

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ К.И. САТПАЕВА

Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова

УДК 553.98(075.8).

На правах рукописи

Ташкенбаева Надира Даркенбаевна

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

На соискание академической степени магистра

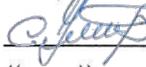
Название диссертации

Геологическое строение, нефтегазоносность
обоснование подсчётных параметров
месторождения Аккудук

Направление подготовки

6M070600 – «Геология и разведка
месторождения полезных ископаемых»

Научный руководитель,
канд. техн. наук

 С.К. Умиршин
«__» _____ 2020 г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

«Геологии нефти и газа»

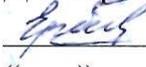
Доктор Phd, профессор

_____ Т.А. Енсепаев

«__» _____ 2020г.

Рецензент,

Доктор Phd

 Д. Даутбеков
«__» _____ 2020г.

Нормоконтроль,

Магистр тех.наук

 М.Е. Санатбеков
«__» _____ 2020г.

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ К.И. САТПАЕВА

Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова

Кафедра Геология нефти и газа

Специальность 6M070600 – «Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
«Геологии нефти и газа»

Доктор PhD, профессор

« ___ » _____ 2020г.

_____ Т.А. Енсепбаев

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Ташкенбаева Надира Даркенбаевна

Тема: Геологическое строение, нефтегазоносность обоснование подсчётных параметров месторождения Аккудук

Утверждена приказом проректора по научно-образовательной деятельности университета № 2346-М от «12» июля 2019 г.

Срок сдачи законченной диссертации «2» июля 2020г.

Исходные данные к магистерской диссертации: Обобщение и систематизация всей имеющейся геолого-геофизической информации по месторождению Аккудык.

Увязка полученных новых, в том числе сейсмических материалов исследуемой территории с существующими нефти. Анализ данных по глубинным пробам пластовых флюидов.

Анализ результатов трассерных исследований.

Дифференциация разломов на проводящие и экранирующие.

Анализ влияния тектонических нарушений на строение залежей высоковязкой

Актуализация геологической модели пластов Ю1 и Ю2.

Разработка рекомендаций по повышению эффективности освоения залежей высоковязкой нефти.

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

1. На основе комплексного анализа геолого-геофизических и геолого-промысловых данных установлены единство и сообщаемость нефтегазонасыщенных пластов Ю1 и Ю2, объединенных в единый эксплуатационный объект.

2. Проведенная дифференциация дизъюнктивных нарушений по экранирующим свойствам и их роль в строении залежи и распределении запасов углеводородов.

3. Построенная геологическая модель продуктивной толщи учитывающая влияние разломной тектоники на гидродинамическую сообщаемость пластов.

4. Геологическое обоснование рекомендаций по оптимизации доразведки и освоения залежей с целью получения максимального нефтеизвлечения.

Перечень графического материала:

- Общие сведения месторождения, история проектирования и основные положения реализуемого варианта разработки месторождения;
- Литолого-стратиграфическая характеристика разреза и основные черты тектонического строения;
- Сейсмогеологическая модель строения месторождения Аккудык;
- Нефтегазоносные комплексы и основные продуктивные горизонты;
- Состав и свойства нефти и газа;
- Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов. Рекомендации по проведению работ;

Рекомендуемая основная литература:

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1 РД 39-0147098-004-88 «Методика оценки современного состояния и прогнозирования нарушения, загрязнения земель вредными веществами и разработки рекомендаций по землеохранным мероприятиям в нефтяной промышленности», Уфа, 1987г.

2 Воцалевский Э., Утебаев Б.К., Токарев В.П., Джарылгапов Ш., и др. Отчет «Подсчет запасов Аккудык (Кирель) Мангышлакской области, Казахской ССР», ПГО ГНГГ, КЭМНГР 1985г. Гарушев А.Р., Боксерман А.А., Лубенец Ю.Д. и др. Отчет «Технологическая схема разработки месторождения Аккудык с применением теплового воздействия на пласты», НПО Союзтермнефть, ВНИПИтермнефть 1990 г.

3 Джон Кулшо Отчет геофизических исследований, проведенных на месторождении Аккудык, 2002 г., «Тексако»

4 Банников Г.А. Отчет о результатах интерпретации сейсморазведочных данных 2Д и 3Д по структуре Аккудык на лицензионной площади «Бузачи Оперейтинг Лимитед», 2007 г., ТОО «PGD Services»

5 Джон Руссо Петрофизический анализ ГИС на месторождении Аккудык, Тексако, декабрь 2001г.

6 АО «НИПИнефтегаз» Отчет «Технологическая схема разработки м. Аккудык», 2003г.

7 АО «НИПИнефтегаз» «Отчет по исследованию глубинных проб нефти отобранных из скважин СБ648, СБК110, СБ106, СБ912, СБ687 месторождения Аккудык», 2008 г.

8 АО «НИПИнефтегаз» «Отчет по исследованию рекомбинированных проб нефти отобранных из скважин СБ20, СБ1049 месторождения Аккудык», 2008

9 Z. Koren and I. Ravve. Constrained Dix inversion. Geophysics, vol.71(6) 2006, pp R113- RM. Reshel and D. Kozlov Migration of common shot gathers Geophysics, vol.51(2) 1986, pp R324-331.

10 Fred J. Hilterman. Seismic Amplitude Interpretation. EAGE, 2001.

11 Castagna J.P., Bazle M.L., Kan T.K. Rock Physics – The link between rock properties and AVO response. Offset – dependent reflectivity – Theory and practice of AVO analysis.- Soc. Expl. Geophys., 1993, p.p.135-171.

12 Заляев Н.З. “Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин”. – Минск, 1990г.

13 Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов (Год 2000). Издательство «Научный мир». Москва, 2001г.

14 Даукеев С. Ж., Воцалевский Э. С., В. М. Пилифосов и др. «Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана», Нефть и газ, том III, Алматы, 2002.

15 Попков В. И. Тектоника доюрского осадочного комплекса запада Туранской плиты // АН СССР. Геотектоника. Изд. Наука. № 4. 1986.

16 Куликов А.Н., Дворкин В.И. Гидродинамические особенности разработки водоплавающих залежей нефти и их влияние на эффективность геолого-технических мероприятий

17 Проект опытно-промышленной разработки выбранного участка Ю-И горизонта месторождения Аккудык». НИПИ «Каспиймунайгаз» 1998.

18 «Технологическая схема разработки месторождения Аккудык». АО «НИПИнефтегаз» 2004.

19 Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Аккудык (по состоянию на 01.01.05). АО «НИПИнефтегаз» 2005.

20 Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Аккудык (по состоянию на 01.01.06). АО «НИПИнефтегаз» 2006г.

21 Авторский надзор за реализацией Дополнения к Технологической схеме разработки месторождения Аккудык (по состоянию на 01.01.10). АО «НИПИнефтегаз» 2010г.

22 Авторский надзор за реализацией Дополнения к Технологической схеме разработки месторождения Аккудык (по состоянию на 01.01.11). АО «НИПИнефтегаз» 2011г.

23 «Прирост запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов в пределах блоков III, IV, XIV месторождения Аккудык (Мангистауская область Республики Казахстан) по состоянию на 01.03.2011г.» (Протокол ГКЗ РК №1133-11 от 30.11.2011 г.) АО «НИПИнефтегаз», 2011г.

24 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах, 1984 г., (Москва: «Недра», 1985)

25 РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений» 1986г.

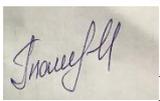
ГРАФИК
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Введение	09.09.2019	
1 Общие сведения касательно месторождения Аккудук, история его проектирования и основные положения для разработки	01.11.2019	
2 Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения Аккудук. Разрезы и основные черты тектонического происхождения	01.12.2019	
3 Сейсмогеологическая модель месторождения Аккудук	30.12.2019	
4 Нефтегазоносные комплексы и их продуктивность	13.01.2020	
5 Состав и свойства нефти и газа	3.02.2020	
6 Подсчетные параметры запасов	29.04.2020	

Подписи консультантов на законченную магистерскую диссертацию

Наименование разделов	Научный руководитель, консультанты	Дата подписания	Подпись
Введение	Умиршин С.К.	29.06.20	
1 Общие сведения касательно месторождения Аккудук, история его проектирования и основные положения для разработки	Умиршин С.К.	29.06.20	
2 Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения Аккудук. Разрезы и основные черты тектонического происхождения	Умиршин С.К.	29.06.20	
3 Сейсмогеологическая модель месторождения Аккудук	Умиршин С.К.	29.06.20	
4 Нефтегазоносные комплексы и их продуктивность	Умиршин С.К.	29.06.20	
5 Состав и свойства нефти и газа	Умиршин С.К.	29.06.20	
6 Подсчетные параметры запасов	Умиршин С.К.	29.06.20	
Заключение	Умиршин С.К.	29.06.20	
Нормоконтролер	Санатбеков М.Е.	28.06.20	

Научный руководитель _____  _____ Умиршин С.К.

Задание принял к исполнению  Н.Д. Ташкенбаева

Дата «27» июня 2020 г.

АҢДАТПА

Қазіргі уақытта, біздің елімізде ірі кең орындарының құрамы неғұрлым өнімді түзілімдердің сарқылуымен, сондай-ақ өндірілетін мұнайдағы судың жоғары деңгейімен сипатталады. Пайдалануда кен орындар күрделі геологиялық құрылымымен және бұрғыланған коллекторлық қасиеттерімен қолданылады, олар қалпына келтіру қиын қорларды құрайды. Тұтқырлығы жоғары мұнай мен битум бар кен орындарының саны да өсуде. Халықаралық мәліметтерге сәйкес, әлемдік мұнайдың жалпы қоры 2030 млрд. баррель құрайды (жеңіл мұнай - 950 млрд. баррель, ауыр мұнай - 430 млрд. баррель, битум - 650 млрд. баррель).

Сондықтан мұнайды толығымен өндіруге алып келетін маңызды жаңа технологияларды қолдана отырып кен орындарын өндеудің арнайы әдістері өзекті болып табылады. Негізгі міндет - қалпына келтіру қиын қорлары бар кен орындарын игерудің тиімділігін арттыру үшін геологиялық негіз құру, бұл кен орындарының қолданыстағы үлгілерін зерттеу, сондай-ақ жаңа кен орындарын дербес құрумен байланысты.

Мұнай өндірудің төмен коэффициенті жоғары қымбатшылықпен, жоғары тұтқырлықпен, сондай-ақ ауыр мұнай кен орнын игеру кезіндегі проблемалар қаупімен осындай кен орындарын игерудегі негізгі проблемалар болып табылады.

Осы жұмыста Аққұдық кен орны мысалында геологиялық үлгілерді өзектендіру есебінен тұтқырлығы жоғары мұнай қорларын игеруді оңтайландыру мүмкіндігі көрсетілген.

АННОТАЦИЯ

В нынешнее время в нашей стране крупные месторождения охарактеризованы истощением более продуктивных пластов, а также высоким содержанием в добываемой нефти воды. В эксплуатации применяются месторождения со сложным геологическим строением и искаженными свойствами коллектора, которые образуют трудноизвлекаемые запасы. Также растет количество месторождений с высоковязкой нефтью и битумом. По международным данным общие мировые запасы нефти, оцениваются в 2030 млрд. баррелей (легкая нефть \approx 950 млрд. баррелей, тяжелая нефть \approx 430 млрд. баррелей, а битум \approx 650 млрд. баррелей). Поэтому важную актуальность имеют особые методы освоения залежей, с использованием новых технологий, приводящих к полному извлечению нефти. Главной задачей является создание геологической основы для того, чтобы повысить эффективность разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, связано это с изучением существующих моделей месторождений, а также самостоятельным созданием новых.

Низкий коэффициент извлечения нефти, при высокой стоимости разработки, большая вязкость, а также риск возникновения проблем при разработке месторождения с тяжелой нефтью, - это и есть основные проблемы при освоении таких месторождений.

В данной работе на примере месторождения Аккудык показана возможность оптимизации освоения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами высоковязкой нефти с помощью актуализации геологических моделей.

ABSTRACT

At present, in our country, large deposits are characterized by the depletion of more productive formations, as well as a high content of water in the produced oil. In operation, deposits are used with a complex geological structure and distorted reservoir properties, which form hard-to-recover reserves. The number of deposits with high viscosity oil and bitumen is also growing. According to international data, the total world oil reserves are estimated at 2030 billion barrels (light oil \approx 950 billion barrels, heavy oil \approx 430 billion barrels, and bitumen \approx 650 billion barrels). Therefore, special methods for developing deposits using important new technologies leading to the full recovery of oil are of great relevance. The main task is to create a geological basis in order to increase the efficiency of developing deposits with hard-to-recover reserves, this is due to the study of existing models of deposits, as well as the independent creation of new ones.

The low oil recovery coefficient, at a high development cost, high viscosity, as well as the risk of problems when developing a heavy oil field, are the main problems in the development of such fields.

In this dissertation, the example of the Akkudyk field shows the possibility of optimizing the development of fields with hard-to-recover reserves of high-viscosity oil by updating geological models

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	11
1	Общие сведения касательно месторождения Аккудук, история его проектирования и основные положения для разработки	13
1.1	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности	14
2	Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения Аккудук. Разрезы и основные черты тектонического происхождения	16
2.1	Тектоника месторождения Аккудук	21
3	Сейсмогеологическая модель месторождения Аккудук	25
3.1	Структурное строение месторождения Аккудук	26
3.2	Характеристика продуктивных пластов	28
4	Нефтегазоносные комплексы и их продуктивность	32
5	Состав и свойства нефти и газа	50
5.1	Трассерные исследования и гидродинамическая связь	54
6	Подсчетные параметры запасов	69
6.1	Методика подсчёта	69
6.2	Обоснование подсчётных параметров	71
6.3	Рекомендации по проведению работ	74
	Заключение	76
	Список источников	77

ВВЕДЕНИЕ

В нынешнее время в нашей стране крупные месторождения охарактеризованы истощением более продуктивных пластов, а также высоким содержанием в добываемой нефти воды. В эксплуатации применяются месторождения, геологическое строение которых является сложным и искаженными свойствами, которые образуют трудноизвлекаемые запасы. Также растет количество месторождений с высоковязкой нефтью и битумом. По международным данным общие мировые запасы нефти, оцениваются в 2030 млрд. баррелей (включая легкую нефть, равную 950 млрд. баррелей, тяжелую нефть равную 430 млрд. баррелей, и битума равного 650 млрд. баррелей). Поэтому важную актуальность имеют особые методы освоения залежей, с использованием новых технологий, приводящих к полному извлечению нефти. Главной задачей является создание геологической основы для того, чтобы повысить эффективность разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, связано это с изучением существующих моделей месторождений, а также самостоятельным созданием новых.

В данной работе на примере месторождения Аккудык показана возможность оптимизации освоения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами высоковязкой нефти [18].

Цель работы:

1.Создание единой геологической модели месторождения Аккудык (юрская продуктивная толща);

2.Освоение работ доразведки и усваивания запасов нефти, являющихся трудноизвлекаемыми.

Основные задачи исследования:

- Классификация и систематизация геолого-геофизических сведений и материалов месторождения Аккудык.

- Проведение трассерных исследований и их анализ

- Построение геологических отдельных моделей пластов Ю1 и Ю2

- Оценка влияния тектонических нарушений, на структуру залежей.

- Увязка существующих материалов с новыми, в том числе сейсмических, касательно исследуемой территории.

- Разделение разломов, связанных с тектоникой на экранирующие и проводящие.

- Создание предложений для повышения освоения залежей, содержащих высоковязкую нефть.

Научная новизна работы

- Будет проведено научное аргументирование комплекса промысловых и

геолого-геофизических материалов для точности построения геологической модели.

- Будет построена геологическая модель для данного месторождения среднеюрского продуктивного комплекса.

- Будет проведено научное обоснование необходимости соединения пластов Ю1 и Ю2, как единый эксплуатационный объект.

- Будут научно обоснованы предложения для оптимизации освоения запасов высоковязкой нефти в пластах Ю1 и Ю2.

- Будет выявлена высокая информативность индикаторных исследований в ходе изучения воздействия тектонических нарушений на структуру данного месторождения.

