-западного простирания, примыкающую к сбросу (F_1).

В контуре предельно замкнутой изогипсы минус 610 м размеры складки $4,3 \times 1,2$ км, амплитуда 90 м.

По вышележащим юрско-меловым отложениям присводовая часть и южная периклиналь антиклинальной складки разбиты серией кулисообразно сочленяющихся малоамплитудных (20-80 м) сбросовых нарушений и оперяющих их сколов северо-западного простирания (F_{15} - F_{20}). Сбросы образуют ступенеобразное погружение антиклинали в южном направлении в пределах которой по сейсмическим данным предполагается значительное сокращение толщин. Малоамплитудные сбросы южного склона северного крыла примыкают

к высокоамплитудному сбросу F_1 в пределах меловых и среднеюрских отложений, и отмечается их полное отсутствие триасовых и нижнемеловых отложениях.

По подошве готеривского яруса (ОГ III) в контуре изогипсы минус 340 м размеры складки 4,6х1,7 км, амплитуда 60 м. По вышележащим меловым отложениям (ОГ IIIbr и IIIa) размеры и амплитуда складки практически одинаковы и составляют 4,3х1,5 км и 50 м.

На северо-западе крыла выявлена новая структура, примыкающая к сбросу F_{13} амплитуда которой уменьшается вверх по разрезу от 90 м по изогипсе минус 700 м (ОГ V) до 9 м по изогипсе минус 330 м (ОГ III).

Субширотный грабен разделяет северное и юго-восточное крылья.

В районе скважины 91 по юрско-меловым отложениям (ОГ III-IIIa) обособляется приподнятый тектонический блок – широтный грабен, ограниченный с запада и юга высокоамплитудным сбросами F_1 , с севера – сбросами F_{19} и F_{20} . Широтный грабен разбит субмеридиональными малоамплитудными сбросами амплитудой около 10-40 м на более мелкие блоки. Наибольшей амплитудой до 30 м и протяженностью характеризуются сбросы F_{21} , F_{22} . Сбросы F_{23} , F_{24} и A_{25} имеют небольшую амплитуду 5-10 м.

Восточный борт этого блока представляет собой моноклираль с падением пород на восток и юго-восток. Относительно северного крыла блок расположен на более высоких гипсометрических отметках.

В районе скважины Г-22 субширотный грабен через сбросовое нарушение F_1 северо-западного простирания амплитудой более 100 м сочленяется с меридиональным грабеном. Сброс в скважине Г-22 подсечен на глубине 436 м.

Меридиональный грабен с запада и востока ограничен высокоамплитудными сбросами с падением сместителей в сторону грабена (F_2 и F_8), амплитуда сбросов около 150 – 240 м, угол падения около 50°.

В пределах меридионального грабена происходит воздымание кровли соляного массива и размыв перекрывающих триасовых и нижней части юрских отложений, с которыми отождествляется ОГ V. Здесь среднеюрские отложения со стратиграфическим несогласием залегают на кунгурских солях.

По всем структурным поверхностям в пределах грабена наблюдается общее воздымание осадков в северном направлении. Центральная часть грабена является наиболее дислоцированной. Она разбита непротяженными малоамплитудными сбросовыми нарушениями меридионального простирания и оперяющими их сколами на блоки. Наиболее протяженными являются сбросы F_{27} - F_{30} , образующие блоки I-V. На северо-западном склоне меридионального грабена скважинами 233 и 234 установлен сброс F_{31} .

В пределах отдельных блоков локализуются небольшие по размерам приразломные структуры. Одна из таких приразломных структур обособляется в

северной части грабена. Сводовая часть ее локализуется вблизи скважин 94 и 94а на более высоких отметках относительно меридионального грабена. Превышение отметок по данным бурения составляет 145,4 м (скв. 94а – минус 30,4 м, скв. Г-22 минус 175,8 м) по подошве апта.

В южной части меридионального грабена в районе скважины 92 на более низких отметках локализовалась еще одна мелкая приразломная структура, в которой выявлены продуктивные горизонты в апте и средней юре. Размеры ее около 1,0х0,12 км, амплитуда 10-20 м. Размеры грабена по кровле горизонта Б-I около 0,45-0,7х3,7 км, высота 148 м по скважинам 92 и 94а, по кровле апта 0,608х7 км, высота 136 м.

На месторождении на период проведения сейсмики 3D было пробурено более 100 скважин (структурных, поисковых, разведочных, эксплуатационных) которыми освещен надсолевой разрез на всех тектонических элементах структуры. При интерпретации сейсмического материала использованы все имеющиеся сведения, полученные при бурении, проводилась привязка отражающих горизонтов к разрезам скважин, поэтому структурные карты по отражающим поверхностям достаточно хорошо коррелируются с разрезами новых скважин. Полученными сейсмическими данными подтверждается наличие и положение основных сбросов, разделяющих крылья структуры.

1.4 Нефтегазоносность

Структурные построения по отражающим горизонтам использованы при построении карт по кровле и подошве коллекторов продуктивных горизонтов, подсчетных планов, ловушек углеводородов в терригенном юрскинижнемеловом комплексе - в отложениях нижнего отдела юры, ааленского и нерасчлененных байосского и батского ярусов средней юры, готеривских, барремских, аптских и альбских.

На месторождении Акжар по данным поискового, разведочного и эксплуатационного бурения, детальной попластовой корреляции разрезов скважин по материалам ГИС, с учетом вновь выявленных, установлено 14 номенклатурных горизонтов на северном, юго-восточном и юго-западном крыльях, а также на широтном и меридиональном грабенах, при этом в некоторых из них выделяется по два продуктивных пласта.

Границами площадей нефтеносности по каждому горизонту являются: принятые положения контактов нефть-вода, линии литолого-фациального замещения пластов-коллекторов, тектонические нарушения, выявленные по результатам сейсмических исследований и данным бурения. Ниже приводится характеристика нефтяных залежей и обоснование водонефтяных контактов.

На **северном крыле** залежи нефти приурочены к отложениям аптского яруса (горизонт Апт), барремского (горизонты Б-V, Б-IV, Б-III, Б-II, Б-I),

готеривского яруса (горизонт Готерив), верхней юры (горизонт J₃), батбайосского яруса (Ю-III, Ю-II, Ю-I).

В пределах широтного грабена нефтяные залежи получили развитие в следующих горизонтах: Альб I, Апт, Б-V, Б-IV, Б-III, Б-II, Б-I, Готерив. Среднеюрские горизонты Ю-III, Ю-II – водоносные.

В пределах меридионального грабена выделены залежи нефти в отложениях средне- и нижнеальбского, аптского, барремского, готеривского и бат-байосского ярусов (горизонты - Альб II, Альб I, Апт, Б-V, Б-IV, Б-III, Б-II, Б-I, Готерив, Ю-III, Ю-II).

На юго-восточном крыле нефтяные залежи приурочены к отложениям бат-байосского (горизонты Ю-II, Ю-III), ааленского (горизонт Ю-I) ярусов, нижней юры (горизонт J₁). В восточной части блока II установлены тектонически экранированные залежи небольших размеров в нижнетриасовых отложениях. В остальных скважинах юго-восточного крыла по интерпретации ГИС триасовый горизонт водоносный.

На юго-западном крыле продуктивные горизонты приурочены к отложениям юры (горизонты Ю-II, Ю-I, J₁).

На северном и юго-восточном крыльях по ГИС в середине горизонта в ряде скважин выделяются водоносные пласты, в связи с этим, горизонт разделен на 3 пласта – “а”, “б” и “в”, пласты “а” и “в” нефтяные, средний пласт “б” – водоносный.

Северное крыло

Всего в пределах северного крыла пробурены 53 вертикальные скважины (Г-1, Г-5, Г-6, Г-8, Г-9, Г-11, Г-12, Г-13, Г-20, Г-21, Г-26, Г-27, А-8, А-9, А-10, А-11, А-14, А-21, А-22, А-24, 71, 72, 73, 74, 76, 77, 79, 80, 100, 101, 102, 103, 213, 214, 231, 232, 247, 248, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 256, 257, 258, 264, 267, 268, 270, 271, 272) и 2 горизонтальные (401 и 402). В горизонтальных скважинах глубины приведены к вертикальным с учетом удлинения. Скважина А-14 является дублером разведочной скважины Г-27, скважина 74 – дублер Г-8, скважина 100 – дублер Г-1.

Горизонт Апт, пласт “а”

К пласту приурочена залежь нефти, пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Нефтеносность по ГИС и опробованию установлена в пределах блоков II и III.

Пласт “а” вскрыт 12-ю скважинами, в том числе нефтяные пласты по ГИС выделены в 2-х скважинах (80, 267), водонефтяные – в 2-х скважинах (А-22 и 268), водоносные – в 3-х скважинах (А-14, Г-12, Г-21), в 5-и скважинах пласт замещен (А-10, А-21, А-24, Г-5, Г-11).

Нефтеносность доказана опробованием скважинами 80 и 267, дебиты нефти равны 3,5 м³/сут и 1,8 м³/сут соответственно. Из скважины А-22 получен приток воды с незначительным содержанием нефти – 0,03 м³/сут.