- Будет выполнен анализ и проведена дифференциация по степени гидропроводности для экранирующих свойств разломов.

- Будет уточнено пространственное положение, а также установлена гидродинамическая связь или же разобщенность отдельных блоков по отчетам комплексных исследований, взяв в расчет 3D анализ сейсморазведки.

Основные положения, для вынесения на защиту

1. На основании геолого-промысловых, а также геолого-геофизических сведений доказано целостность и связь между горизонтами Ю1 и Ю2, которые объединены, как один эксплуатационный объект.

2. Геологическая модель нефтегазоносной толщи, которая учитывает влияние тектонических нарушений на гидродинамическую связь пластов.

3. Тектонических нарушений по проводящим и экранирующим свойствам, роль в распределении запасов и строении залежи.

4. Для максимального добычи нефти, утверждено геологическое обоснование для оптимизации доразведки и освоения залежей.

1 Общие сведения касательно месторождения Аккудук, история его проектирования и основные положения для разработки месторождения

В тектоническом отношении месторождение Аккудук расположено на юго-востоке Прикаспийской впадины, относится к одноименному соляному куполу.

Месторождение Аккудук выявлено в результате сейсмических работ и глубокого поисково-разведочного бурения.

По данным сеймики структура Аккудук в надсолевом комплексе отложений осложнена грабеном северо-западного простирания, который делит ее на северное и южное приподнятое крылья.

Северное крыло. По III отражающему горизонту (подошва неокома) структура северного крыла оконтурена изогипсой минус 1650м и имеет размеры 6х4,2 км, с юга ограничивается сбросом грабена F₂. Плоскость сбрасывателя наклонена к югу под углом 55-60°. Этот сброс подсекается скважиной номер1 в отложениях баррема на глубине 1330м. Амплитуда сброса F₂ по подошве аптских отложений порядка 50м и с глубиной она увеличивается.

Разрывное нарушение F₃, отделяющее участок скважины номер16 от остальной территории, проведено авторами «Подсчета запасов, 2002г.», исходя из разности в отметках ВНК. Данное нарушение делит Северное крыло структуры Аккудук на два блока: I и II.

Южное крыло отделяется от Северного грабеном и является относительно приподнятым. С севера крыло ограничивается сбросом грабена F₁. В пределах крыла пробурены 2 поисковые скважины номер2 и номер3. Промышленная нефтеносность в разрезе этого крыла не установлена.

На месторождении пробуренными поисково-разведочными и эксплуатационными скважинами вскрыт разрез отложений от кунгурского яруса нижнепермской системы до неоген четвертичного возраста.

Впервые промышленная нефтеносность месторождения Аккудук была установлена разведочной скважиной номер 1 в пределах Северного крыла, где при опробовании в интервале 1740-1745м, относящемуся к среднеюрскому горизонту получен приток нефти дебитом 33,5 т/сут.

В результате корреляции разрезов всех скважин с привлечением опробования и интерпретации материалов ГИС в отложениях средней юры всего выделено 2 продуктивных пласта.

Пласт I вскрыт всеми пробуренными скважинами. Продуктивность пласта доказана по данным ГИС и опробованием в скважинах номерномер1, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14,16. Дебиты нефти варьируются от 38 м³/сут (скв.номер 10) до 119 38 м³/сут (скв. номер 1 на 5 мм штуцере).

В I блоке граница ВНК принята по контакту нефть-вода согласно данным ГИС на отметке минус 1768 м в скважинах номер 9, 10. При принятом ВНК высота залежи составляет 21 м. Площадь нефтеносности I блока составляет 1439 тыс.м²[3].

Во II блоке находится скважина номер 16, которая доказала промышленную нефтеносность залежи. При опробовании интервала на глубине 1752-1755м был получен приток нефти, дебит которого равен 4,4 т/сут.

Водонефтяной контакт II блока принят по данным ГИС на абсолютной отметке минус 1770 м. При принятом ВНК высота залежи составляет 6 м.

Площадь нефтеносности равна 375 тыс. м².

Пласт II отделен от вышележащего пласта глинистой пачкой толщиной 2-15м. По данным ГИС пласт II продуктивен в двух скважинах номерномера 1, 11 расположенных в пределах первого блока, остальные скважины водоносные. Пласт опробован только в скважине номер 1 в интервале 1750-1755м. При этом был получен приток нефти, дебит которого составлял 40 м³/сут на 10 мм штуцере.

ВНК принят в скважине номер 11 по разделу нефть-вода на абсолютной отметке минус 1780 м. При принятом ВНК высота залежи составила 7 м. А площадь нефтеносности составила 130 тыс.м².

Залежи двух продуктивных пластов по типу относятся к пластовым, сводовым, тектонически и литологически экранированным. Залежь второго пласта является водоплавающей[14].

1.1 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности

Толщина I пласта колеблется в пределах 18 – 23 м. По данным ГИС коллектора выделены во всех скважинах, за исключением скважины номер 13, где наблюдается литологическое замещение пород-коллекторов неколлекторами. Общая эффективная толщина I пласта колеблется от 2,2 до 20м, в среднем составляет 13,04м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяются от 4,8м до 19,2м, в среднем – 12,3 м.

Коэффициент песчанистости I пласта составляет 0,46, а коэффициент расчлененности 1,85.

Продуктивность II пласта установлена по двум скважинам номер 1 и номер 11, расположенных в пределах первого блока, остальные скважины водоносные. По данным каротажа эффективная нефтенасыщенная толщина в скв. номер 1 составила 4 м, а в скв.11 – 4,2 м, в среднем составляет 6 м.

Емкостные свойства юрских продуктивных отложений оценивались по керну и по результатам промыслово-геофизических исследований скважин.

В пределах продуктивной толщи отобрано и изучено 2 образца керна из интервалов 1765-1775м и 1775-1785м в скважине номер5, характеризующих водонасыщенную часть I пласта и законтурную зону II пласта среднеюрского горизонта. Образцы представлены алевритом крупно и мелкозернистым, песчано-глинистым и песком мелкозернистым, глинистым, водонасыщенным, некарбонатным. м³

Открытая пористость образца, отобранного из I пласта, равна 21%, проницаемость равна 0,481мкм², коэффициент нефтенасыщенности 0,62.

Открытая пористость образца, отобранного из II пласта (1775-1785м), не определена. Общая пористость составляет 21%, проницаемость 0,035 мкм², коэффициент нефтенасыщенности 0,58.

В подсчете взята величина Кп определенная по данным акустического каротажа, которая составляет по I пласту 20,9%, по II пласту 20,1% [19-22].

2 Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения Аккудук. Разрезы и основные черты тектонического происхождения

Верхнепалеозойские отложения (Pz_2) были обнаружены в одной скважине номер 7 данного месторождения, там же они развиты на интервале от 1987 до 3500 м. Данная толща собрана неравномерно, имеет темные карбонатные аргилиты и органогенно-обломочные известняки. Кроме этого, они переслаиваются светлыми, иногда серыми органогенно-обломочными, а также брекчиевидными доломитовыми известняками.

В период триасовых отложений (Т) имеется большое количество скважин. Определения, относящиеся к биостратиграфии ведут к континентально - флювиодельтовой среде осадконакопления. В скважине номер 3 толщина составляет примерно 2680 м, она является самой вскрытой.

В юрских отложениях (J) раскопаны структурно- поисковые, эксплуатационные и разведочные скважины. Они расположены на размытых и выветренных частях триасовых скоплений. В целом, юрские отложения в литологии представляют собой сероцветные глины, песчаники и алевролиты, которые переслаиваются друг с другом.

В нижнебайосских отложениях (J2 b₁) преобладают мелкозернистые, темно-серые, темные с буроватым оттенком пески, с разбавлением нескольких слоев, имеющих глину, уголь и обугленные растительные остатки.

В Литологических отложениях имеются темно-серые с бурым оттенком, мелкозернистые пески, кварцевые, битуминозные, с разбавлением слоев темно-серых глин. Включают в состав отложения микрофоссилий.

Среднеюрские и нижнетриасовые отложения переплетаются с отложениями пород меловой системы. Содержат отложения неокомского надъяруса, аптского и альбского яруса и показаны нижним отделом.

Верхне-готерива-барремские отложения представлены переслаиванием зеленовато-серых, красно-бурых глин, песчаников мелкозернистых, алевролитов мелко-крупнозернистых, полимиктовых, алевролитистых и песков от серых до черных, некарбонатных, мелкозернистых, кварцевых.

Альбский ярус залегает на аптских отложениях и включает в себя незначительный размыв, в связи с ним ему есть хорошая связь между аптом и альбом, он хорошо виден и на каротажных диаграммах. Литология альбского яруса состоит из большей части песчаных, алевролитовых разностей пород, которые переслаиваются с глинистой породой.

Отложения палеогенового и верхнемелового возраста отсутствуют.

Четвертичные отложения (Q) залежи находятся на нижнемеловых отложениях с размывом, а также разбавлены песками, супесями, суглинками, которые отложились во время аридного климата. Толща данных отложений обычно не выше 10-12 метров. [2].

2.1 Тектоника месторождения Аккудук

Нефтяное месторождение Аккудук расположено в Атырауской области в Эмбенском районе, в 63 километрах к юг-юго-востоку от железнодорожной станции Кульсары. Структура месторождения Аккудук подготовлена в 1952 году сейсморазведкой МОВ. В 1981 году было начато поисковое и разведочное бурение, затем открыто месторождение. Разведка данного месторождения завершена в 1983 году. Месторождение Аккудук относится к двукрылой солянокупольной структуре. Продуктивная толщина сложена терригенными породами, коллектора поровые. Нефтеносность имеет связь с отложениями средней юры (рис. 2.1) [13].

В строении брахиантиклинали участвуют осадочные отложения среднеюрского и нижнемелового возраста, граница между ними характеризуется угловым и несогласием перерывом в осадконакоплении. Нижнетриасовые породы сложены на складчатом основании платформы и перекрываются разновозрастными отложениями: в сводовой части поднятия от нижнемеловых, на периклинальных участках до среднеюрских (рис. 2.2)

Район расположения Аккудук характеризуется значимой тектонической активностью, которая способствовала образованию больших тектонических нарушений, нарушения, в свою очередь повлияли на блоки, то есть на их разделения. Доюрский комплекс отложений подвергся наибольшей нарушенности, далее выше по разрезу она заметно сокращается [15].

Глубинное строение месторождения Аккудук было скорректировано по отчетам Пересчета запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Аккудук 1977 года, 2007 года и 2009 года [21].

Для диссертационной работы я выбрала обновлённую сейсмогеологическая модель 2010 года, компанией ООО «Парадайм Геофизикал», также построила профили, карты, и подсчитала запасы по месторождению Аккудук объёмным методом, применяя данные с отчетов выше.

В подсчете 1977 года была принята геологическая модель, с брахиантиклинальной складкой, с тектоническими нарушениями F₈-F₁₇, данные нарушения поделили месторождение на десять блоков (рис. 2.3).. Подтверждено основное нарушение на севере F₁, также выделено несколько нарушений в западной и центральной частях месторождения (рис. 2.4).



Рисунок 2.1 - Месторождение Аккудук. Тектоническая схем

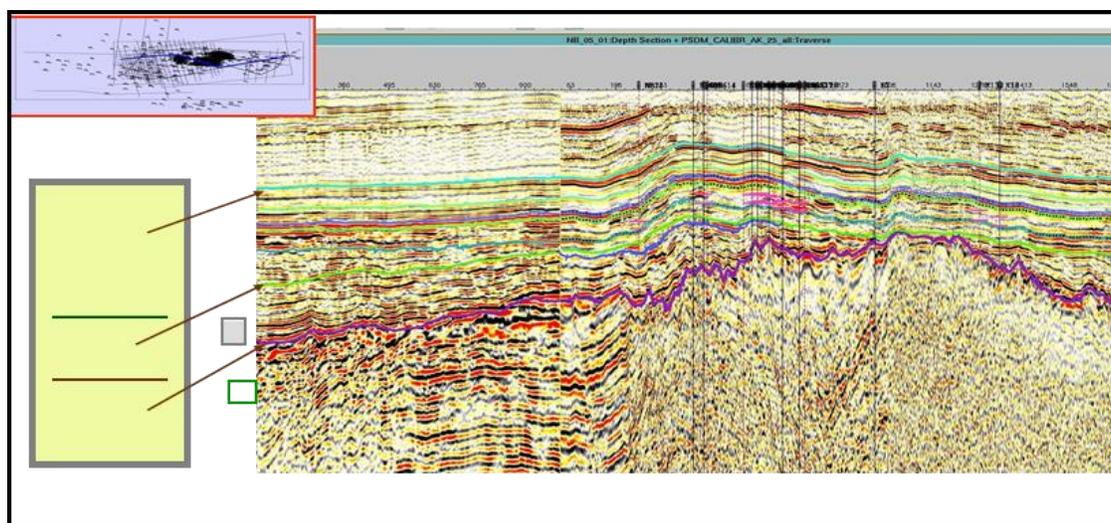


Рисунок 2.2 - Месторождение Аккудук. Геолого-геофизический разрез

По результатам интерпретации и сейсмике месторождения Аккудук 2009 года, построена карта (рис 2.5).

По сейсмическим данным карты также были построены по среднеюрским отложениям, структурные карты подошвы Ю и кровли Ю; структурные карты общих толщин; также эффективных нефтенасыщенных толщин; газонасыщенных толщин; профиля; далее обоснования водо-нефтяного, газо-нефтяного контакта, сводный стратиграфический и литолого – стратиграфический разрез [10]:

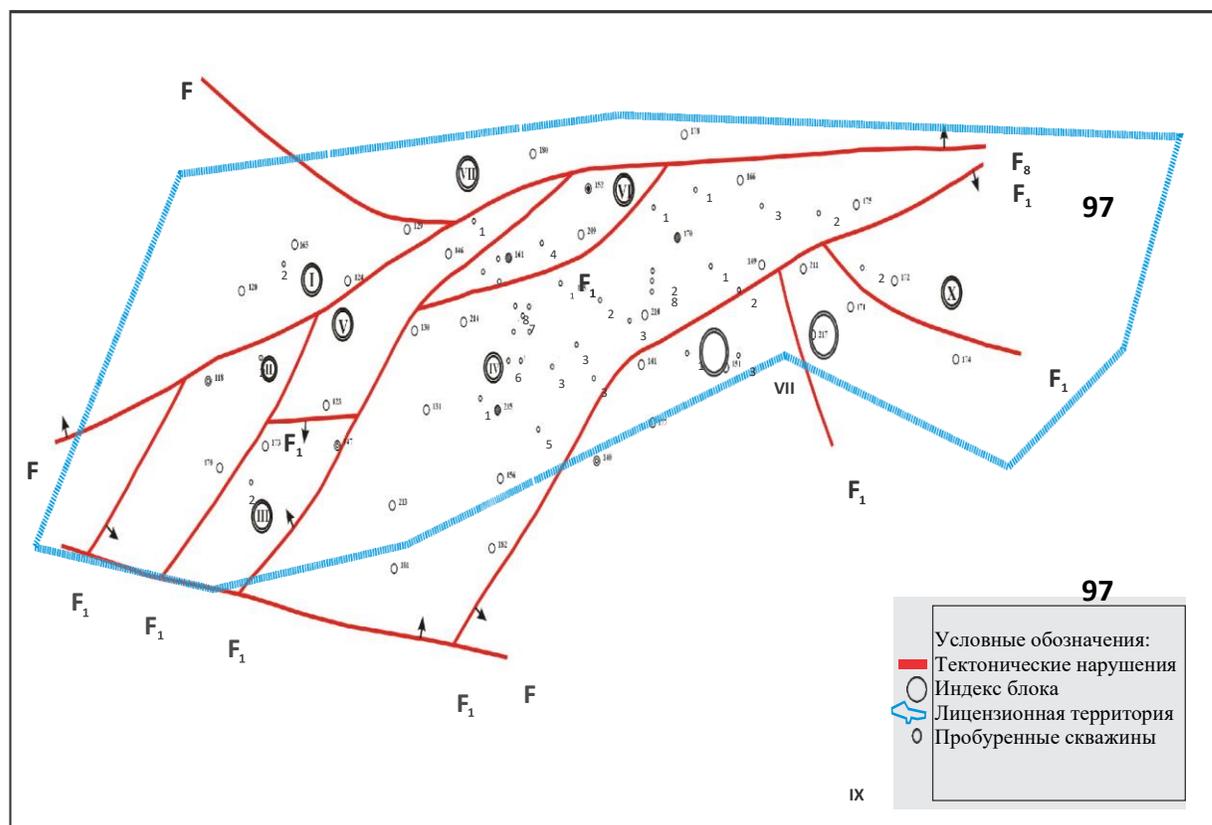


Рисунок 2.3 - Схема расположения блоков. Месторождение Аккудук (1997 год)

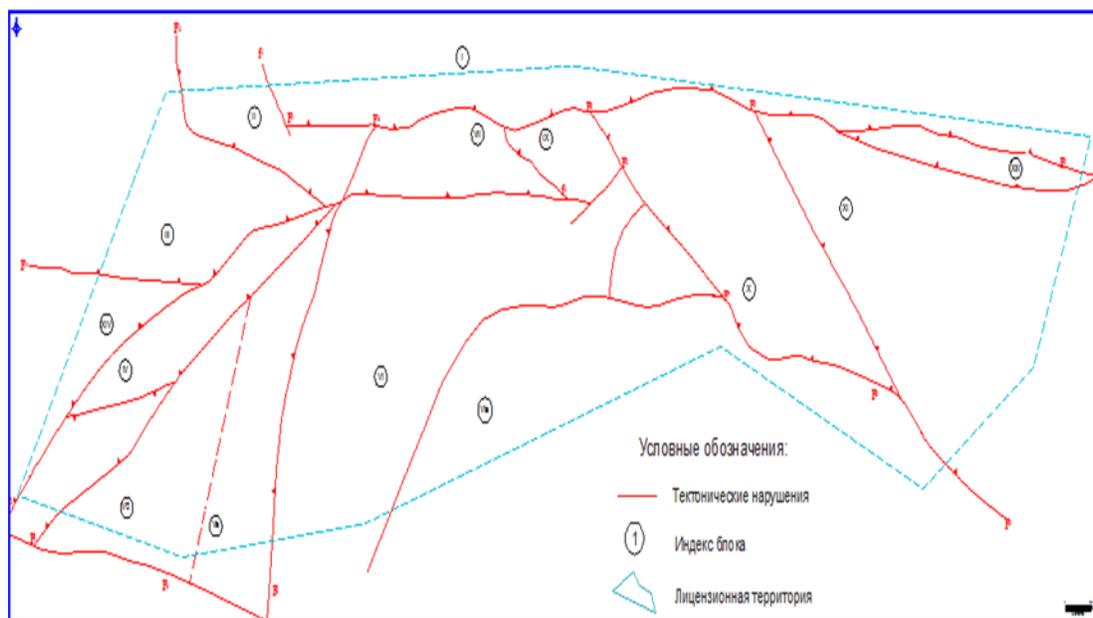


Рисунок 2.4 - Схема расположения блоков. Месторождение Аккудук (2007 год)

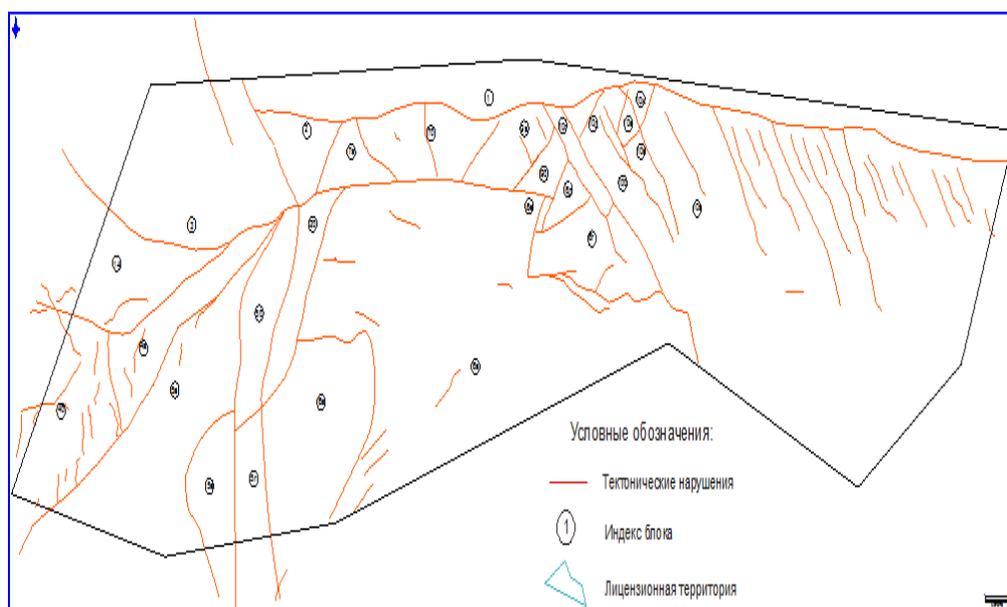


Рисунок 2.5 - Схема расположения блоков . Месторождение Аккудук (2009 год)

Как мы заметили, с течением времени все больше и больше тектонических нарушений, отсюда и образование большого количества блоков. Основная часть данных разрушений выявлены в результате интерпретации анализа сейсморазведочных работ, проведенных в период 2002 – 2007 гг., контролирующие характер насыщения коллекторов. [15].

3 Сейсмогеологическая модель месторождения Аккудык

В ходе комплексной геологической интерпретации и результатов бурения 968 скважин, построена модернизированная сейсмогеологическая модель.

Главные особенности этого варианта строения месторождения можно описать тремя пунктами.

Во-первых, месторождение приурочено к доюрским отложениям, вдоль которого происходит сопряжение северной части зоны развития триасовых грабенов и южной пассивной окраины Восточно-Европейской платформы. Такое толкование позволяет считать, что именно сдвиговые искажения определили существующую систему разломов и их специфическое проявление на каждом структурно-формационном комплексе. Характер данных деформаций, относящихся к сдвиговой тектонике, говорит, что при каждой последующей реактивации глубинных разломов, происходит распространение сбросов и взбросов в поздних отложениях. В пределах исследуемой части Аккудык, последняя реактивация была в неоген-четвертичный период. Это демонстративно подтверждается тем, что наиболее молодые отложения, которые сохранились здесь, а это – альбсеноманская толща – она имеют самую многообразную сбросо-взбросовую систему. Для юрского и доюрского комплекса, в итоге сдвиговых подвижек, происходит объемное перераспределение взаимного расположения сформированных ранее блоков, а также образование малоамплитудных разломов.

Во-вторых, в следствие сдвиговых деформирований, а также из-за их различного влияния на части – обнаружено, что индивидуальным для каждого горизонта становится количество блоков с разными ВНК и положение границ между ними, и зависит это не только от наличия разломов, но и от условий формирования пласта–песчаника, т.е. от условий аккумуляции, седиментации и эрозии.

В-третьих, детальный путь к изучению среднеюрского продуктивного интервала выявил, что в отдельных блоках уровень ВНК, и варьируется, не более ± 2 метра. В некоторых блоках он становится наклонным, причиной этому, может быть разъяснено гидростатическим давлением обводнённой части пласта.

Анализа результата границ между блоками с разными уровнями водонефтяного контакта, дает основание излагать, что для среднеюрской продуктивной толщи, основным являются тектонические причины, а роль иных факторов, играет незначительную роль в блоковом делении. Глинистые прослойки внутри толщи не предоставляют условий, которые позволяют разделить залежь по формационному или стратиграфическому показателям.

При этом, существенно конкретизированы сами границы и количество подсчётных блоков по среднеюрской продуктивной толще.

3.1 Структурное строение месторождения Аккудук

Доюрский комплекс.

Данный комплекс характеризуется сложно построенной надвигово-сдвиговой системой, включая огромное количество разных разломов, что раскрывает подтверждение в кубе сейсморазведочных материалов, и в скважинах, вскрывших триасовые отложения. Однако, степень деформации северной и южной частей заметно отличаются. Большое изменение южной части, показывает, что именно данные образования выдвинуты на пассивную часть Восточно-Европейской платформы.

В создании платформенного чехла отражается горизонт «V» (рис. 3.1), который маркирует кровлю доюрского комплекса. Строение из блоков доюрского комплекса в последующем времени повлияло на строение месторождения Аккудук по юным, перекрывающим отложениям.

На кровле среднеюрской толщи собирается региональное разногласие, маркирующее отражающим горизонтом «III» (рис.3). Внутри построенной, но слоистой толще, определяются тектонические блоки разных размеров, многочисленные литологические неоднородности, стратиграфические протесты, структуры облекания и другое. Для оправдания этой части осадочного чехла геологической модели была проведена детальная связь сейсморазведки и бурения. Так как к среднеюрской толще приурочены основные запасы нефти месторождения Аккудук, ей было уделено особое внимание[14].

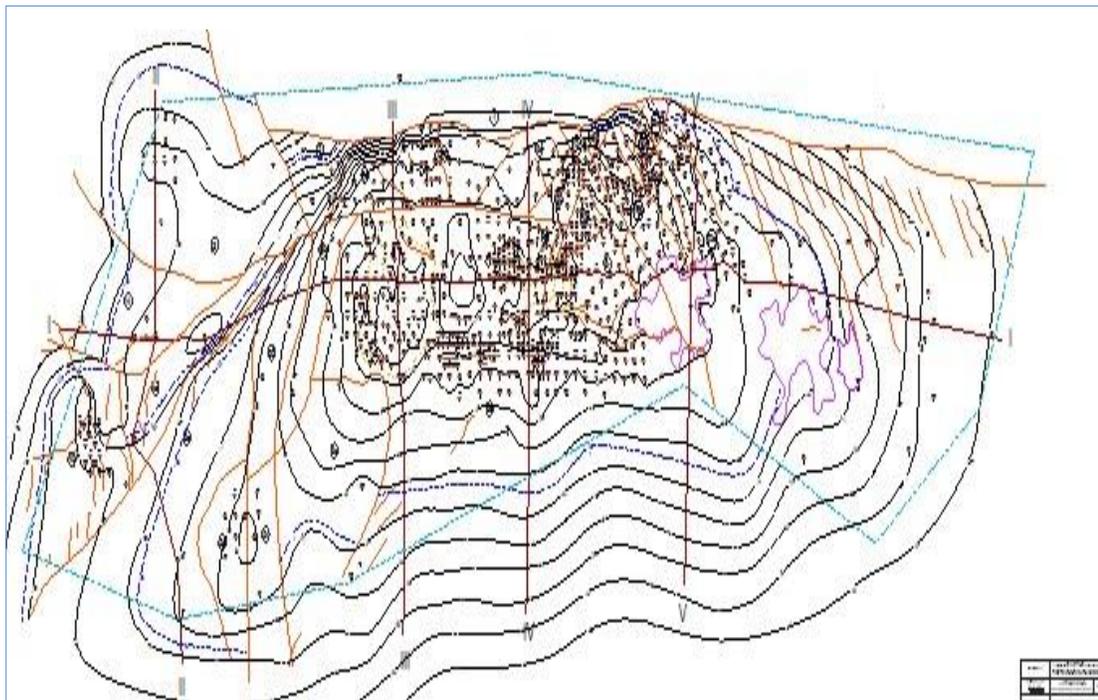


Рисунок 3 - Среднеюрские отложения. Карта по кровле коллектора

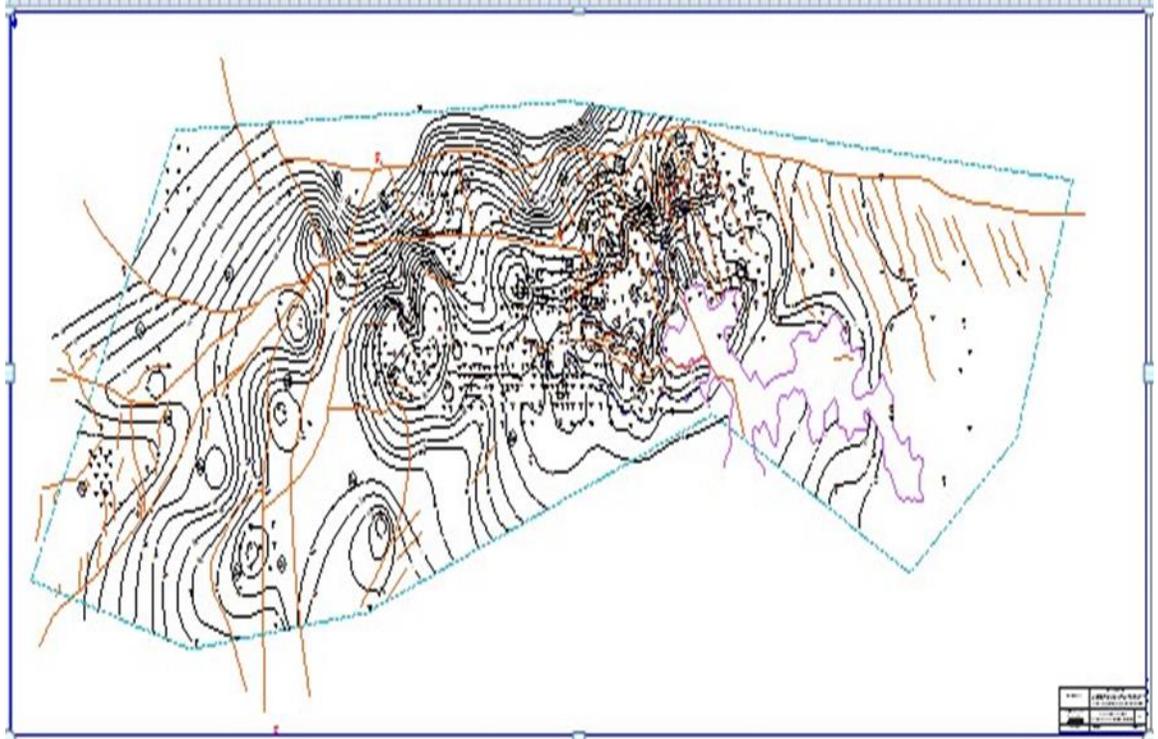


Рисунок 3.1 - Среднеюрские отложения. Карта по подошве коллектора

В ходе преднеокомского перерыва в осадконакоплении некоторая часть среднеюрских отложений была разрушена размывом. В конечном итоге под поверхность несогласия разные по возрасту отложения выходят на различных участках площади.

На рис. 3 – 3.1 предоставлены карты кровли и подошвы коллектора среднеюрской толщи.

В рамках площади выявлено значительное количество разнообразных по форме и масштабу тектонических нарушений. Они выделяются в сейсмическом разрезе сменой интенсивности осей синфазности по латерали и перемещениями осей синфазности по вертикали.

Поверхность доюрского основания V значителен набором высокоамплитудных выступов, которые имеют общее субширотное простирание, а также представлены антиклиналями с узкими сводовыми гребнями, от которых в свою очередь отходят отроги в виде структурных носов, которые осложнены небольшими по площади куполами. Они разделены заливообразными прогибами, проникающими глубоко в антиклинали. Диапазон изменений абсолютных значений для рассматриваемой поверхности варьируется от минус 490 м до минус 690 м.

Анализируя структурную поверхность, мы видим, доюрский комплекс построен надвигово-сдвиговую системой с большим количеством разнообразных нарушений.

В западной части площади видим два основных протяженных нарушения, которые контролируют стенки западного грабена. Более погруженные части доюрского основания выявлены в северной и западной частях площади, в зоне западного грабена. Отмечаются минимальные абсолютные значения в западном грабене и составляют минус 690м.

В центральной части площади выявлены тектонические нарушения преимущественно субширотного северо- западного простирания. В отличие от основного субширотного нарушения, эти нарушения имеют относительно непротяженный характер. Данное нарушение контролирует северную крутую стенку триасового выступа.