Площадь нефтеносности равна 190 тыс.м², высота залежи – 12 м. **Горизонт Апт**

Горизонт выделяется по ГИС в подошве отложений аптского яруса. К горизонту приурочена залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Нефтеносность горизонта по комплексу ГИС и опробованию установлена в пределах I и II, на остальных блоках горизонт водоносный. Горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами.

Нефтеносность горизонта доказана опробованием скважин в обоих блоках. При опробовании 11-и скважин дебиты нефти менялись от 0,9 до 11,9 м³/сут.

Площадь нефтеносности равна 2440 тыс.м², в т.ч. по категории С₁ - 1843 тыс.м², высота залежи – 30,8 м.

Горизонт Б-V

Горизонт приурочен к верхней части отложений барремского яруса.

К горизонту приурочена залежь, пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная, получившая развитие в блоках I и II.

Нефтяные пласты по ГИС выделены в 31-й скважине, водонефтяные - в 2х скважинах на блоке II, водоносные – в 7-и, в 10 - горизонт замещен.

Нефтеносность горизонта доказана раздельным опробованием 8-и скважин, дебиты нефти составили 0,9-4,4 м³/сут.

Площадь нефтеносности равна 3856 тыс.м², в т.ч. по категории С₁ - 2235 тыс.м², высота залежи – 55 м.

Горизонт Б-IV

К горизонту приурочена нефтяная залежь, установленная по ГИС и опробованию на блоках I и II. По условиям залегания залежь нефти является пластовой, сводовой, тектонически и литологически экранированной.

По результате обработки ГИС водоносные пласты выделены в 4-х скважинах (А-122, Г-13, Г-21), в 8-и – горизонт замещен, в остальных скважинах выделены нефтяные пласты.

Горизонт опробован в 8-и скважинах, в 7-и раздельно и в 1-й (скважине 267) совместно с горизонтами Б-V и пластом “а” аптского горизонта. При раздельном опробовании дебиты нефти по скважинам менялись от 1,2 до 8,7 м³/сут.

Площадь нефтеносности равна 2828 тыс.м², в т.ч. по категории С₁ – 1492 тыс.м², высота залежи – 75,2 м.

Горизонт Б-III

Горизонт вскрыт всеми скважинами, кроме Г-11 – срезан сбросом.

К горизонту приурочена нефтяная залежь, установленная по ГИС и опробованию на блоках I и II.

По условиям залегания залежь нефти является пластовой, сводовой, тектонически и литологически экранированной.

Нефтеносность горизонта подтверждена опробованием 8-и скважин, дебиты по нефти 1,1-12,1 м³/сут.

Площадь нефтеносности равна 2503 тыс.м², в т.ч. по категории С₁ – 1743 тыс.м², высота залежи – 76 м.

Горизонт Б-II

Горизонт вскрыт всеми скважинами. По обработке ГИС и опробованию нефтеносность установлена на блоках I и II. По условиям залегания залежь нефти является пластовой, сводовой, тектонически и литологически экранированной.

Нефтяные пласты по ГИС выделены в 25-и скважинах, водоносные – в 7-и, в 18-ти - горизонт замещен.

Нефтеносность горизонта подтверждена опробованием 5-и скважин, дебиты нефти меняются в пределах 1,1-8,3 м³/сут.

Площадь нефтеносности равна 2045 тыс.м², в т.ч. по категории С₁ – 1627 тыс.м², высота залежи – 54,9 м.

Горизонт Б-I

Горизонт залегает в подошве барремского яруса и приурочен к песчаной пачке, имеющей региональное развитие.

В скважине А-21 горизонт срезан сбросом, остальными вскрыт в полном объеме. Нефтеносность горизонта установлена на блоке I.

Нефтяная залежь относится к типу пластовых, сводовых, тектонически экранированных.

На блоке I по ГИС в 18-и скважинах выделены нефтяные толщины, в 21 - водонефтяные, в 4-х водоносные. На остальных блоках в 9-и скважинах выделены водоносные пласты. Нефтеносность горизонта доказана получением промышленных притоков нефти дебитами 2,2-27,7 м³/сут при опробовании 26ти скважин. Из скважин, расположенных у границы ВНК (Г-6, Г-9, Г-20, А-22), получена вода с пленками нефти.

Площадь нефтеносности 2350 тыс.м².

Горизонт Готерив

Горизонт выявлен по ГИС в кровле готеривской глинистой пачки. К горизонту приурочена нефтяная залежь, получившая развитие на блоке I, относятся к типу пластовых, сводовых, тектонически и литологически экранированных.

На большей части блока горизонт замещен, в 21-й скважине по ГИС коллектора не установлены. Нефтяные пласты выделены в 17-и скважинах, водоносные – в 11-и.

Залежь представлена 4-мя участками, разделенными зоной замещения. Горизонт является вновь выявленным, опробование не проводилось. Площадь нефтеносности 811 тыс.м².

Горизонт J₃

Горизонт выявлен по ГИС в отложениях верхней юры, имеет не большую толщину в пределах 1,9-2,6 м, эффективные пласты в количестве 1-3 выделены в 8-и скважинах на блоке I, в остальных горизонт замещен.

К горизонту приурочена нефтяная залежь, пластовая, сводовая, литологически экранированная.

На блоке залежь представлена 2-мя нефтяными участками, в районе скважины 232 и линзой, ограниченной со всех сторон зоной замещения в районе скважины 248. Горизонт опробован совместно с Ю-II в скважине 271, в пределах горизонта J₃ опробованы 2 интервала (488,9-490, 490,7-491 м), дебит нефти равен 10,1 м³/сут.

Площадь нефтеносности 342 тыс.м².

Горизонт Ю-III

В стратиграфическом отношении приурочен к нерасчлененным отложениям бат-байосского яруса, залегает в кровле средней юры.

По ГИС и опробованию нефтеносность установлена на блоках I и II. К горизонту приурочена нефтяная залежь, пластовая, сводовая, литологически и тектонически экранированная.

По обработке ГИС и опробованию в 17-и скважинах выделены нефтяные пласты, в 4-х – водонефтяные, в 10- водоносные, в 9-и – горизонт замещен.

На блоке I залежь зоной замещения разделена на 2 участка.

Нефтеносность блока доказана опробованием 9 скважин, дебиты нефти варьируют в пределах 3,1-120,9 м³/сут. В 3-х скважинах (А-14, 267, 270) горизонт опробован совместно с Ю-II, дебиты нефти – 7-13,5 м³/сут.

На блоке I на участке в районе скважины 101 ВНК установлен по ГИС на отметке минус 315,6 м, в районе скважине Г-9 принят условный контакт нефти на отметке минус 343 м, на блоке II – минус 363,5 м.

Площадь нефтеносности 919 тыс.м².

Горизонт Ю-II

Горизонт находится на 10-20 м ниже горизонта Ю-III.

К горизонту приурочена нефтяная залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

В настоящем отчете горизонт разделен на 3 пласта по характеру насыщения: пласт “а” - нефтяной, “б”- водоносный, “в” – нефтяной.

Пласт “а”. Нефтеносность пласта по ГИС и опробованию установлена на блоках I и II. В 25-и скважинах по ГИС выделены нефтяные пласты в том числе

на блоке II - в 1-й (А-24), водонефтяные - в 1-й, в 10-й – водоносные, в 3-х - пласт замещен.

Нефтеносность блока доказана опробованием 7 скважин, дебиты нефти от 1,8 до 24,5 м³/сут. При опробовании скважины А-21 дебит нефти равен 0,8 м³/сут, воды – 5,7 м³/сут, скважина находится в водонефтяной зоне.

Площадь нефтеносности 1691 тыс.м².

Пласт “в”. Залежь нефти получила развитие в пределах блока I, пласт имеет толщину от 18 до 24,4 м, состоит из 1-7 пластов-коллекторов.

Нефтяные пласты по ГИС выделены в 5-й скважинах, водонефтяные – в 5-й, в 19-й – водоносные. На блоке II во всех скважинах горизонт замещен, на блоке I - в 6-й скважинах.

Раздельно пласт “в” опробован в скважине 100, дебит нефти равен 24 м³/сут, в скважине 248 – с пластом “а”, 272 - “а+в”+Ю-I, дебиты нефти 10,5-12,3 м³/сут. ВНК установлен по ГИС на отметке минус 358,5 м, площадь нефтеносности 414 тыс.м².

Горизонт Ю-I

На северном крыле горизонт выделяется в нижней части бат-байосских отложений средней юры. К горизонту приурочена нефтяная залежь, полнопластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная, получившая развитие на блоке I. Толщина горизонта 18,5-25,5 м, количество пластов-коллекторов от 1 до 6.

Нефтяные пласты выделены в скважине 272, в двух скважинах Г-11 и 247 – водонефтяные, в 2-х скважинах (А-8 и 248) - горизонт замещен, в остальных – водоносные пласты. Залежь на блоке представлена двумя участками: в районе скважины 247 небольшой самостоятельный свод и в районе скважины 272 – экранирована сбросом и зоной замещения.

Горизонт опробован в 2-х скважинах, Г-14 и 272 (“а+в”+Ю-I), дебиты нефти соответственно 1,5 и 13,3 м³/сут.

Площадь нефтеносности – 400 тыс.м², в т.ч. по категории С₁ – 221 тыс.м².

Широтный грабен

В пределах широтного грабена по обработке ГИС и опробованию скважин установлено 8 нефтяных горизонтов: Альб-I, Апт, Б-V, Б-IV, Б-III, Б-II, Б-I, Готерив. Горизонт Альб-II по всем скважинам - водоносный. Ниже горизонта БIII прослеживается водоносный горизонт IIIa. Юрские и триасовые отложения вскрыты скважиной 91, расположенной в своде грабена, в разрезе юры и триаса по ГИС выделены водоносные пласты, нефтяные отсутствуют.

В пределах широтного грабена пробурено 10 скважин (91, 241, 242, 243, 244, 260, 261, 262, 263, Г-22).

Альб-I

Горизонт приурочен к подошве нижнеальбского яруса. Горизонт вскрыт 12-ю скважинами, в скважине Г-21 часть горизонта срезана сбросом, толщина 12,2 м.

Залежь нефти является пластовой, сводовой, тектонически экранированной.

Нефтяные пласты вскрыты скважинами 243 на блоке VI и 244 на блоке V. В скважине Г-12 горизонт замещен.

Горизонт опробован в скважине 243, при 75 об/мин получен слабый приток нефти дебитом 0,6 м³/сут при среднестатистическом уровне 148 м, отмечается довольно большое содержание песка – 6,25 %.

Площадь нефтеносности – 83 тыс.м², в т.ч. по категории С₁ – 26 тыс.м².

Горизонт Апт

Горизонт выделяется по ГИС в подошве отложений аптского яруса.

Нефтеносность горизонта по комплексу ГИС и опробованию установлена в пределах блоков I, II, IV V.

Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Горизонт вскрыт 10-ю скважинами. Во всех скважинах по ГИС выделены нефтяные пласты, в скважине 261 – нефтеводоносные.

Нефтеносность горизонта подтверждена опробованием 7-и скважин (241, 242, 243, 244, 260, 261, 263), дебиты нефти меняются в пределах 7,6-34,9 м³/сут.

Площадь нефтеносности равна 554 тыс.м², в том числе за контрактной территорией – 26 тыс.м², высота залежи – 188,8 м. **Горизонт Б-V**

Нефтеносность горизонта по комплексу ГИС и опробованию установлена в пределах блоков I, II, IV, V. Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Горизонт вскрыт 10-ю скважинами, толщина горизонта в пределах 16,3-24,2 м. В скважине 243 подошва горизонта срезана сбросом, толщина – 10 м. В скважинах Г-22 и 243 горизонт замещен, в скважинах 91, 241, 242, 244, 261, 262 - по ГИС выделены нефтяные пласты, в скважине 263 - нефтяные и водоносные пласты, в скважине 260 горизонт водоносный.

Горизонт опробован в 3-х скважинах отдельно (242, 261, 263), дебиты нефти меняются в пределах 2,5-8,5 м³/сут. В скважине 244 горизонт опробован совместно с Б-IV, дебит нефти составил 1,3 м³/сут. Площадь нефтеносности равна 349 тыс.м². **Горизонт Б-IV**

Горизонт вскрыт 8-ю скважинами, в скважине 242 - срезан сбросом. Горизонт замещен в 4-х скважинах – 91, 243, 260, 263, нефтяные пласты выделены в 3-х скважинах – Г-22, 241, 244, 261, в скважинах 242 и 262 - горизонт водоносный. Залежь нефти является пластовой, сводовой, тектонически и литологически экранированной.

Горизонт опробован отдельно в скважине 241 дебит – 1,1 м³/сут. В скважине 244 горизонт опробован совместно с горизонтом Б-V, дебит нефти составил 1,3 м³/сут, в скважине 261 – с Б-III, дебит нефти – 3,7 м³/сут.

Площадь нефтеносности равна 257 тыс.м², высота залежи – 148 м.

Горизонт Б-III К горизонту приурочена нефтяная залежь, получившая развитие в пределах блоков I, II, III, IV, V. Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Горизонт вскрыт 8-ю скважинами. В скважине 241 по ГИС горизонт замещен, в 5-ти скважинах (91, 242, 243, 261, 262) выделены нефтяные пласты, в скважине 263 – нефтяные и водоносные пласты.

Нефтеносность горизонта подтверждена опробованием 6-и скважин, в том числе совместно с горизонтом Б-IV в скважине 261, дебиты нефти варьируют от 3,2 до 34,7 м³/сут.

Высота залежи 249,5 м, площадь нефтеносности 370 тыс.м². **Горизонт**

Б-II

Горизонт представлен песчано-алевритовыми породами с прослоями глин.

К горизонту приурочена нефтяная залежь, получившая развитие в пределах блоков IV и V. Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Горизонт вскрыт 8-ю скважинами и представлен 1 эффективным пластом, толщина горизонта 8-8,5 м. Нефтяные пласты по ГИС выделены в скважинах 91 и 243, в скважине 243 - водоносные пласты, в остальных скважинах горизонт замещен.

Обе скважины опробованы, дебиты нефти составили 2,0-2,7 м³/сут.

Площадь нефтеносности равна 93 тыс.м², высота залежи 5 м. **Горизонт**

Б-I

Горизонт залегает в подошве барремского яруса и приурочен к песчаной пачке, имеющей региональное развитие.

По интерпретации ГИС и данным опробования нефтеносность установлена на блоке I, III, IV и V. Нефтяная залежь относится к типу пластовых, сводовых, тектонически экранированных.

Горизонт вскрыт 8-ю скважинами. Скважинами 91, 241, 242, 243, 262 вскрыты нефтяные пласты, скважинами 244 и 261 – водоносные, скважиной 263 – нефтеводоносные. Нефтеносность горизонта подтверждена опробованием 5-и скважин, дебиты нефти от 4,9 до 39,7 м³/сут.

Площадь нефтеносности 358 тыс.м², в том числе за контрактной территорией – 37 тыс.м², высота залежи - 262 м.

Горизонт Готерив

Горизонт залегает в кровле готеривского яруса и приурочен к песчаноалевролитовой пачке толщиной 1,9-2 м.

Нефтяная залежь относятся к типу пластовых, сводовых, тектонически экранированных. Горизонт вскрыт 8-ю скважинами. Эффективные толщины представлены 1-м пластом в 3-х скважинах на блоках III и V.

Залежь не опробована. Площадь нефтеносности 72 тыс.м².

Меридиональный грабен

В пределах меридионального грабена пробурены 24 вертикальные скважины (Г-14, А-15, А-33, 81, 82, 83, 92, 94, 94а, 95, 203, 215, 216, 217, 218, 219, 224, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 240) и 1 - наклонно-направленная (233). Все глубины по скважине 233 приведены к вертикали. Скважины А-27 и 201 пробурены на юго-восточном крыле вблизи сброса F₃, отделяющего юговосточное крыло от меридионального грабена, альбские и аптские отложения в этих скважинах вскрыты в меридиональном грабене через сброс F₃.

Скважина Г-14 ликвидирована по техническим причинам в период пробной эксплуатации, рядом пробурена скважина-дублер А-15. В связи с тем, что в скважине-дублере А-15 проведен более полный современный комплекс ГИС, скважина Г-14 принята без оценки.

По обработке ГИС и опробованию в пределах грабена установлены нефтяные пласты в альбских, аптских, барремских, готеривских и среднеюрских отложениях.

Горизонт Альб-II

Нефтеносность установлена по ГИС в пределах блока V, в одной скважине 203. В 6-и скважинах горизонт заглинизирован, в 5-и – срезан сбросом, в остальных выделены водоносные пласты.

Залежь неполнопластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Горизонт не опробован. Условный контакт нефти принят на отметке плюс 42 м. Площадь нефтеносности – 56 тыс.м².

Горизонт Альб-I

Нефтеносность получила развитие в пределах блоков II, IV и V.

Нефтяные пласты по ГИС выделены в 4-х скважинах, в 6-и – водоносные, в 4-х горизонт срезан сбросом, в остальных замещен.

Горизонт не опробован. Залежь нефти пластовая, сводовая, литологически и тектонически экранированная. На блоке II принят условный контакт нефти на отметке плюс 12 м, на блоке V – минус 7 м, на блоке IV – минус 32 м.

Горизонт Апт

Горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами и выделяется по ГИС в подошве отложений аптского яруса. В скважинах 81, 82, 215 - срезан сбросом. Залежь нефти является пластовой, сводовой, тектонически экранированной.

Нефтеводонасыщенные пласты установлены по ГИС в 3-х скважинах (92, 216, 218), водоносные - в 4-х (А-27, 95, 233, 234), в остальных скважинах – нефтяные.