Структурный план кровли среднеюрской толщи отождествляется с региональным несогласием, следствием является то, что структурная карта отображена по всей площади работ. В общем структурный план поверхности согласуется с нижележащими. Брахиантиклинальная складка- это главный положительный элемент, северное крыло, которой ведется основным субширотным нарушением. Основная амплитуда положительной структуры по контролирующей изогипсе минус 430м составляет порядка 10м. Центр брахиантиклинали осложнен двумя локальными вершинами сложной формы, разделенными между собой небольшим перегибом. Как прежде, северное крыло брахиантиклинали имеет продолжение в виде ступени, которая ограничена с юга, севера и востока тектоническими нарушениями. Важным отличием от нижележащих структурных планов является снижение контрастности всех структурных форм. Абсолютные знаки залегания разбираемой поверхности составляют от минус 430м до минус 550м.[5].

3.2 Характеристика продуктивных пластов

В пределах продуктивной части разреза месторождения выделяются 9 продуктивных пластов в нижнемеловых (неокомских) отложениях и три в юрских. К этим пластам относятся залежи, имеющие нефть и газ. Неокомские пласты А, А1 и А2 и юрский пласт Ю1 содержат газовые шапки. Юрские отложения содержат основные запасы месторождения. Пласты Д1, Д2 имеют клиноформное строение.

Далее приводится краткое описание продуктивных горизонтов и приуроченных к ним залежей.

Юрские отложения

В юрских отложениях выделены несколько пластов – Ю1, Ю2, Ю3. Пласт Ю3 водонасыщен, остальные продуктивные. Довольно сложное строение юрских пластов не повлияло на формирование залежей, в связи с чем юрские отложения составляют единую гидродинамическую систему. Залежи являются стратиграфическими, контролируется поверхностью предмелового размыва,

разделены тектоническими нарушениями на блоки.

Пласт Ю1+Ю2.

Пласты Ю юрских отложений содержат основные запасы месторождения. До подошвы Юры доведены единичные скважины, что затрудняет построение модели пласта и анализ его свойств. Пласт распространен практически повсеместно, исключением является район на юго-востоке, где за счет выступа триасовых отложений мощность юрских резко уменьшается, до первых метров. Коэффициент распространения 0,96. При анализе всех скважин, вскрывших юрские отложения, количество прослоев составляет преимущественно от 4 до 12, коэффициент расчлененности – 8,1. Содержит относительно мощные прослои песчаника, средняя мощность прослоев – 3,3 м, коэффициент песчаности – 0,38. Коэффициент песчаности изменяется в пределах от 0,05 до 0,72[17].

Общая мощность пласта по всем скважинам, вскрывшим кровлю Юрских отложений, изменяется от 5,2 до 200 м, эффективная нефтенасыщенная от 0,6 до 59,9 м, эффективная газонасыщенная от 0,6 до 13,4 м (рис 3.2, 3.3, 3.4). Пласт Ю осложнен тектоническими разломами, которые делят пласт на блоки. Количество залежей, разделенных тектоническими разломами, составляет 26. Уровень ВНК изменяется в пределах от минус 480 м до минус 545 м. Содержит газовые шапки, уровень ГНК минус 435м и минус 429м [6].

Пласты коллекторы всей продуктивной части разреза характеризуются высокими значениями пористости, изменяющимися от 26 до 40 %.



Рисунок 3.2 - Среднеюрские отложения. Карта эффективной нефтенасыщенной толщи



Рисунок 3.3 -Среднеюрские отложения. Карта эффективных газонасыщенных толщин

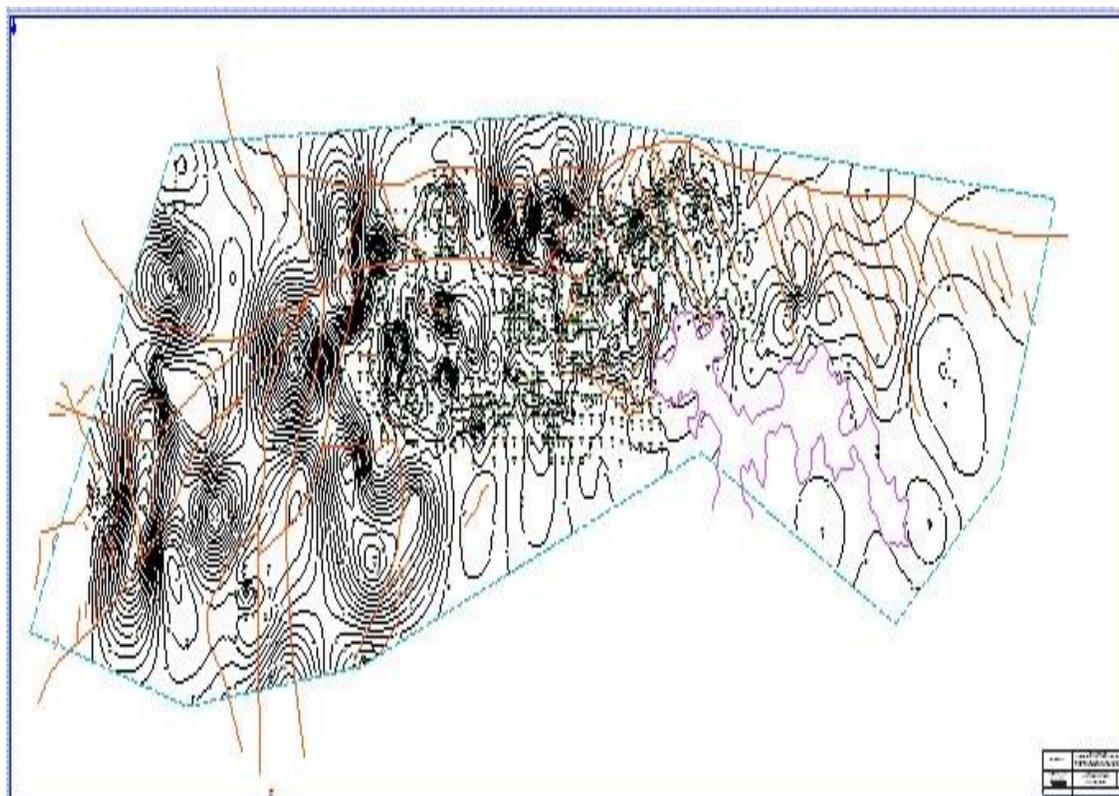


Рисунок 3.4 - Среднеюрские отложения. Карта общих толщин

4 Нефтегазоносные комплексы и их продуктивность

Нефтегазоносность месторождения Аккудык приурочена к среднеюрским, нижнемеловым отложениям. Начальные материалы о нефтегазоносности исследованы с помощью нефтенасыщенного керна и положительной по геологическим исследованиям скважин значимости структурно- поисковых скважин. Скважина Г122 выявила первый промышленный приток нефти неокомских отложений, и Скважине Г130 – юрские отложения.

При подсчете запасов в 2017 году, вследствие с продуктивным разрезом месторождения было отобрано 6 пластов меловых отложений (А₁, А₂, Б, В, Г, Д₁), а также два горизонта (Ю1 и Ю2) в юрских, приуроченных к нефтяным и газонефтяным залежам. На карте показано 5 линий профилей (1 продольный и 4 поперечных) рис.4.