Нефтеносность горизонта доказана опробованием. Опробованы 15 скважин, дебиты нефти при опробовании - от 0,5 до 16,3 м³/сут.

ВНК установлен по ГИС на блоках I, II, V и VII на отметках минус 162,6 м, 125,9 м, 53,0 м и 74,3 м соответственно. Площадь нефтеносности 1149 тыс.м², в т.ч. по категории В+С₁ – 1103 тыс.м².

Горизонт Б-V

Горизонт приурочен к верхней части барремского яруса, кровля барремских отложений подвержена размыву. Горизонт в южной части грабена размыт (скважина 92, 95, 218, 236), в скважинах А-27, А-33, 201, 216 срезан сбросом.

К горизонту приурочена нефтяная залежь, пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная, получившая развитие на блоках II, IV, V и VII. На блоке VI горизонт водоносный.

Нефтеносность подтверждена опробованием 4-х скважин, дебиты нефти при опробовании - от 2,5 до 11,2 м³/сут. Площадь нефтеносности – 711 тыс.м², в т.ч. по категории С₁ – 544 тыс.м².

Горизонт Б-IV

Горизонт вскрыт всеми скважинами, в 216 - срезан сбросом. К горизонту приурочена нефтяная залежь, получившая развитие на блоках II, IV, V, VI. По условиям залегания залежь является пластовой, сводовой, тектонически и литологически экранированной.

В 13-и скважинах по ГИС выделены нефтяные пласты, в 1-й – водонефтяные, в 4-х - водоносные, в 4-х – горизонт замещен. Горизонт опробован в 4-х скважинах, дебиты нефти менялись в пределах 2,9-8,9 м³/сут. Площадь нефтеносности – 592 тыс.м², в т.ч. по категории С₁ – 518 тыс.м². **Горизонт Б-III** К горизонту приурочена нефтяная залежь, получившая развитие в пределах II и VI блоков.

Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Нефтяные пласты выделены по ГИС в 8-и скважинах, водонефтяные – в 1-й, водоносный – в 2-х, в 6-и скважинах горизонт замещен.

Нефтеносность блока доказана опробованием и эксплуатацией скважин 82 и 234. При опробовании дебиты нефти составили 1,3-14,3 м³/сут.

Площадь нефтеносности – 308 тыс.м², в т.ч. по категории С₁ – 290 тыс.м².

Горизонт Б-II

Нефтеносность по ГИС и опробованию установлена на блоке II. Горизонт вскрыт 17-ю скважинами, в 2-х (234 и 238) - срезан сбросом.

По условиям залегания горизонта залежь относится к полнопластовым, сводовым, тектонически и литологически экранированным.

Нефтеносность горизонта подтверждена опробованием 4-х скважин (А33, 81, 82, 83), дебиты нефти при опробовании – 0,9-17,7 м³/сут. Площадь нефтеносности равна 529 тыс.м². **Горизонт Б-I**

Горизонт залегает в подошве барремского яруса и приурочен к песчаной пачке, имеющей региональное развитие.

По интерпретации ГИС и данным опробования нефтеносность установлена на блоке II. Горизонт вскрыт 17-ю скважинами, в скважине 234 – срезан сбросом, в скважине 233 – не вскрыт.

Нефтяная залежь относится к типу пластовых, сводовых, тектонически экранированных.

Площадь нефтеносности – 776 тыс.м².

Горизонт Готерив

Горизонт залегает в кровле отложений готеривского яруса, вскрыт 16-ю скважинами, в скважине 234 – срезан сбросом. 219 и 233 скважинах – не вскрыт. Нефтеносность по ГИС установлена в своде блока II.

Нефтяная залежь относится к типу пластовых, сводовых, тектонически и литологически экранированных.

На большей части площади грабена горизонт замещен (в 10-и скважинах), нефтяные пласты по ГИС выделены в 4-х скважинах, эффективная толщина в пределах 0,9-2 м.

Горизонт не опробован. Площадь нефтеносности – 173 тыс.м². **Горизонт**

Ю-III

В стратиграфическом отношении горизонт приурочен к нерасчлененным отложениям бат-байосского яруса, залегает в кровле средней юры. Горизонт вскрыт 14-ю скважинами, в скважине 217 – срезан сбросом. К горизонту приурочена нефтяная залежь, получившая развитие на блоках I и II.

Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

По ГИС в 9-и скважинах выделены нефтяные пласты, в 1-й – водонефтяные, в 2-х – водоносные, в 2-х скважинах горизонт замещен.

Горизонт Ю-II

Горизонт вскрыт скважинами Г-14, 92, 94, 216. К горизонту приурочена нефтяная залежь, получившая развитие на блоках I и II.

Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

На блоке I опробована скважина 92, в которой горизонт включает 2 маломощных пласта толщиной 2,2 и 1,4 м. Площадь нефтеносности на блоке I – 332 тыс.м², на блоке II – 2,6 м, площадь нефтеносности – 96 тыс.м², общая площадь нефтеносности – 428 тыс.м².

Юго-восточное крыло

На крыле пробурены 52 скважины (А-1, А-2, А-3, А-4, А13, А-13, А-16, А17, А-18, А-19, А-20, А-25, А-26, А-27, А-35, А-36, А-37, 70, 87, 89, 201, 202, 205, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 220, 221, 222, 223, 225, 227, 228, 229, 246, 406а, 407а, Г-25, Г-15, Г-16, Г-17, Г-18, Г-19, Г-23, Г-24, Г-25).

По результатам обработки ГИС и опробованию в пределах юговосточного крыла в среднеюрских отложениях установлены продуктивные горизонты Ю-III, Ю-II пласты “а” и “в”, Ю-I, в нижнеюрских - J₁ и в нижнетриасовых один горизонт – Триас.

Горизонт Ю-II по насыщению разделен на 3 пласта: верхний “а” и нижний “в” – нефтеносные, средний “б” – водоносный.

Горизонт Ю-III

Горизонт приурочен к кровле среднеюрских отложений, вскрыт всеми скважинами. Нефтеносность горизонта установлена по обработке ГИС в пределах блоков I и II.

Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная, с терригенными коллекторами порового типа.

На блоке I выделяется два участка: в районе скважин 207, 212, ограниченный сбросами и зоной замещения, а в районе скважины 89, экранированный плоскостью сброса и замещением.

Горизонт опробован в скважине А-25 в водонефтяной зоне, получен приток воды с незначительным содержанием нефти, дебит нефти 0,1 м³/сут, воды – 5,6 м³/сут.

Площадь нефтеносности – 486 тыс.м².

Горизонт Ю-II

Горизонт залегает в подошве бат-байосских отложений и представлен переслаиванием песков, алевроитов, реже алевролитов и песчаников с глинами.

Флюидоупором является преимущественно глинистая пачка с редкими тонкими прослойками алевролитов и песков.

Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная с терригенными коллекторами порового типа.

Пласт “а”

Нефтеносность по ГИС установлена на блоках I и II. На значительной площади пласт замещен. В 14-и скважинах по ГИС выделены нефтяные пласты, в 3-х – водоносные. На блоке II нефтеносны 2 участка, разделенные зоной замещения.

Пласт не опробован. На блоке I принят условный контакт нефти на отметке минус 62 м, на блоке II минус 46 м, глубина залегания коллекторов – минус 22,7 м, высота залежи – 39,3 м. Площадь нефтеносности равна 245 тыс.м².

Пласт “в”

В 37 скважинах по ГИС выделены нефтяные пласты, в 2-х – водонефтяные, в 8-и – водоносные, в 1-й скважине горизонт замещен.

Нефтеносность подтверждена опробованием скважин. При опробовании 7-ми скважин (Г-18, Г-23, Г-25, А-20, А-25, А-26, А-35) дебиты нефти менялись в пределах 6,2-13,9 м³/сут. В скважине Г-15, находящейся в водонефтяной зоне, дебит нефти равен 0,3 м³/сут, воды – 6,3 м³/сут.

На блоке I принят условный контакт нефти на отметке минус 120 м, на блоке II ВНК установлен по ГИС на отметке минус 170 м.

Площадь нефтеносности равна 1462 тыс.м², в т.ч. по категории В+С₁ – 1380 тыс.м², высота залежи - 129,7 м.

Горизонт Ю-I

Стратиграфически горизонт приурочен к отложениям ааленского яруса.

К горизонту приурочена нефтяная залежь, получившая развитие на блоках I и II. На блоке III в скважинах Г-19 и 70 горизонт водоносный.

Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная с терригенными коллекторами порового типа.

В 4-х скважинах горизонт замещен, в 9-и по ГИС выделены водоносные пласты, в 1-й скв. 221 – водонефтяные пласты, в остальных – нефтяные. Нефть получена при опробовании 21 скважины, дебиты варьируют в пределах 1,7-73,4 м³/сут.

Площадь нефтеносности – 1435 тыс.м².

Горизонт J₁

Приурочен к песчаногаечниковой тоще нижней юры, толщина горизонта достигает 42,6-67 м.

Флюидоупором является глинистая пачка толщиной 20-40 м, являющаяся разделом между продуктивными горизонтами Ю-I и J₁, сложенная карбонатными, жирными на ощупь глинами с тонкими прослойками песков, песчаников, алевролитов и бурых углей.