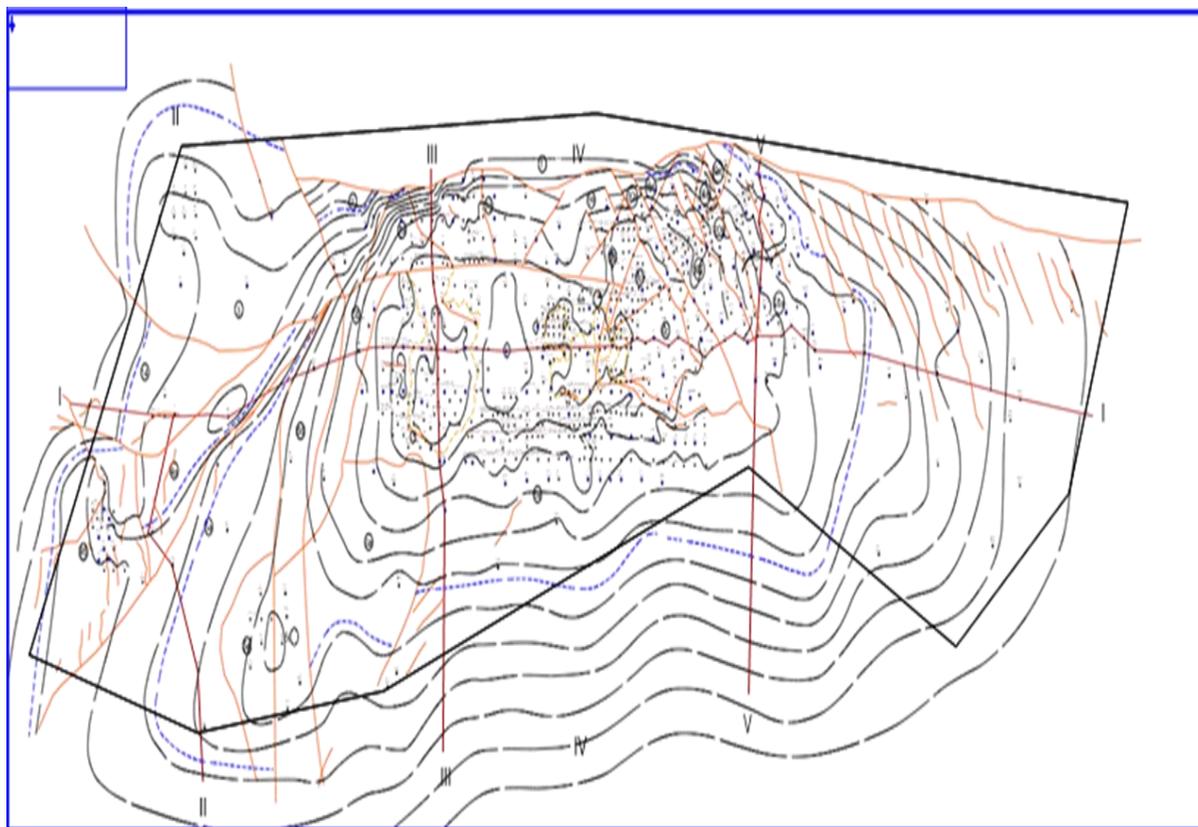


Рисунок 4 - Схема линии профилей. РЕТРА 3/25/2013 11:31:29 AM

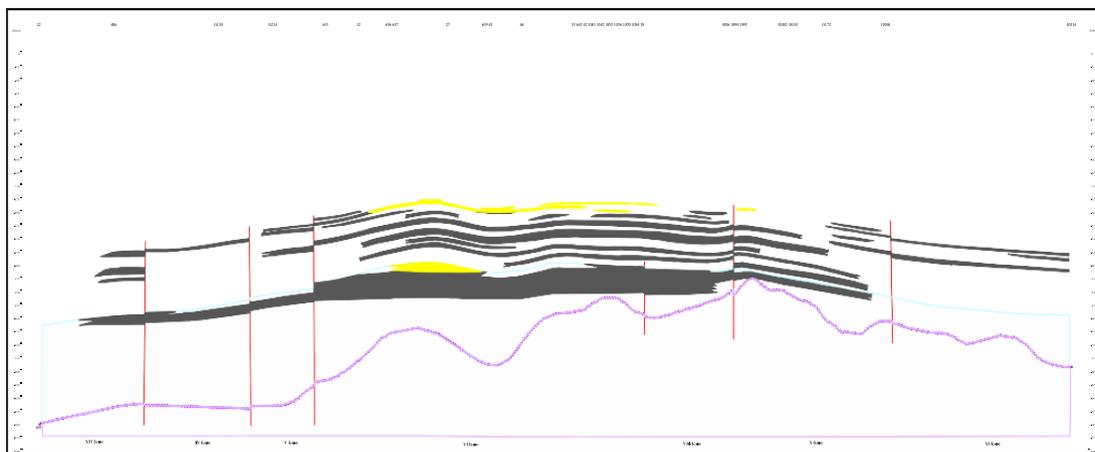


Рисунок 4.1 - Профиль по линии 1-1

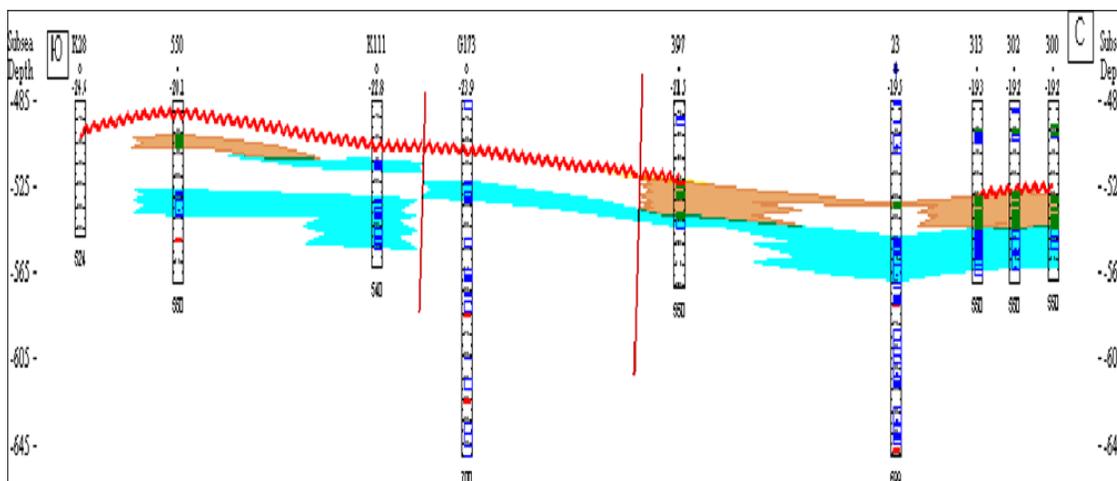


Рисунок 4.2 - Профиль по линии 2-2

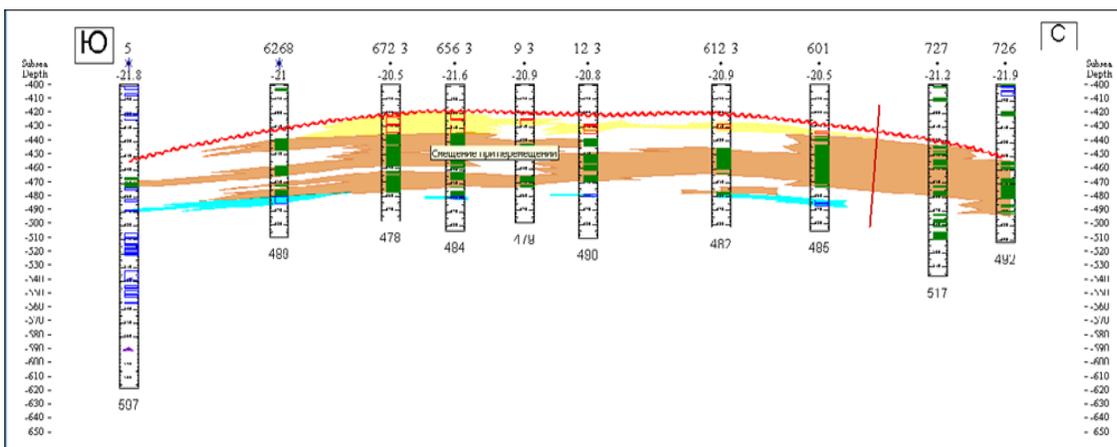


Рисунок 4.3 - Профиль по линии 3-3

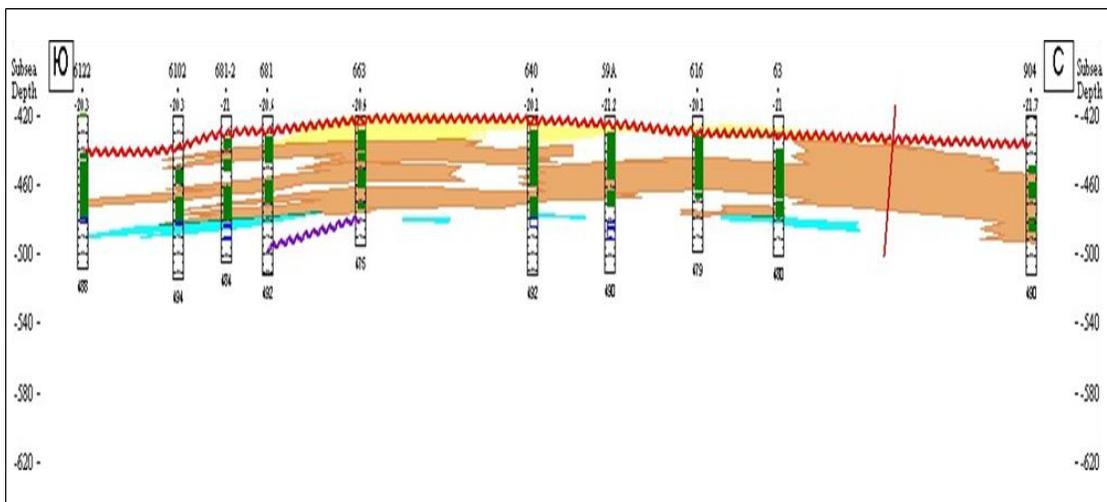


Рисунок 4.4 - Профиль по линии 4-4

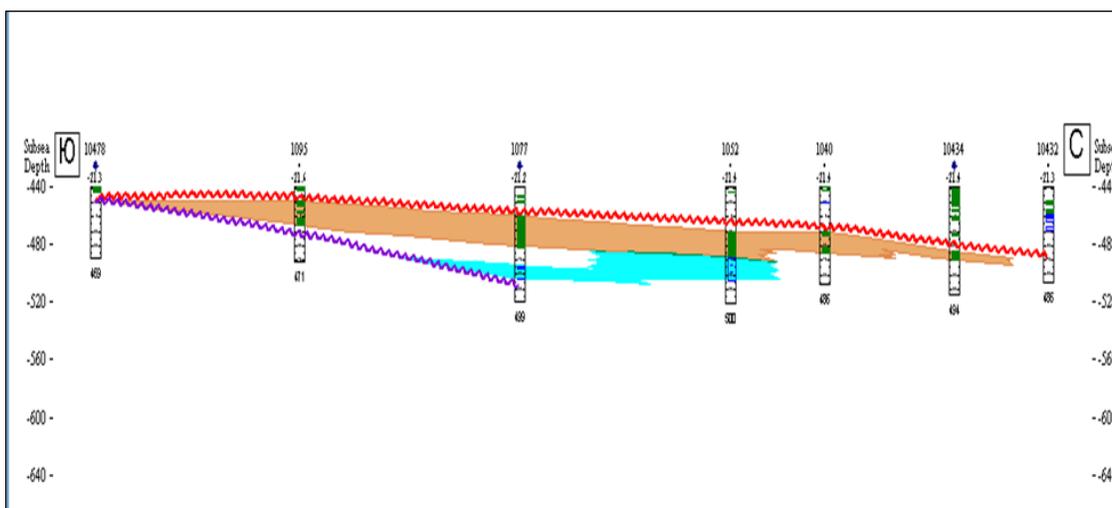


Рисунок 4.5 - Профиль по линии 5-5

После детализации геологического строения месторождения по результатам сведений 2Д и 3Д сейсмической съемки, пробурено свыше 300 эксплуатационных скважин, выяснилось, что строение юрских отложений выделяется от представленного в подсчете запасов 1977 года, где ожидалось, что меловой и юрский структурные планы оказываются сходными. На текущий момент можно упоминать об унаследованности структурного плана отложений мела поверхности несогласия, отделяющей меловые и юрские комплексы. Внутреннее структура юрской продуктивной толщи гораздо сложнее. Отложения пласта Ю1 на востоке месторождения не найдены, следствием размыва, а также на поверхность предмелового размыва обнаружены отложения горизонта Ю2. Согласно с этим поменялась корреляция юрских отложений. [17].

Продуктивность Ю1 горизонта обоснована испытанием 23-х разведочных

скважин, а также установлена большим количеством результатов исследований эксплуатационных скважин. Нефтеносность обнаружена в таких блоках, как II, III, IV, V, VI, VII, IX, X, XIV, а в VI блоке обнаружена газовая шапка.

Литологическая характеристика выявлена песчано-алевролитовыми породами. Восточная часть месторождения размыта. Вскрыто примерно 280 скважин, эффективные толщины не имеются.

Общая толщина горизонта искажается от 3,3 до 89,6 метров, в среднем 40,2 метра. Сокращение толщины горизонта находится в восточном направлении, где горизонт выклинивается на поверхность предмелового размыта. Эффективная нефтенасыщенная толщина варьируется от 6,2 до 59,9 метров, в среднем 18,2 м. Газонасыщенная толщина изменяется от 0,6 метров до 13,4 метров и в среднем составляет 4,1 м.

Блок II. Установлена продуктивность горизонта опробованием скважины Г146, до глубины минус 535,6 м был обеспечен приток безводной нефти, дебит которого составил 9 м³/сут при компрессировании, а также согласован получением нефти в скважине номер 11 до глубины минус 530,3 м.

Положение водонефтяного контакта по блоку допускается по подошве опробованного Скважин Г146 и 249 пласта на отметке минус 534 м (табл. 1).

Залежь тектонически экранированная с трех сторон, пластовая, имеет размеры 1,0*2,1 км, высота составляет 45 м. Площадь нефтеносности равна 1530 тыс.м².

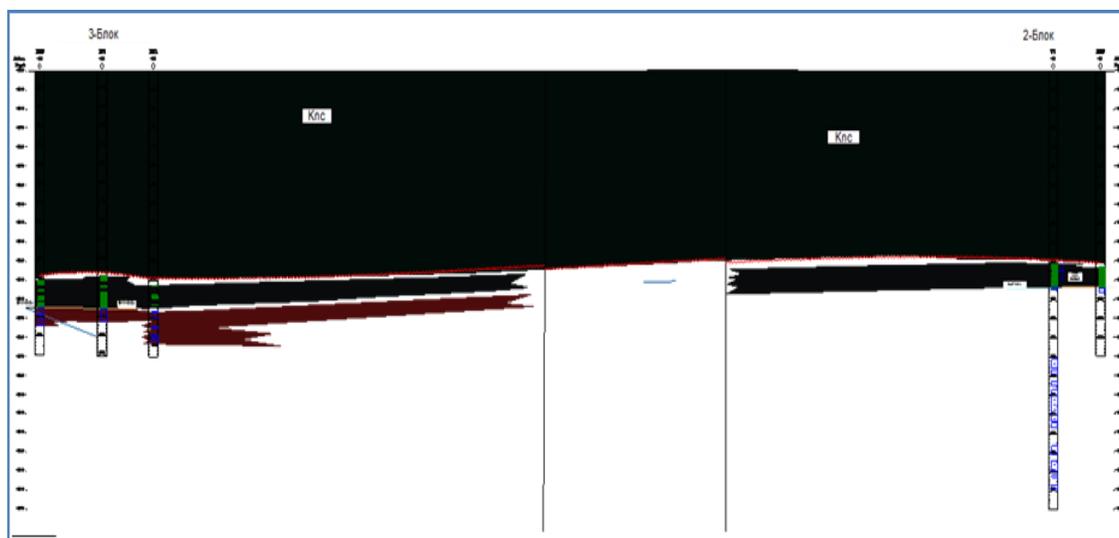


Рисунок 4.6 - Геолого-литологический профиль 3, 2 блок

Блок III. Установлена продуктивность получением нефти скважины Г124 и положительной по геофизическим исследованиям скважин 23, К-24 и К-75. При исследовании скважины 23 обнаружен приток воды, обусловленный тем, что интервал перфорации расположен ниже продуктивного интервала и вскрыл водонасыщенную область разреза. ВНК принят на отметке минус 545 м по

подошве дающая нефть пласта скважины Г124.

Залежь по типу резервуара тектонически экранированная с севера, востока и юга, пластовая. Размеры залежи образуют 2,9*3,6 км, высота равно 35 м. Площадь нефтеносности составляет 8529 тыс.м².

Блок IV. В связи тектонических нарушений, блок делится по юрским отложениям на две части, в скважине Г173 кровля водонасыщенных коллекторов установлена на 10 м выше подошвы продуктивного и дающего приток нефти пласта скважины Г179.

В южной части (IVa) находятся скважины Г179, 24 и К-76. Продуктивность обоснована получением притока нефти, дебит которого составляет 18 м³/сут при компрессировании. Скважина 24 при опробовании верхней части продуктивного интервала по ГИС до отметки минус 515,8 м образован приток нефти с водой. Положение водонефтяного контакта для этой скважины отмечается на отметке минус 536,9 м.

ВНК для блока принимается по подошве дающего нефть пласта скважины 24 на отметке минус 536,9 м.

Залежь тектонически экранирована с двух сторон, пластовая, размеры 1,1*3,5 км и высота 28 м. Площадь нефтеносности равно 2415 тыс.м².

В северной части блока (IVб) содержатся скважины Г173, Г123 и 406. Скважина Г123 при анализе в открытом забое до глубины минус 535, 2 метра образован приток нефти, дебит которого равен 48 м³/сут, при компрессировании. Подошва продуктивного пласта находится на отметке минус 513,2 м. Скважина 406 по исследованным данным ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора замечена на отметке минус 523,7 м, а кровля водонасыщенного видна на отметке минус 533,7 м. Скважине Г173 кровля пласта, содержащего отрицательный электрокаротажный коэффициент, начинается с отметки минус 523,3 м. Водонефтяной контакт отмечается на глубине минус 523 м.

Залежь тектонически экранирована с востока и севера, пластовая. Размеры 0,5*4,5 км, высота составляет 15 м. Площадь нефтеносности составляет 2370 тыс.м².

Блок V – делится на четыре подблока – Va, Vб, Vв, Vг. Продуктивность горизонта подтверждена опробованием скважин Г130, Г181, Г213, 550. В Va блоке самая низкая отметка добычи безводной нефти определена в скважине Г130 и равна минус 497,6 м. Наиболее высокая отметка кровли водонасыщенного коллектора по ГИС обнаружена в скважине Г213 и равна минус 500,9 м. Водонефтяной контакт для Va блока принят на отметке – минус 500,9 м [24].

В Vб блоке Скважина 550 при исследовании интервала перфорации 481,5-485,5 м (минус 501,6- 505,6 м) осуществлен приток нефти с водой, а скважина Г147 при исследовании пласта, кровля которого отмечается минус 507,4 м, выявлен фонтанный приток воды. Из этого следует, положение уровня ВНК по данному блоку признается на отметке минус 507,1 м.

В Vв блоке скважина 599 выявила приток нефти с водой в интервале 480,3,

положения уровня ВНК этому блоку принимается на отметке – 505м.

В Vг блоке скважина 541 при исследовании интервала перфорации 463-467 метров обнаружен приток нефти с водой, что доказывает положение уровня ВНК по этому блоку признается по абсолютной отметке – 498м.

Залежь ограничена тектоническими нарушениями с востока, северо-запада и юга и является пластовой. Размеры равны 3,0*5,2 км, высота составляет 35 м. Площадь нефтеносности составила 7670 тыс.м².