К горизонту приурочена нефтяная залежь, получившая развитие на блоках I, II и III. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная с терригенными коллекторами порового типа.

Нефтеносность горизонта доказана опробованием 31 скважины, дебиты нефти при опробовании менялись в пределах 3,1-232,2 м³/сут. Из скважин Г-18 и Г-19, находящихся в непосредственной близости водонефтяному контакту, получены притоки воды с пленками нефти.

Общая площадь нефтеносности равна 1122 тыс.м².

Горизонт Триас

Горизонт приурочен к нижнетриасовым отложениям. Триасовая залежь нефти получила развитие только в пределах юго-восточного крыла на блоке III.

На других тектонических элементах структуры в скважинах, вскрывших триасовый горизонт, по ГИС выделяются только водоносные пласты.

Триасовая залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная, с терригенными коллекторами порового типа.

Горизонт опробован в скважине Г-19, дебит нефти 6,5 м³/сут. Площадь нефтеносности – 200 тыс.м².

Юго-западное крыло

На юго-западном крыле горизонт Ю-III размыт, горизонты Ю-II, Ю-I и J₁ продуктивны, в триасовых отложениях коллекторы по ГИС водоносные

Нефтеносность установлена в пределах блока I, где пробурено 6 скважин Г-10, 84, 90, 245, 265, 266, остальные 3 (Г-2, Г-3, 85) скважины – вне предела залежей.

Горизонт Ю-II

Горизонт залегает в подошве бат-байосских отложений и представлен переслаиванием песков, алевроитов, реже алевролитов и песчаников с глинами.

Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная, с терригенными коллекторами порового типа.

Площадь нефтеносности равна 233 тыс.м², высота залежи – 49,4 м.

Горизонт Ю-I

Стратиграфически горизонт приурочен к отложениям ааленского яруса средней юры. Литологически горизонт представлен мелко- и среднезернистыми песчаниками с прослоями глин. Толщина горизонта достигает 40,5-46,8 м, в скважине 266 - 17,5 м, кровля горизонта срезана сбросом.

К горизонту приурочена нефтяная залежь, пластовая, сводовая, тектонически экранированная с терригенными коллекторами порового типа. В 3-х скважинах (84, 245, 265) по ГИС выделены нефтяные пласты, в скважине 266 – водонефтяные, в скважине Г-10 – водоносные. Нефтеносность горизонта доказана опробованием скважины 84, получен приток нефти дебитом 8,5 м³/сут.

ВНК подсечен скважиной 266 на отметке минус 112,4 м. Площадь нефтеносности равна 336 тыс.м².

Горизонт J₁

Приурочен к песчаногаечниковой тоще нижней юры, толщина горизонта достигает 40-52,5 м.

К горизонту приурочена нефтяная залежь, пластовая, сводовая, тектонически экранированная с терригенными коллекторами порового типа. Горизонт опробован в 4-х скважинах (84, 245, 265, 266), дебиты нефти при опробовании в пределах 4,8-20,7 м³/сут. ВНК установлен по ГИС в скважине 265 на отметке минус 164,1 м, при опробовании скважины из интервала минус 125,5-151,1 м получена безводная нефть. Площадь нефтеносности 475 тыс.м².

2 Доразведка месторождения Акжар

Месторождение Акжар представляет собой крайне сложное структурнотектоническое строение, обусловленное особенностями соляной тектоники.

Из-за наличия многочисленных тектонических нарушений, размывов стратиграфических единиц, с которыми связаны основные отражающие горизонты, геологическое строение представляет собой сложную структуру.

В тектоническом плане месторождение приурочено к восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины, а в структурном отношении по кровле ассельско-артинских отложений нижней перми представлено брахиантклинальной складкой ассиметричного строения. Структура имеет северо-восточное простирание, две локальных вершины и размеры 31 x 9 км с амплитудой 300-350 м. Юго-восточный склон поднятия крутой, северо-восточный - пологий и рассечен тектоническим нарушением (рис.2.1).



Рисунок 2.1 – Нефтяное месторождение Акжар

По надсолевым отложениям солянокупольная структура Акжар системой тектонических нарушений сбросового типа разбита на три крыла: северное, юго-восточное и юго-западное, представляющих собой самостоятельные приразломные ловушки. Непосредственно на месторождении Акжар подсолевые отложения бурением не вскрыты.

Наиболее приподнятым является юго-западное крыло. Юго-восточное крыло структуры по всем отражающим горизонтам является опущенным по отношению к юго-западному крылу, в практике такие месторождения встречаются и опущенный блок являлся нефтегазоносным.

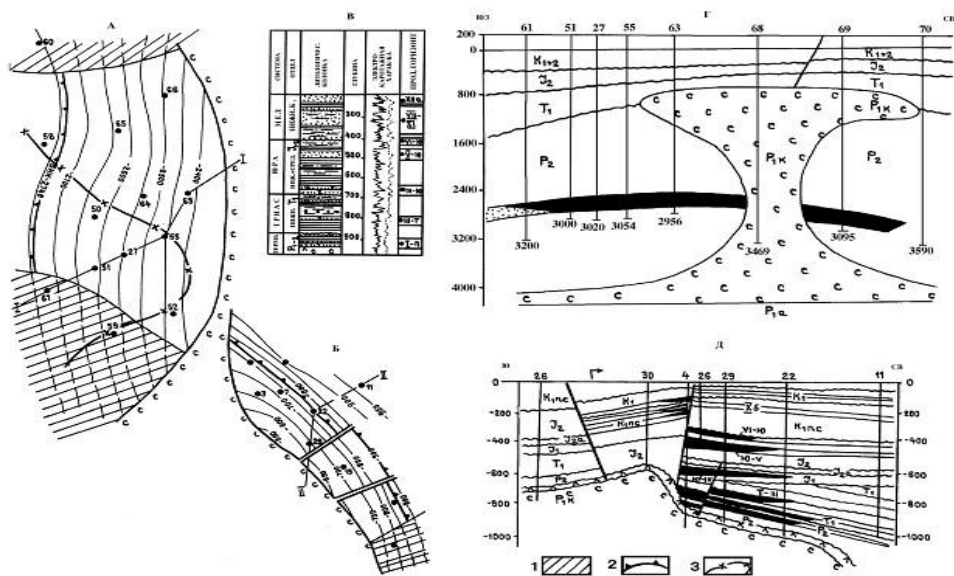
Претерпев изменения во время образования залежи, юго-восточное крыло опустилось и закрылось глинистой покрывкой. Тем самым став ловушкой углеводородов.

На востоке и юге Прикаспийской впадины в нижнемеловых породах найдено несколько нефтеносных горизонтов и открыты нефтегазоносные месторождения.

Поиск углеводородов в мезозойском комплексе юго-восточной части Прикаспийской впадины в настоящее время весьма актуален, если учесть небольшие глубины нефтегазоносных комплексов.

Ниже приведены примеры соседних, сходных по строению месторождений.

На месторождении Каратюбе залежи нефти установлены на юго-восточном крыле и в центральной части грабена (рис.2.2). В первом из них продуктивные нефтяные горизонты выявлены: один в верхней перми, два - в нижнем триасе, один - в нижней юре, два - в средней юре. В пределах грабена небольшие нефтяные залежи связаны с отложениями баррема и апта. Продуктивный разрез на месторождении охватывает интервал от 200 м до 2650. Высоты нефтяных залежей изменяются в широких пределах, достигая максимальных значений 300 м. Коллекторы поровые, с пористостью 15,0-34,8% и проницаемостью от 0,001 до 3,64 мкм². Нефть легкая, с плотностью 852-862 кг/м³.



Нефтяные месторождения Каратюбе и Каратюбе Южное (по О.Н. Марченко, З.Е. Булебаеву и др., 1968 г.; А.А. Абаханову и др., 1990 г.)

Структурные карты по кровле: А-верхнепермского горизонта I; Б-нижнетриасового горизонта II; В-разрез продуктивной части отложений; Г, Д-геологический разрез по линии I-I и II-II соответственно.

1-зона отсутствия коллекторов; 2-контур нефтеносности; 3-контур соляного карниза.

Рисунок 2.2 - Нефтяное месторождение Каратюбе и Каратюбе Южное.

Месторождение Локтыбай приурочено к восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины и располагается в пределах бровки и склона карбонатного уступа КТ-II. По горизонту П12 поднятие с юга ограничено широтными разломами, прослеживающимися в толще терригенных средневизейских отложений, и образует полусвод, который оконтуривается изогипсой -3900 м с размерами 3,5 x 2,2 км при амплитуде 300 м (рис.2.3).

По данным бурения поисковых скважин в геологическом строении принимают участие породы палеогена, мела, триаса, верхней перми и кунгура. Подсолевая часть сложена отложениями трех литолого-стратиграфических комплексов: нижнепермско-верхнекаменноугольный терригенно-карбонатный, каширско-верхневизейский карбонатный (КТ-II) и средне-нижневизейский терригенный. В терригенном разрезе выделено 7 продуктивных горизонтов.

Дебиты нефти от 1,6 до 27 м³/сут. Нефть слабосернистая, содержание парафина в пределах 1,32-4,9% с плотностью 845 кг/м³.

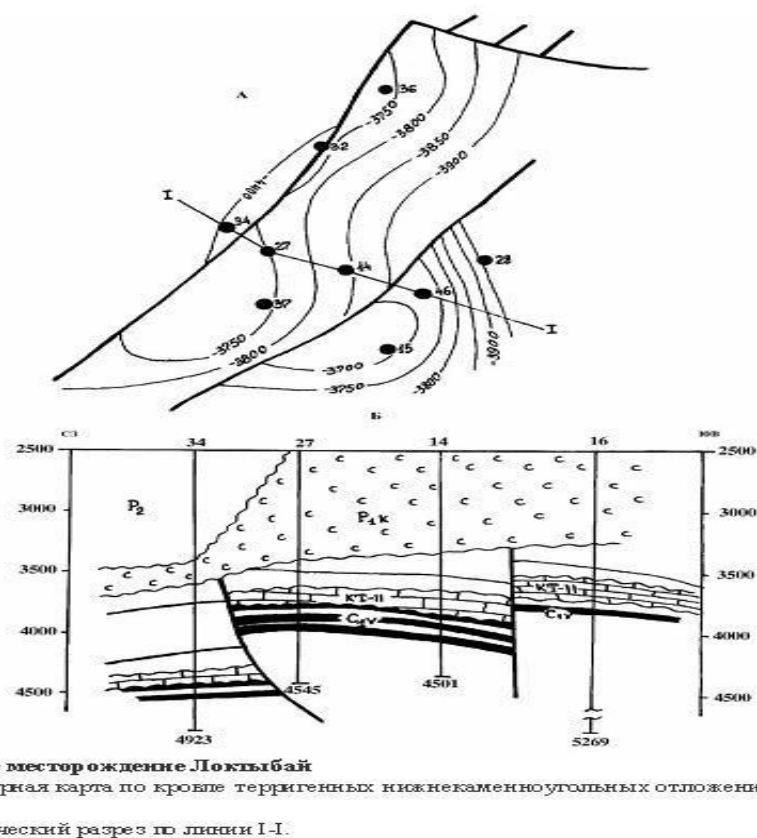


Рисунок 2.3 – Нефтяное месторождение Локтыбай

На месторождении Кожасай в пределах пачки КТ-II выделено два продуктивных горизонта (I и II). Первый продуктивный горизонт приурочен к отложениям московского и башкирского ярусов толщиной 60-160 м. Второй продуктивный горизонт приурочен к отложениям серпуховского яруса толщиной 120-280 м и имеет нефтенасыщенную толщу 87 м.

Высота газовой шапки 203 м, нефтяной части залежи в среднем для I горизонта 290 м и 225 м - для второго. В тектоническом отношении структура представляет собой брахиантиклинальную складку, субмеридианального простирания с размерами 18 x 4,5 км при амплитуде более 400 м в пределах северного свода и свыше 300 м - южного (рис.2.4). Залежь нефти с газовой шапкой массивно-пластовая, литологически ограниченная. Коллекторы карбонатные, представлены известняками, иногда доломитизированными. Открытая пористость изменяется от 9 до 9,6%, проницаемость 0,173 мкм². Покрышкой служат глинистые отложения московского яруса. Нефти легкие и тяжелые (827-886 кг/м³).

3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В разделе приведен расчет геологической и экономической эффективности предполагаемых работ на месторождении Акжар. Данные для расчета взяты с соседних площадей с похожим геологическим строением. Виды и объемы предполагаемых работ приведены ниже в таблицах.

Таблица 3.1 – Основные объемы и виды работ (обязательных) на месторождении Акжар

№	Вид работы	Ед. Измерения	Всего
1	Бурение скважин, а также затраты на постановку буровой площадки	млн тенге/тыс \$ США	239,7/733
		скважин	2
		погонный метр	1800
2	Геофизические исследования скважин	млн тенге/тыс \$ США	7,5/22,9
3	Опробывание и тестирование пластов	млн тенге/тыс \$ США	6,6/20
		объектов	2
4	Обустройство и пробная эксплуатация	млн тенге/тыс \$ США	3,3/10
5	Отчеты и проектирование скважин	млн тенге/тыс \$ США	3,2/9,8
6	Производственный эко мониторинг	млн тенге/тыс \$ США	1,5/4,5
7	Другие затраты по геологической разведке	млн тенге/тыс \$ США	5/15,2
8	Страхование, налоги и др.	млн тенге/тыс \$ США	27,8/85
	ИТОГО:	млн тенге/тыс \$ США	294,6/900,4

Примечание – 1 доллар США равен 380 тенге

Таблица 3.2 – Основные объемы и виды работ (обязательных) на месторождении Акжар

Виды работ	Ед. измерения	Всего
------------	---------------	-------

Поисковое бурение	м	1800
Количество скважин	шт	2
ГИС	м	1800
Испытания на скважинах	скважина	2
Экологические исследования	количество выездов	1
Проектные работы	проект	1

В таблице ниже показаны итоговые расчеты по геологоэкономической эффективности поисковых работ.

Таблица 3.3 – Итоговая таблица геолого-экономической эффективности поисковых работ на месторождении Акжар

№	Показатель	Ед. Измерения	Всего
1	Итоговая стоимость основных работ	млн тенге/тыс \$ США	294,6/900,4
2	Общая проходка	м	1800
3	Прирост геологических ресурсов (нефть) в результате бурения	тыс т	30
		тыс баррелей	213,2
4	Фактические затраты на 1 тонну нефти	тенге	9820
		\$ США	30
5	Прирост запасов на 1 м проходки	тонна	16,6
		баррель	118,4

Примечания:

1) 1 доллар США равен 386 тенге;

2) коэффициент баррелизации равен 7,1 при плотности нефти 885 кг/м³

Стоимость 1 барреля нефти равен 72 \$ США. По подсчетам запасов видно, что количество извлекаемой нефти равно 30 тыс т. (213тыс баррелей), что равняется [14 780 000](#) \$ США или [5 179 060 000](#) тенге.

В итоге можно сказать, что доразведка месторождения Акжар, является весьма выгодной, с прибылью около 12 млн \$ США или 3,8млрд тенге.

4 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

4.1 Утилизация, сжигание попутного и (или) природного газа

Согласно внесенным изменениям в нефтегазовое законодательство, введен практически запрет на сжигание попутного и природного газа без его полной утилизации (статья 30-5 Закона «О нефти» называется «Утилизация, сжигание попутного и (или) природного газа»). В «Программе утилизации газа месторождения Акжар» разработаны варианты утилизации попутного газа с учетом объемов добываемого газа, а также инфраструктурных и технологических особенностей объекта. На месторождении Акжар при небольших объемах газа и не развитой инфраструктуре более предпочтительным является использование всего объема добываемого попутного газа для собственных и технологических нужд нефтепромысла. В Программе рассмотрены и рекомендованы направления утилизации попутного газа на месторождении Акжар..

- Потребление газа котловыми установками для обогрева резервуаров, тепло- и горячего водоснабжения нефтепромысла;

- Использование подогревателя нефти с промежуточным теплоносителем ППТ-0,2. Применяется для подогрева нефти и нефтяных эмульсий при подготовке на промыслах и устьях скважин.

Основными потребителями нефтяного газа на промысле во время использования добываемого попутного газа на собственные нужды должны являться:

1. Печь для подогрева, для подготовки нефти до товарных условий.
2. Печь для нагрева воды для обессоливания нефти.
3. Котельная для обогрева промышленных построек и обогрева емкостей.
4. Котельная для обогрева бытового комплекса.
5. Котельная для обогрева мастерской.

Загрязняющими веществами от факела, котла, печи подогрева продукты сгорания топлива – оксид углерода, метан, диоксид азота, оксид азота, сажа.

4.2 Мониторинг атмосферного воздуха

Исследование воздушного бассейна района месторождения Акжар производились экологической лабораторией Департамента аналитических исследований ТОО «КазНИГРИ». Отбор и анализ проб атмосферного воздуха были произведены 21 мая 2009 г. и 13 октября 2009 г. Отбор проб производился на высоте 2 м.

Размер санитарно-защитной зоны составляет 1000 м, согласно «Санитарноэпидемиологическим требованиям к проектированию производственных объектов».

В настоящее время содержание загрязняющих веществ в атмосферном воздухе рабочей зоны и санитарно-защитной зоны не превышает ПДК.

4.3 Мониторинг состояния почв

Исследование почвы на месторождении Акжар производилось экологической лабораторией Департамента аналитических исследований ТОО «КазНИГРИ». Визуальное наблюдение за уровнем загрязнения почв на месторождении, отбор и анализ проб почвы были произведены 21 мая 2009 г. и 13 октября 2009 г.

Загрязнений почвы на контрактной территории при визуальном обследовании не зафиксировано.