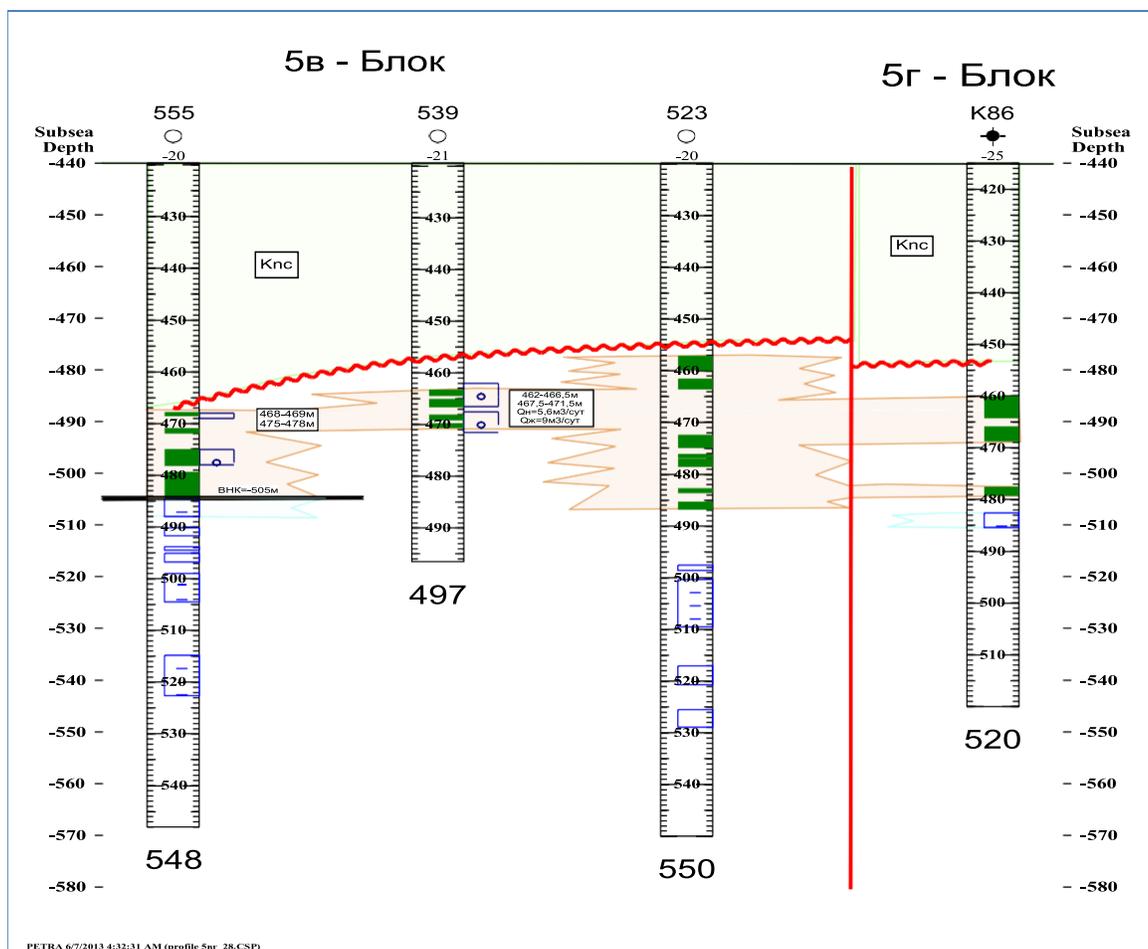


Рисунок 4.7.1 - Геолого-литологический профиль 5в, 5г блок

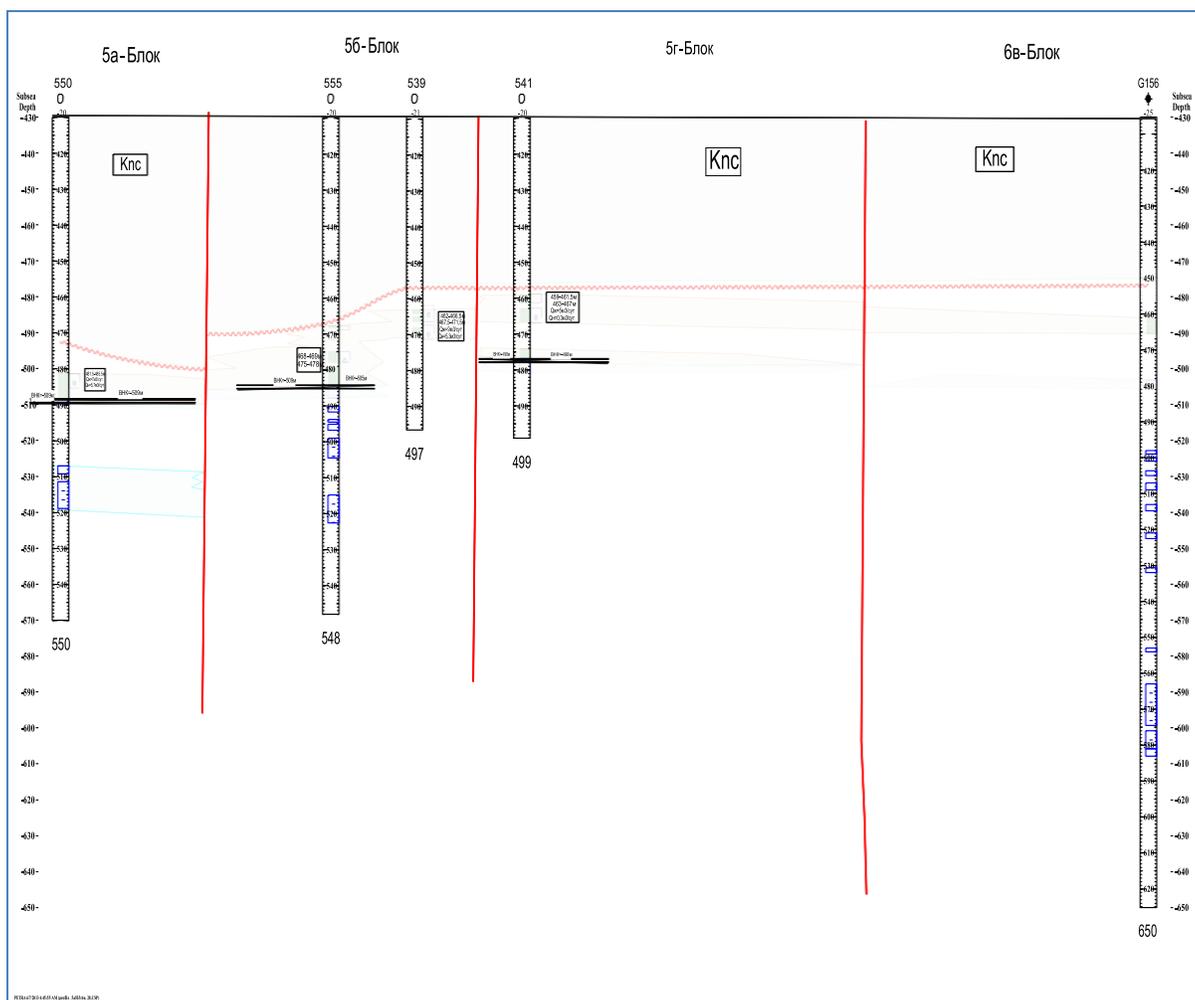


Рисунок 4.7.2 - Геолого-литологический профиль 5а, 5б, 5г, 6в блок

Блок VI. Является одним из крупных по размерам на месторождении. Продуктивность его обоснована опробованием скважин Г131, Г156, Г214, Г215, дающих безводные притоки нефти. Блок состоит из шести подблоков – VIа, VIб, VIв, VIг, VIд, VIе.

Самая низкая отметка получения нефти обнаружена в скважине Г156 и равна минус 490,6 м, а в скважине Г140 с абсолютной отметки минус 481,3 м осуществлен приток пластовой воды. Сведения промыслово-геофизических исследований, а также данные, полученные в процессе исследования горизонта при его разработке, доказывают колебания уровня водонефтяного контакта по данному блоку в пределах от минус 481 м до минус 491 м (табл. 1).

При испытании скважины Г125 осуществлен приток газа с нефтью дебитом 24 тыс м³/сут в интервале между 406 – 416 м с абсолютных отметок минус 428.8 м – 438.8 м, который свидетельствуют о наличии газовой шапки в области данной скважины.

Газовую шапку обнаружена в 35 эксплуатационных скважинах. В скважине

10 ГНК по данным ГИС пласта указан на отметке минус 436,1 м, в скважинах 12, 8 подошва газонасыщенных коллекторов по ГИС находится на отметках минус 433,8 м, минус 435,1 м соответственно, а кровля нефтенасыщенных пластов в данных скважинах начинается с отметок минус 437,4 и минус 437,3 м.

Положение уровня газонефтяного контакта принято на отметке минус 436 м (табл. 1).

Газовые шапки располагается в области скважин 629-3, 26-3, 630-3 выделяемых на основании сведений ГИС. Подошва газонасыщенных пластов по данным ГИС устанавливается на отметках минус 423 м (скв. 629-3), -424 м (скв. 26-3, 630-3) В скважинах 641, 652 кровля нефтенасыщенных пластов отмечается на абсолютных отметках минус 435 м, в скважине Г125 – минус 435 м (табл. 1).

Положение газонефтяного контакта принято на отметке минус 428 м.

В VIа блоке приняты притоки нефти с водой в скважинах 629-3, 26-2, 26-3, 630-3. Скважина 629-3 при опробовании интервала перфорации 425,5-435,5 м, 26-2 при интервале перфорации 427,4- 434 м и 630-3 приняты притоки нефти с водой, что и доказывает положение уровня ВНК по этому блоку принимается по абсолютной отметке минус 483 м.

В VIб блоке в скважине 14 при опробовании интервала перфорации 462-465,5 м получен приток нефти с водой. Отсюда следует, положение уровня ВНК по этому блоку принимается на отметке минус 489 м.

В VIв блоке в скважине 17 при опробовании интервала перфорации 457,5-460,5 м обнаружен приток нефти с водой, что и подтверждает положение уровня ВНК по данному блоку минус 489 м

В VIг блоке в скважинах 51-2, 42, 1042, 1056 обнаружены притоки нефти с водой. Положение уровня ВНК по данному блоку -485 м.

В VIд блоке в скважине 47-1 при опробовании интервала перфорации 420-426 м, а также в скважине 49 при интервале перфорации 426-429 м был получен приток нефти с водой, что и подтверждает положение уровня ВНК по данному блоку минус 481 м.

В VIе блоке в скважине 62 при опробовании интервала перфорации 443,5-447,5 м, а также в скважине 57-4 при интервале перфорации 432,5-441 м был получен приток нефти с водой, что и подтверждает положение уровня водонефтяного контакта по данному блоку минус 484 м.

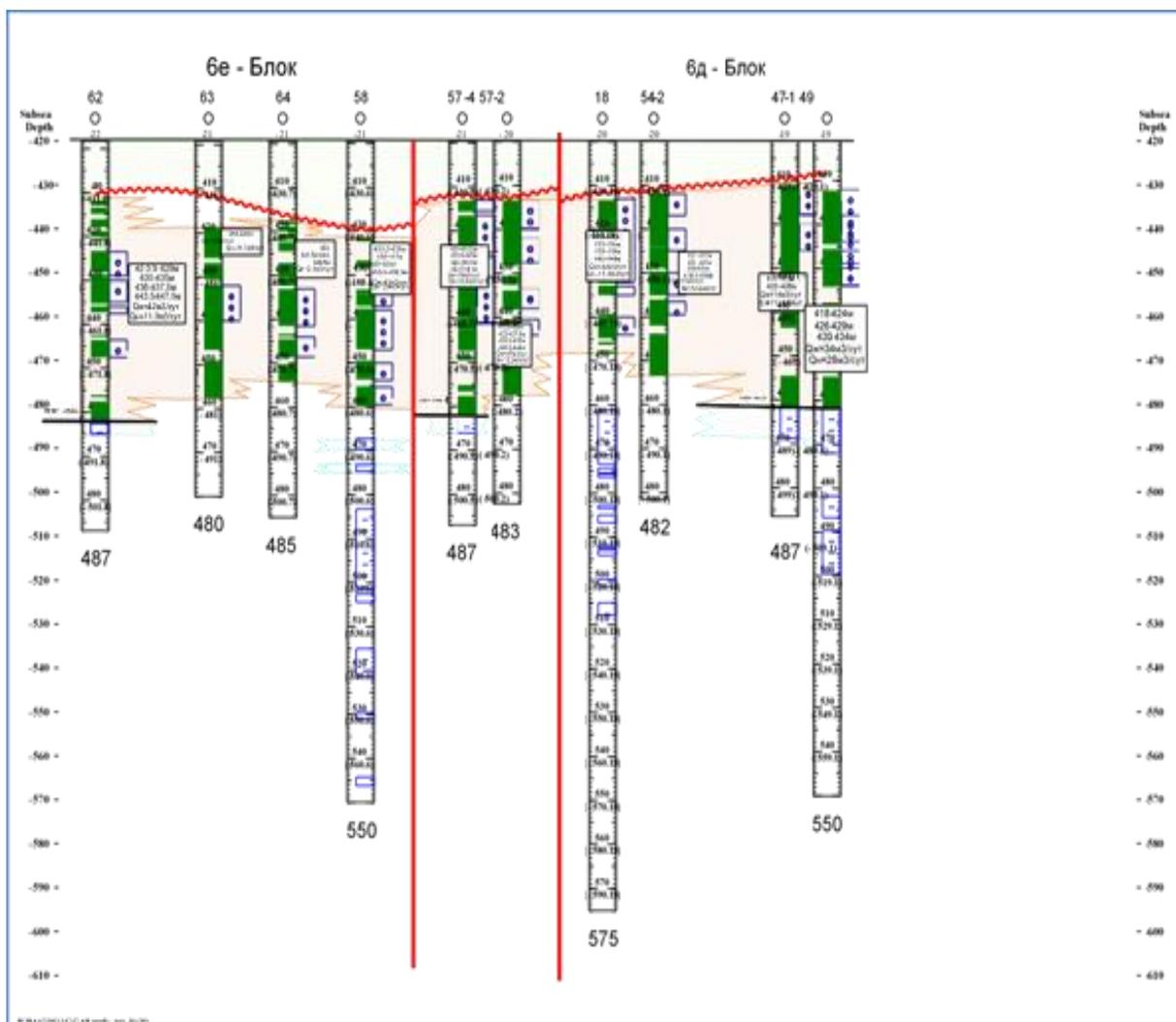


Рисунок 4.8.2 - Геолого-литологический профиль 6е, 6д блок

Блок VII. Присутствие нефтяной залежи в блоке подтверждено опробованием скважин Г161 и Г209. Залежь находится в промышленной разработке. Наиболее низкая отметка получения безводной нефти обнаружена в скважине Г209 и составила минус 508,8 м. Данный блок состоит из четырех подблоков – VIIа, VIIб.

В VIIа блоке в скважине 717-3 при опробовании интервала перфорации 480-488,5 м получен приток нефти с водой. Так, положение уровня ВНК по этому блоку принимается на отметке минус 519 м.

В VIIб блоке в скважине 756 получен приток нефти дебитом 3,2 м³/сут в интервале 454,5- 457,5 м. Получение нефти с водой в скважинах 713 и 801. (табл. 1) [8].

Положение ВНК определено по подошве дающего нефть пласта в скважине 713, 756, 801 на отметке минус 522 м.

Залежь по типу резервуара тектонически экранирована со всех сторон, пластовая. Размеры составляют 1,25*4,5 км, а высота 82 м. Площадь

нефтеносности при этом равна 4518 тыс.м²

Блок IX. Продуктивность установлена опробованием скважины Г170, полученный приток безводной нефти до глубины минус 475,2 м, при этом подошва нефтенасыщенного коллектора расположена на 12 м ниже, на глубине минус 487,2 м. В скважине 15 подошва продуктивного пласта отмечена на глубине минус 489,8 м, а при опробовании получен приток нефти с водой до глубины минус 478,0 м. В скважине 19 приток нефти получен до отметки минус 476,2 м, а подошва продуктивного по ГИС пласта находится на глубине минус 487,4 м. Блок IX – делится на подблоки IXа, IXб.

В IXа блоке в скважине 15 при опробовании интервала перфорации 462,5-465 м, обнаружен приток нефти с водой. Положение уровня водонефтяного контакта по данному блоку принимается на отметке минус 488 м.

В IXб блоке в скважине 908-1 при опробовании интервала перфорации 459,5-460,5 м обнаружен приток нефти с водой, приток нефти, дебит равен 5,5 м³/сут. Таким образом, положение уровня ВНК по данному блоку принимается на отметке минус 498 м

Залежь тектонически экранирована со всех сторон, пластовая. Размеры залежи равны 1,5 *1,7 км, высота 53 м. Площадь нефтеносности составила 2328 тыс.м².

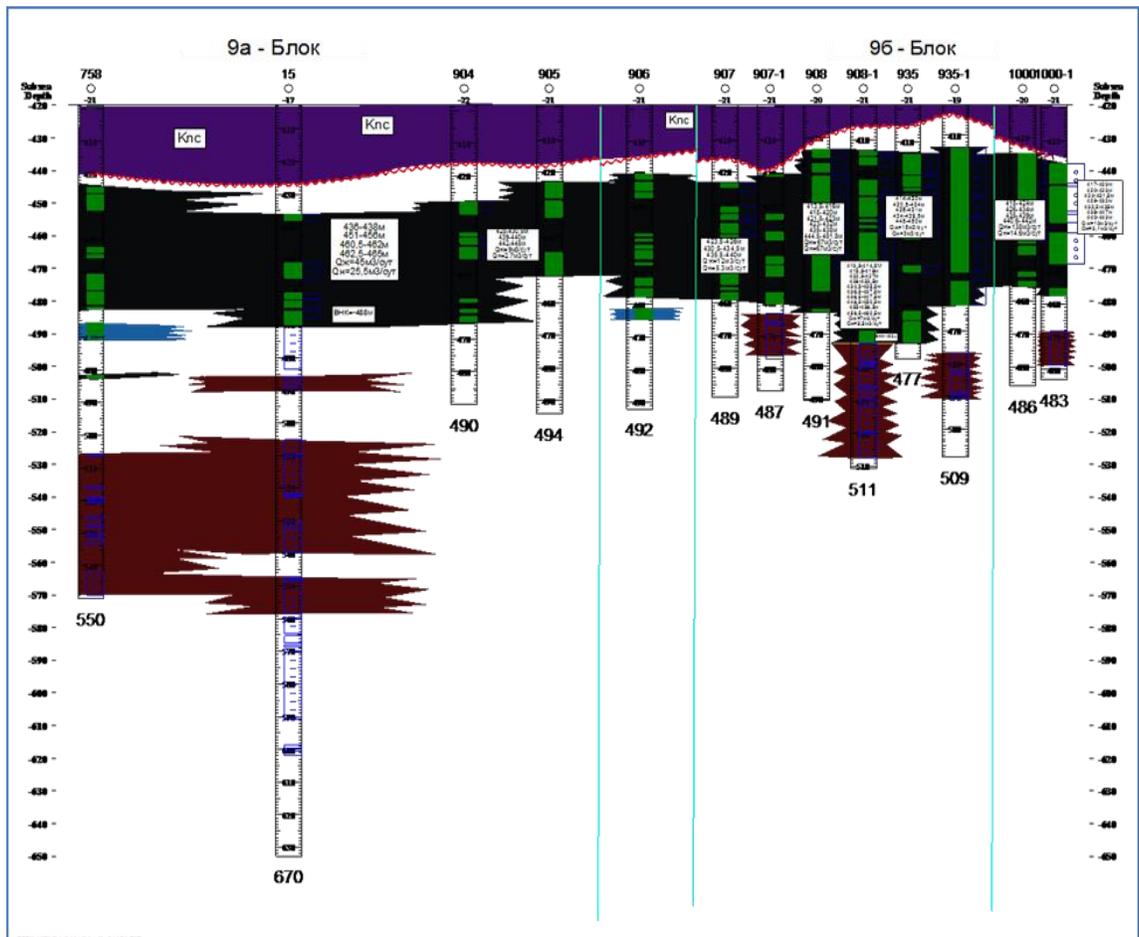


Рисунок 4.9.1 - Геолого-литологический профиль 9а, 9б блок

Блок X. Наличие нефтяной залежи зафиксировано еще на разведочном этапе получением в скважине Г166 притока нефти, дебитом равным 2,0 м³/сут при компрессировании до глубины минус 474,9 м. Во время эксплуатационного разбуривания промышленная значимость залежи обосновалась, притоки нефти получены до отметки минус 477,5 м (скв. 1002). Блок X – имеет в своем составе семь подблоков Ха, Хб, Хв, Хг, Хд, Хе, Хж.

В Ха блоке по данным ГИС ВНК прослежен в скважине 1038, 1065, 10457.

Положение уровня ВНК по этому блоку принимается на отметке минус 490м.