Содержание обнаруженных нефтепродуктов показывает незначительное загрязнение почвы месторождения. Степень загрязнения почвы месторождения по содержанию нефтепродуктов относится к допустимому уровню согласно РНД «Охрана земельных ресурсов. Экологические требования в области охраны и использования земельных ресурсов» (г. Астана, 2005 г.).

4.4 Мониторинг водных ресурсов

В районе расположения месторождения Акжар поверхностные водоносные источники отсутствуют. Подземные воды залегают на глубине 1,8 м. Во время проведения работ и для жизнедеятельности вахтового поселка используется привозная вода. Водоотведение сточных вод производится в септик, который по мере наполнения отсасывается вакуумной автоцистерной.

Потенциальным источником отрицательного воздействия на подземные воды является септик, глубина которого достигает 1,5 м, поэтому были отобраны и изучены пробы сточной воды из септика.

Отбор и анализ проб сточной воды септика производились лабораторией Департамента аналитических исследований ТОО «КазНИГРИ» 21 мая 2009 г. и 13 октября 2009 г.

Сточная вода по типу – слабосоленоватая, из всех проанализированных компонентов превышают нормы ПДК общая минерализация, аммонийсолевой, хром и висмут.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За период 2005-2010гг. на контрактной территории месторождения Акжар пробурено 17 скважин, общий метраж составляет 21000 м. Из них в подсчетный участок входит 13 поисково-разведочных скважин. По пробуренным скважинам общий метраж составляет 10000,8 м. В результате бурения и испытания новых скважин (Г-12, Г-13, Г-14 и Г-16) прослежены ранее выявленные аптские горизонты.

Выявлены перспективы нефте-газоносности западного блока месторождения Акжар, проанализировал геологическое строение юго-западной части Прикаспийской синеклизы.

По проекту, на основе текста отчета месторождения Акжар, а также дополнительной литературы, было проанализировано:

- Доразведка западного блока и его подсчет запасов.

Составлен проектный геологический разрез

- Анализ геологического строения Юго-Западной части Прикаспийской впадины

Западный блок месторождения Акжар является перспективным.

Запасы нефти и растворенного газа в нефти по результатам подсчета составляют, соответственно, в количествах:

- Нефть
- по категорий С1 - 123 тыс.т - геологические, 20 тыс.т - извлекаемые;
- Растворенный газ
- по категории С1 - 1,1 млн.м3 - геологические; 0,2 млн.м3 – извлекаемые.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

- 1 Годовой отчет по добыче нефти и газа за 2012 год. НГДУ, «Октябрьскнефть»
- 2 Под редакцией Ш.К.Гиматудинова «Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений». М.: «Недра» 1983 г.
- 3 В.И.Щуров. «Технология и техника добычи нефти». М.:«Недра» 1983 г 4
Гиматудинов Ш.К., Дунюшкин И.И., Зайцев В.М. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. М.: «Недра» 1988 год.
- 5 Бойко Б.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М.: «Недра» 1990 год.
- 6 Середа Н.Г., Муравьев В.М. Основы нефтяного и газового дела. М.: «Недра» 1980 год.
- 7 Проект нормативов предельно-допустимых выбросов (ПДВ), загрязняющих веществ в атмосферу, НГДУ «Октябрьскнефть». Казэкопроект, 2001 г
- 8 Бренц Н.Л., Тищенко В.Е. и другие. Организация, планирование и управление предприятием нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1984
- 9 Гиматудинов Ш.К. и другие. Справочная книга по добыче нефти. М.: Недра, 1983
- 10 Джиембаева К.И., Лалазарян Н.В. Сбор и подготовка скважинной продукции на нефтяных месторождениях. Алматы, 2000
- 11 Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1985
- 12 Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М.: Недра, 1983 13
Сыромятников Е.С., Победоносцева Н.Н. Организация, планирование и управление нефтегазодобывающими предприятиями. М.: Недра, 1987 14
Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1985 15
Комплексная схема охраны природы при освоении нефтяных и газовых месторождений в Западном Казахстане (корректировка). Том 1. Охрана окружающей среды при строительстве скважин. Алма-Ата, 1999 **Приложение А**

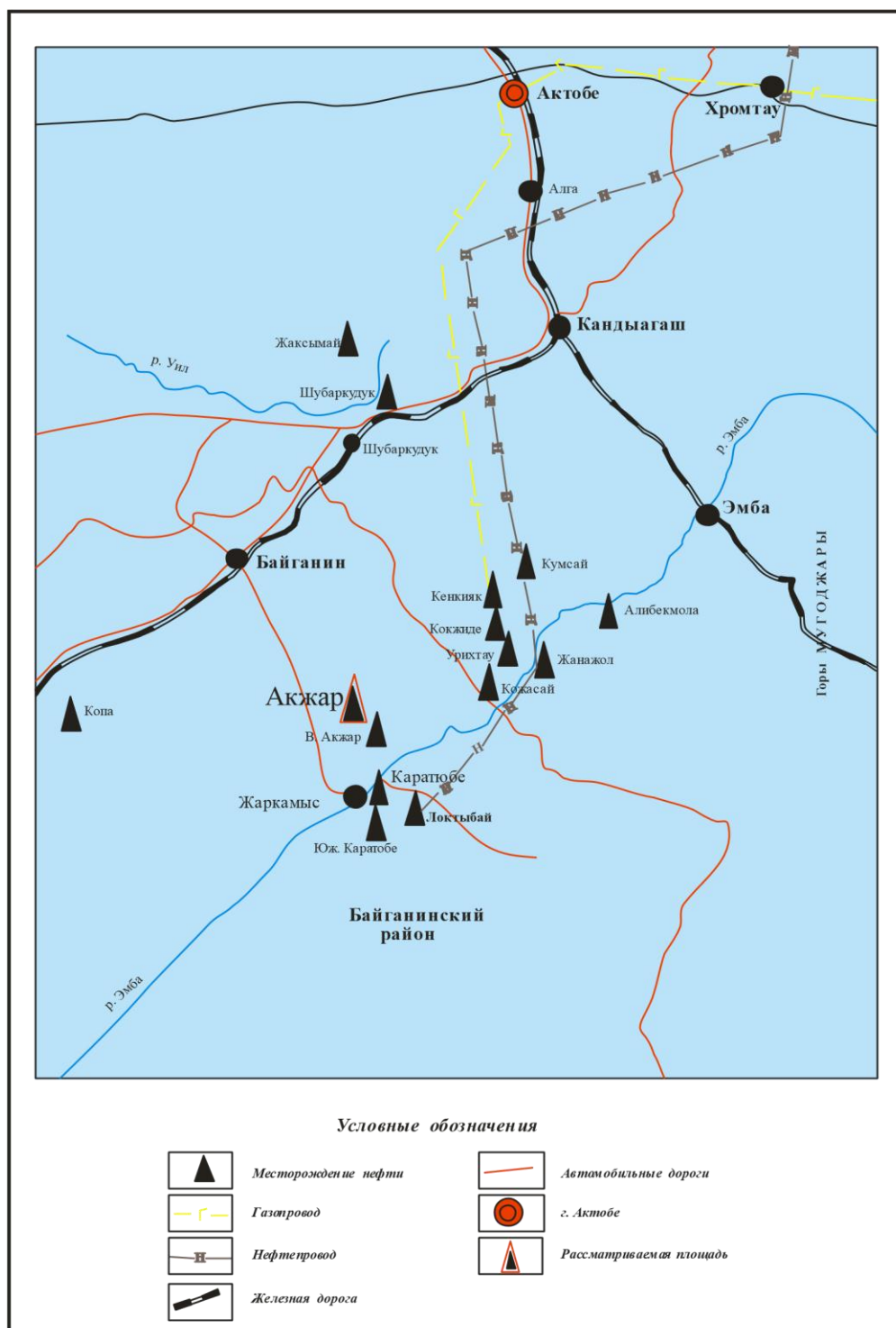
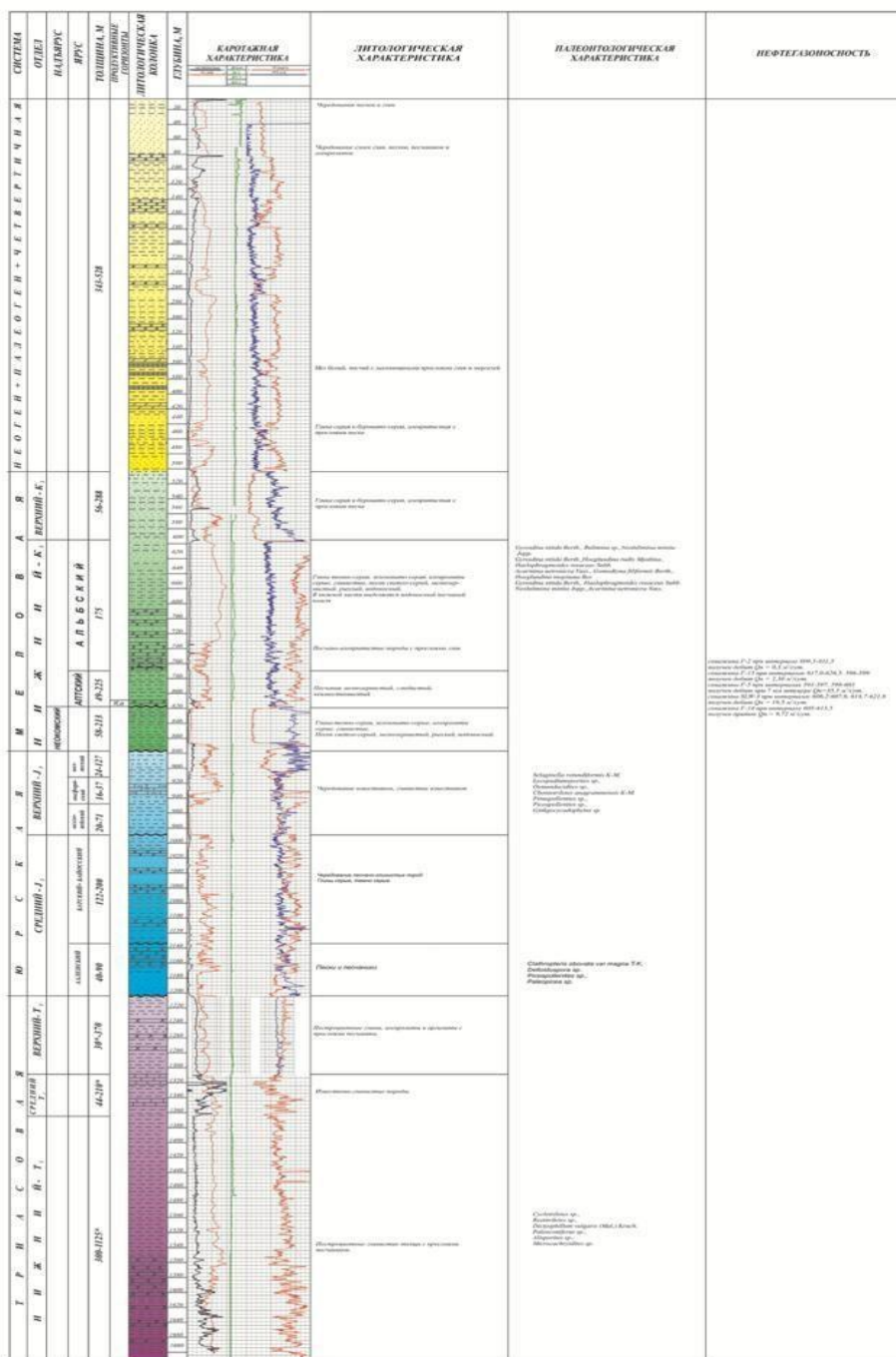