Хб блоке в скважине 1002-3 при исследовании интервала перфорации 446-451 м получен приток нефти с водой. Положение уровня ВНК по блоку принимается на отметке минус 484 м, носит наклонный характер, а также меняется от минус 482 м на западе блока (108) до минус 492 м – на востоке (скважина 1006) .

В Хв блоке в скважинах был осуществлен приток нефти 1016, 1016-3, 39-2. По данным ГИС ВНК прослежен в скважине 1016 на отметках минус 452,0 м и минус 487,0 м соответственно. Наименьшая отметка нефтенасыщенных пластов снимается в северо-восточной части блока, на отметке минус 491,9 м (скважин 1006). Положение уровня ВНК по блоку принимается на отметке минус 487 м.

В Хг блоке в скважине 915 при опробовании интервала перфорации 443-448,5 м, а также в скважине 106 при интервале перфорации 445-453м был осуществлен приток нефти с водой, что и доказывает положение уровня ВНК по этому блоку минус 480м.

В Хд блоке по данным ГИС ВНК прослежен в скважинах 100К, 101-3. В скважине 100К при испытании интервала перфорации 436-445,5 м, а также в скважине 101-3 был осуществлен приток нефти с водой, что и доказывает положение уровня ВНК по этому блоку минус 477м.

В Хе блоке в скважине 1005-3 при опробовании интервала перфорации 454-462 м, а также в скважине 1006 был осуществлен приток нефти с водой, это доказывает положение уровня ВНК по этому блоку минус 492м.

В Хж блоке в скважине 1006-3 при опробовании интервала перфорации 455-460 м обнаружен приток нефти с водой. Положение уровня ВНК по этому блоку принимается на отметке минус 496м.

В данный момент залежь находится в промышленной разработке.

Залежь с запада тектонически экранирована с востока - стратиграфически пластовая. Размеры равны 2*2,1 км, высота равна 62 м. Площадь нефтеносности при этом составляет 2348 тыс.м².

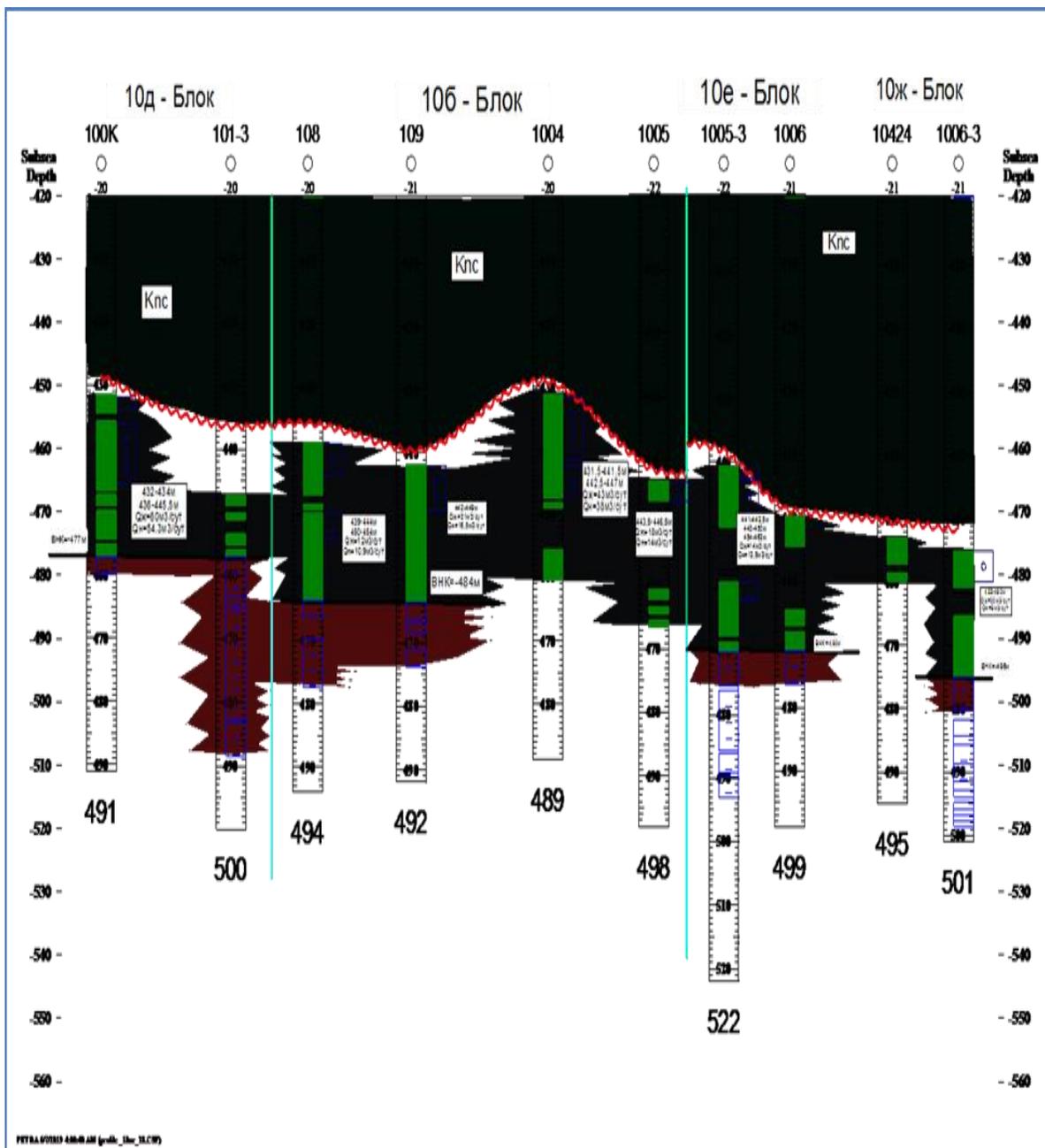


Рисунок 4.9.4 - Геолого-литологический профиль 10д, 10б, 10е, 10ж блок

Блок XIV. Наличие нефтяной залежи было установлено в процессе испытаний скважины 22, где до истинной глубины минус 535 м был в итоге получен приток нефти с водой. Подошва продуктивного пласта в этой полученной скважине находится на абсолютной нам отметке минус 539,2 м, а кровля водонасыщенного по ГИС пласта в ней К144 берет истоки с отметки минус 538,9 м. Водонефтяной контакт по залежи может приняться на минус 539 м (табл. 1). Залежь тектонически проведена с севера и востока, пластовая. Размеры ее составляют 0,7*4,7 км, высота 15 м. Площадь общая нефтеносности

при этом равна 953 тыс.м2.

Ю2 горизонт.

Ю2 горизонт.

Литологический показан чередой алевролитов, песчаников и глин. Этот горизонт имеет неопасное распространение. В площади скважин 1073 (VI блок) и 10101 (X блок) и на юго-восток от этих скважин юрские залежи размыты и здесь нижнемеловые отложения уходят непосредственно на породах фундамента. Его коэффициент распространения горизонта оказался равным 0,98.

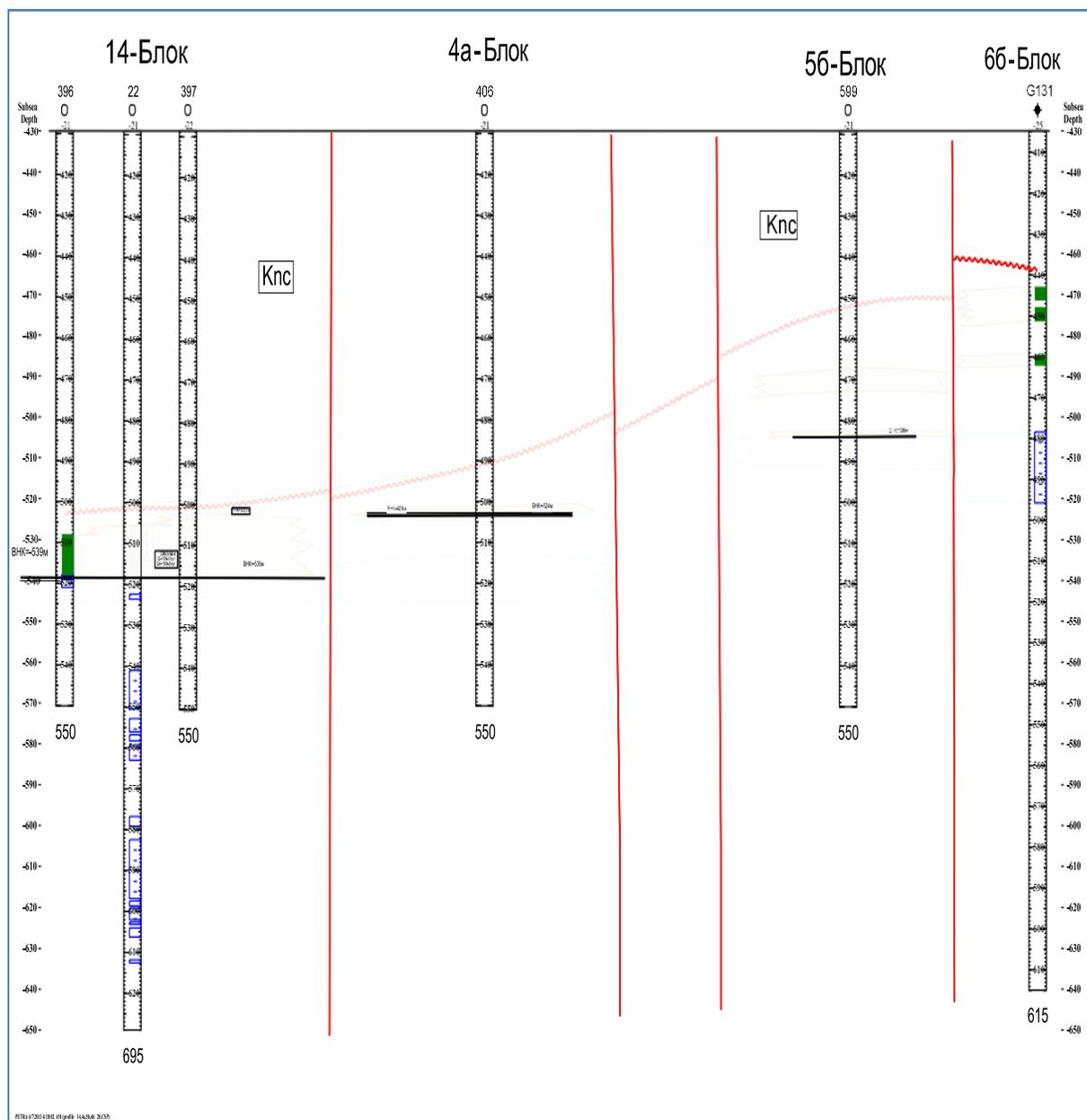


Рисунок 4.9.5 - Геолого-литологический профиль 14, 4а, 5б, 6б блок

Суммарная толщина варьируется от 25 до 100 м и в среднем составляет 50 м. Эффективная насыщенная нефтью толщина варьируется от 1,5 до 40 м, и в среднем равна 12,3 и 6 метров, соответственно для пластов I и II.

Нефтеносность горизонта выявлена в блоках VI, X и XI.

Блок VI. В горизонте блока, по данным бурения, обнаружены два купола (западный и восточный), отсепаратированные между собой небольшим прогибом. К каждому из них приурочены отложения нефти.

К западному его куполу приурочена нефтяная залежь, установленная эксплуатационными скважинами 658 и 674. В скважине номером 658 при опробовании верхнего разреза из интервала минус 471,1 и минус 474,4 м выявлен приток нефти дебитом 8,7 м³/сут. По данным ГИС нефтенасыщенные пласты показаны до глубины 480,1 м. В скважине 674 из интервала минус 468,5, минус 472,5 м приток нефти с водой составил дебитами Q_н – 11 м³/сут и Q_в – 11,7 м³/сут. Получение пластовой воды взаимосвязано с некачественным цементом.

Скважины 672 и 673 пришли к усвоению совместно с Ю1 горизонтом.

В скважине 673 ВНК, по данным ГИС, показана на абсолютной отметке - 478,8 м, в скважине 674 нижняя отметка нефтенасыщенных пластов выделена на более абсолютной отметке минус 482,2 м, и таким образом в 6 блоке Ю1 и Ю2 можно подтвердить единым водонефтяной контакт, что нам мы можем считать единым эксплуатационным объектом. По верхним отметкам водонасыщенных, по ГИС, пластов примерно отбивается на отметках минус 480,6м (скв.41), минус 483,0м (скв. 6) и минус 485,8м (скв.31).

Значит, водонефтяной контакт в западной части колеблется от минус 478,8 м до минус 482,2 м.

Залежь эта пластовая, нефтяная, сводовая, размеры залежи надлежат 1,5 х 1,3 км, высота – 20 м. Общая площадь нефтеносности составляет 1342 тыс.м².

В этих пределах восточного купола нефтеносность определена эксплуатационными скважинами. Дебиты нефти варьируются от 10 до 78 м³/сут.

Приток нефти с обычной водой из горизонта Ю2 получен в скважине 26, испытанной по совместительству с Ю1 горизонтом. Из интервалов 415,0–435,0метра (435,5–455,5) (Ю1), 461,0–466,0метра (481,5–486,5)

(Ю2), 470,0–476,0метра (490,5–496,5) (Ю2) дебитов нефти и воды составляли соответственно 109,0 метров³/сут и 17,8 метров³/сут. По ГИС нефтенасыщенные пласты бьются до глубины минус 480 м.

Таблица 1 - Обоснование водонефтяной контакт по пласту Ю2

Блок	Положение в структуре	Скважина	По данным опробования		По данным ГИС		Принятое положение ВНК ,м	
			Нижняя отметка нефти, м	Верхняя отметка воды, м	Нижняя отметка нефти, м	Верхняя отметка воды, м		
VI	Западный Купол	673			-478,8	-478,8	-478,8 -482,2	
		696			-477,7			
		6			475,9	-483,0		
		658	-471,1	-474,1	-480,1			
		41	-406,4			-480,6		
		659			-480,9	-480,9		
		674			-482,2			
		31				-485,8		
	Восточный Купол	26	-496,5*		-480,0		-480-487,4	
		Купол	677				-482,0	
			50	-480,8				
			6112	-476,1		-480,0		
			6105			-480,1	-480,1	
			49			-480,9	-480,9	
53					-485,6	-485,6		
55					-487,4	-487,4		
644					-487,3	-487,3		
X		1015	-481,5			-483,3	-481-492,9	
		1026	-484,3		-489,0	-491,2		
		1050	-486,3			-498,1		
		1011	-492,9		-492,9	-492,9		
		Г172	-480,9		-491,9	-491,9		
XI		Г186	-490,5				-492	
		К10*			-492,1			
		Г187	-479,0			-510,3		
		10268	-485,5					
		К136			-491,7	-496,8		

минус 496,5* - выделен приток нефти с водой

Залежь сводовая, нефтяная, тектонически была экранирована, размеры залежи 4,1 x 2,1 км, высота залежи - порядка 50 метров. Площадь общая нефтеносности равна 8522 тыс. м².

Блок X. В пределах этого блока продуктивность установлена разведочными максимальными скважинами Г172 и Г175. Полученные дебиты этой нефти равны соответственно 8,4 и 6,0 м³/сут.

В эксплуатационных этих скважинах дебиты нефти меняются от 1 до 99,7 м³/сут (скв. 1054). В скважине 1015 приток нефти образован до отметки минус 481,5 метров. Водонефтяной контакт по ГИС определен на отметке минус 483,5 метров.

В скважинах 1026 и 1050 притоки нефти образован до абсолютных максимально отметок, соответственно,

Минус 484,3 метров и минус 486,3 метров. Водонасыщенные пласты по ГИС выделены в этих скважинах, соответственно, с абсолютных отметок и минус 491,2 м и 498,1 м.

Самая низкая отметка способа получения нефти отмечена в скважине 1011 и равна минус 492,9 метров. Скважина освоена повсеместно с Ю1 горизонтом и открыла водонефтяной контакт, выделенный по данным ГИС на абсолютной этой отметке минус 492,9 м. При освоении получен приток этой нефти с водой дебитами 8,5 и 15,2 м³/сут.