Рис.1. ОБЗОРНАЯ КАРТА

Приложение Б

Литолого-стратиграфическая колонка

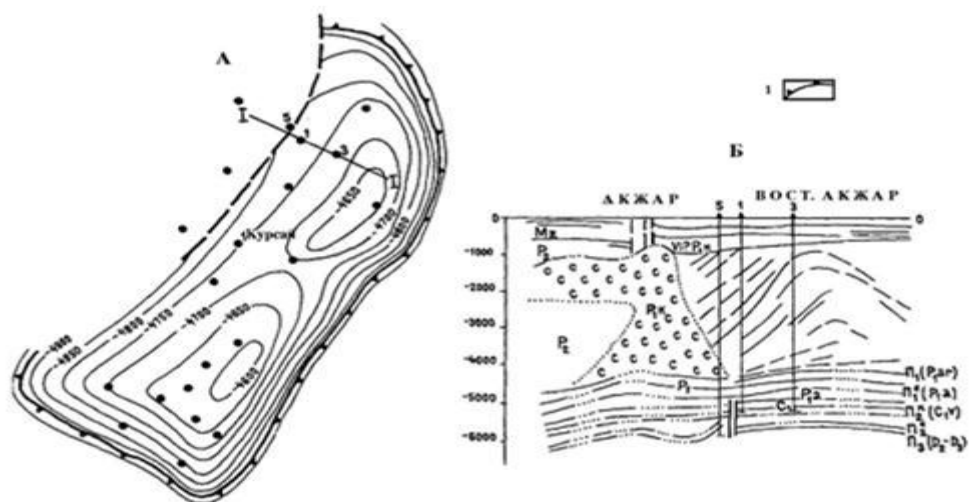


УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



					ДП-5В070600	
Должность	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Литолого-стратиграфическая колонка	Участок	Масштаб
Студент	Мельниш В.В.				Литолог	1:2000
Преподаватель	Мельниш В.В.				Инженер	
Лаборант	Мельниш В.В.				Инженер	
Редактор	Мельниш В.В.				Инженер	
на кафедре Геология Т.А.						
Д.Косовский, профессор М.Г.				Геологическое строение, нефтегазовость и другие гидрогеологические условия	КадИПУ Кабинет ГИ	

Приложение В



а) Схематическая структурная карта по кровле ассельских отложений P1; б) Сейсмический разрез по линии I-I.
I - водонефтяной контакт залежи.

Приложение Г

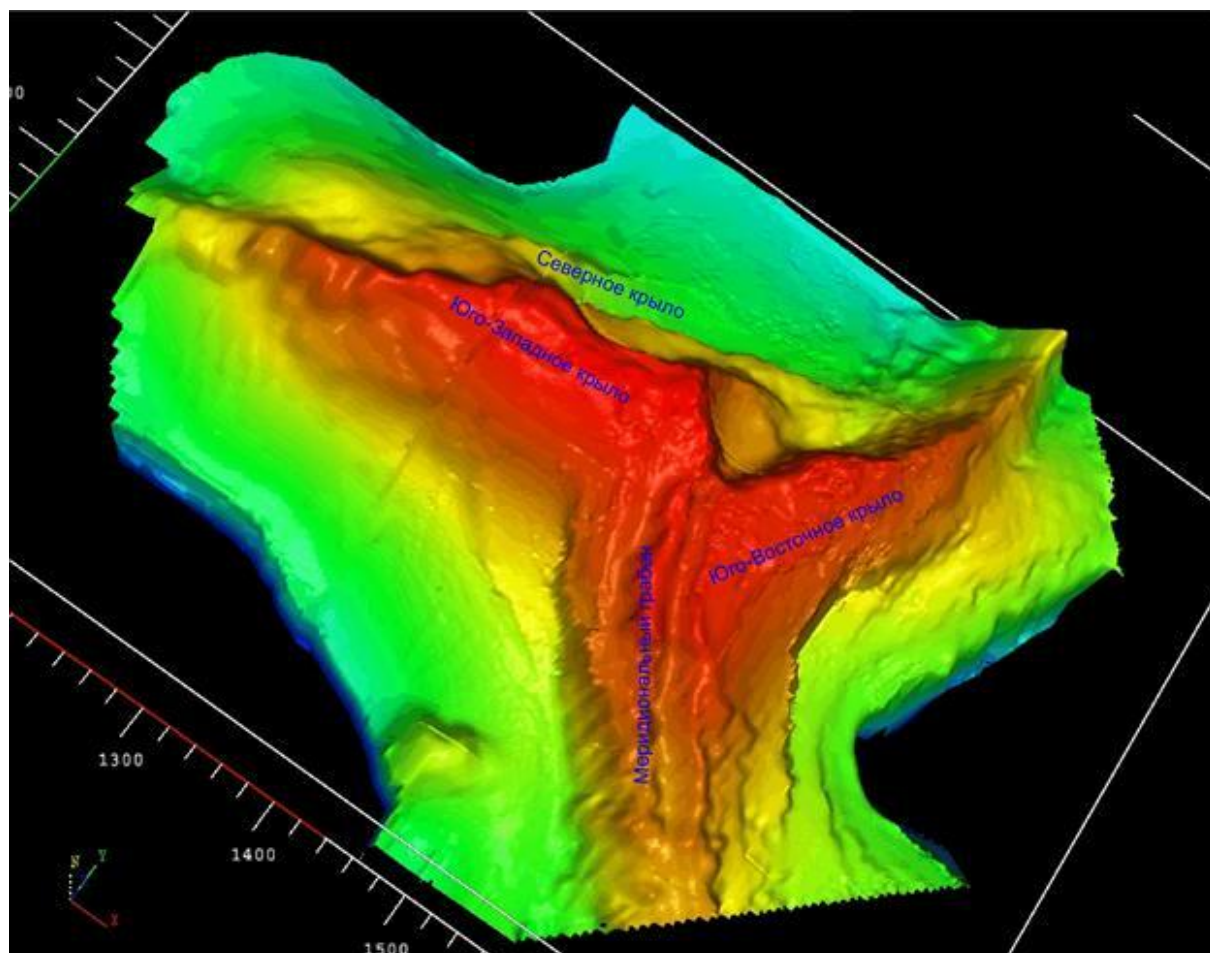


Рисунок 2 - Строение соляного купола Акжар по данным 3D сейсморазведки

Приложение Д