Итак ВНК примерно соответствует с Ю1 и Ю2, в северной части этого блока контакт изменяется от минус 483,5 до минус 492,9 метров.

На юге блока ВНК был принят по скважине Г172, в которой этот приток нефти получен до абсолютной отметки минус 480,9 метров, но по ГИС водонефтяной контакт отбивается на отметке минус 491,9 метров.

Залежь сводовая, нефтяная, тектонически экранирована. Размеры этой залежи в пределах контура нефтеносности определены 5,2 x 2,4 км, высота залежи – 55 метров. Площадь нефтеносности равна примерно 3173 тыс. м².

Блок XI. Залежь была установлена разведочными скважинами Г186, Г187, в которых при опробовании были выявлены притоки нефти дебитами от 3,3 до 9,6 м³/сут при такой работе компрессором на 26мм штуцере.

ВНК раньше в подсчете запасов 1985 г был поставлен на отметке минус 492 метров по подошве продуктивного по ГИС этого пласта в скважине К10* и этим подтверждается данными опробования скважин Г186, в которой промышленный приток нефти выявлен до отметки минус 490,5 метров.

В пределах блока пробурена эксплуатационная скважина 10268, где получен незначительный приток нефти дебитом 0,4 м³/сут до абсолютной пометки – 485,5 м. Водонасыщенные пласты по ГИС выделяются от отметки минус 510,3 метров. водонефтяной контакт оставлен на прежней отметке минус 492 метров. Залежь сводовая, нефтяная, тектонически так экранированная. Размеры залежи составляют 2,4 x 1,1 километров, высота ее – 19 м. Площадь нефтеносности равна 2230 тыс. м².

5 Состав и свойства нефти и газа

В диссертации показаны результаты анализов 15 глубинных проб из 15 скважин среднеюрским, 12 глубинных проб горизонта Ю1 и 3 глубинных пробы горизонта Ю2, (рис5).

Нефть из месторождения Аккудык высоковязкая, тяжелая, слабо насыщена газом.

Горизонт Ю1 по сведениям 2012 года показан 14 пробами из 14 скважин, средние показатели: $P_{нас.} - 2,1$ МПа, вязкость-340 мПас, объемный коэффициент -1,022, газосодержание – 6 м³/т, плотность пластовой нефти – 0,9182 г/см³. По таблице 2 мы видим, все параметры и пробы, кроме низкого содержания плотности в пластовой нефти по скв. Г125 (0,8961 г/см³), 401 (0,8971 г/см³) и уменьшенный объемный коэффициент по скважине номер 708 (1,007 д.ед.) и номер 678 (1,007 д.ед.), допустим показательным и оценивает параметры пластовой нефти средних по горизонту. В продуктивных пластах пластовая нефть содержит большие изменения характера пласта - давление насыщения меняется от 0,98 до 3,6 МПа, объемный коэффициент от 1,005 до 1,05 доли ед, газосодержание варьируется– от 1,4 до 10,3м³/т., вязкость изменяется от 120 до 600 мПас. (табл. 2).

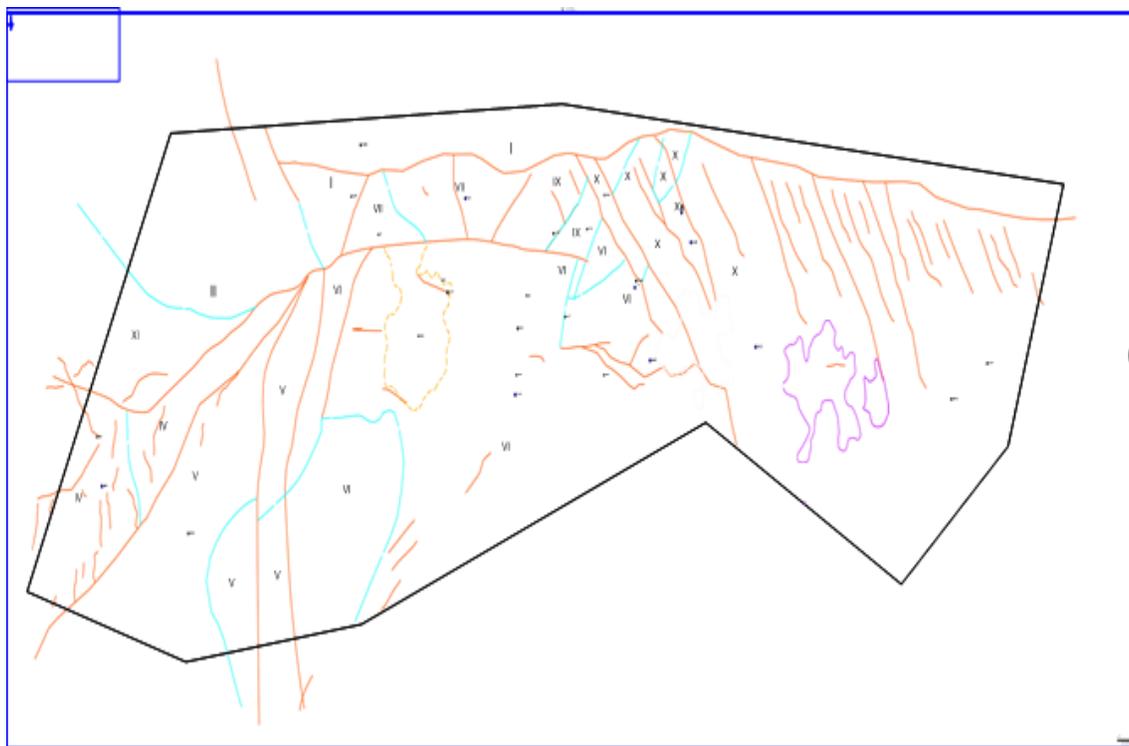


Рисунок 5 - Схема расположения глубинных проб

Таблица 2– Свойства пластовой нефти. Месторождение Аккудык

Скважина	Интервал перфорации	Глубина	Пласт /горизонт	Рпл МПа	Температура пласта, С	Давление насыщения, МПа	Газосодержание		Объём коэф., д.ед	Усадка %	Плотность нефти в пластовых усл г/см ³	Плотность легал, нефти при 20 С, г/см ³	Вязкость нефти	Коэф сжимаемости*	Коэф растворимости газа в нефти м ³ /м ³ МПа
							М ³ /М ³	М ³ /т							
Г125	434-442	429	Ю1	5,51	31	2,24	9,29	9,89	1,02	4,85	0,896	0,938	122	9	3,87
Г149	409-422	404	Ю1	5,2	30	3,4	9,9	10,55	1,049	4,36	0,904	0,938	270		2,91
Г141	421-437	416	Ю1	4,97	34	2,79	5,92	6,42	1,04	3,85	0,911	0,9421	285		2,11
Г170	417-425	412	Ю1	5,13	34	1,69	5,18	5,58	1,020	1,99	0,9161	0,9298	215		3,13
Г210	420-446	415	Ю1	5,5	33	1,75	4,82	5,17	1,025	2,47	0,9245	0,9381	336	11,4	2,72
СБ2	426-496	421	Ю1	4,58	29	3,26	10,82	11,58	1,025	2,5	0,9186	0,9343	252		3,58
СБ708	429-432	415	Ю1	5,2	31	2,55	7,93	8,46	1,008	0,75	0,9362	0,9371	307	24,95	3,13
СБ106	420-429	409	Ю1	2,75	27,2	0,95	3,04	3,24	1,006	0,7	0,9331	0,9365	448	10,37	3,21
СБ409-3	425-430	429	Ю1	4,15	23	1,24	3,56	3,68	1,011	1,6	0,9342	0,9507	510	25,67	2,82
СБ401	492-504	495	Ю1	3,24	28	1,34	1,73	1,62	1,024	2,34	0,9175	0,939	445,3	13,45	1,21
СБ912	414-418	430	Ю1	2,48	29	0,95	1,34	1,23	1,02	1,93	0,894	0,9475	430,4	54	1,29
СБ1			Ю1	4,05	24	1,75	4,84	5,16	1,021	1,94	0,9297	0,9396	447	26,15	2,71
СБ26			Ю2	5,3	30,4	4,11							266		
СБ624	422-448	425	Ю2	5,03	34	3,71			1,031		0,9171		206		
СБ1092	423-445	436	Ю2	4,4	29	1,64	4,84	5,14	1,018	1,73	0,9298	0,9315	417	9,75	2,96
СБ687	431-440	429	Ю2	4,6	29,2	1,01	3,333	3,56	1,01	0,95	0,9298	0,9356	403	11,32	3,31
СБ238	430-435	430	Ю2	4,12	25	0,91	2,22	2,36	1,008	0,83	0,9296	0,9371	531	24,11	2,45

По пласту Ю2 по данным 2007 года проанализированы 8 проб, 5 из которых не были признаны, и в трех пробах оценены параметры пластовой нефти, охарактеризованы давлением насыщения равным 1,65 МПа, объемным

коэффициентом равным 1,017, газосодержанием равным 5,13 м³/т. (табл. 2). Основанием выбраковывания анализов исследований данных проб, принадлежащих скважинам под номерами 678, 1092 и 687 горизонта Ю1 и Ю2 приходится то, что перед отбором проб пластовое давление не было исправлено до первоначального.

После исследования полученных свойств допускается вывод о том, что у этих объектов физические и химические свойства очень схожи, из чего следует то, что объекты могут рассматриваться как единый объект. Были составлены графики зависимостей этих свойств нефти от характеристик пласта – коллектора по Ю1 и Ю2 (рис 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5).[4,22].

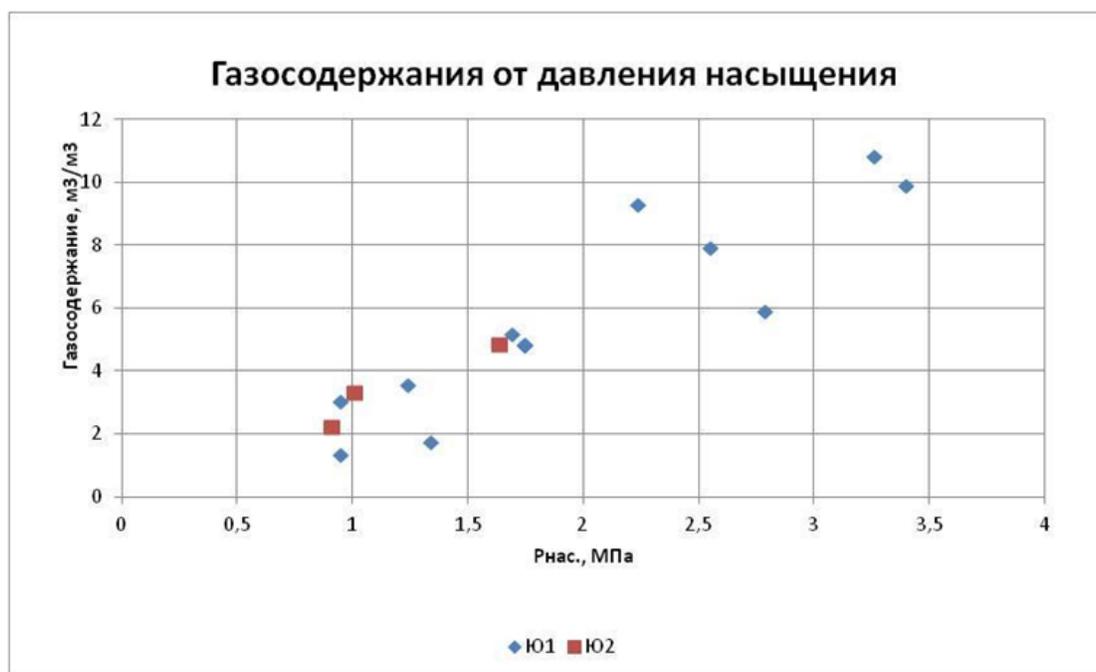


Рисунок 5.1 - Зависимость газосодержания от давления

Зависимость температуры пласта и вязкость нефти по Ю 1 и Ю2

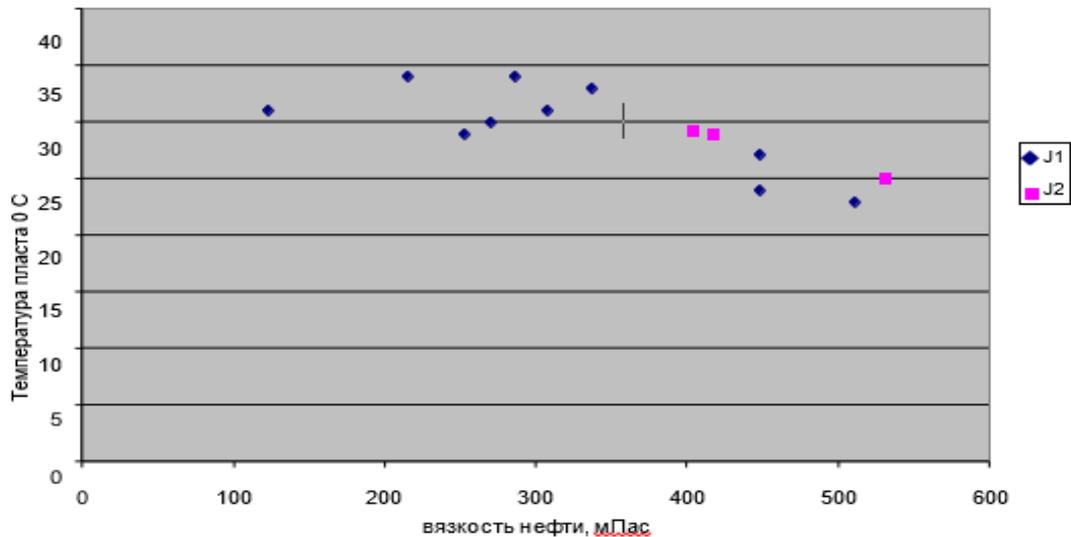


Рисунок 5.2 - Зависимость температура пласта и вязкость нефти

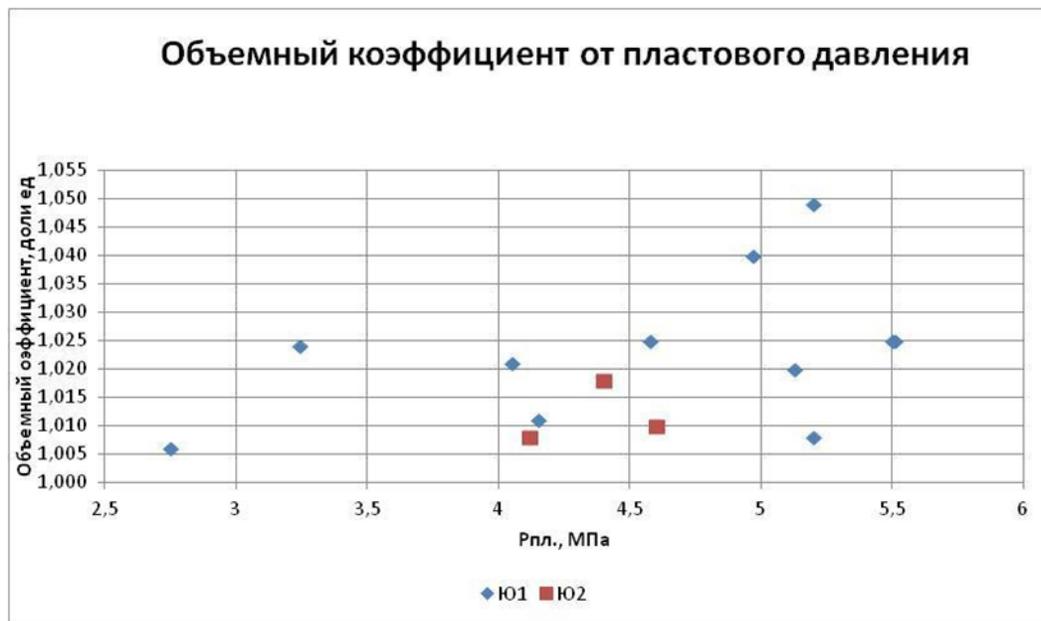


Рисунок 5.3 - Зависимость объемный коэффициент и пластовое давление

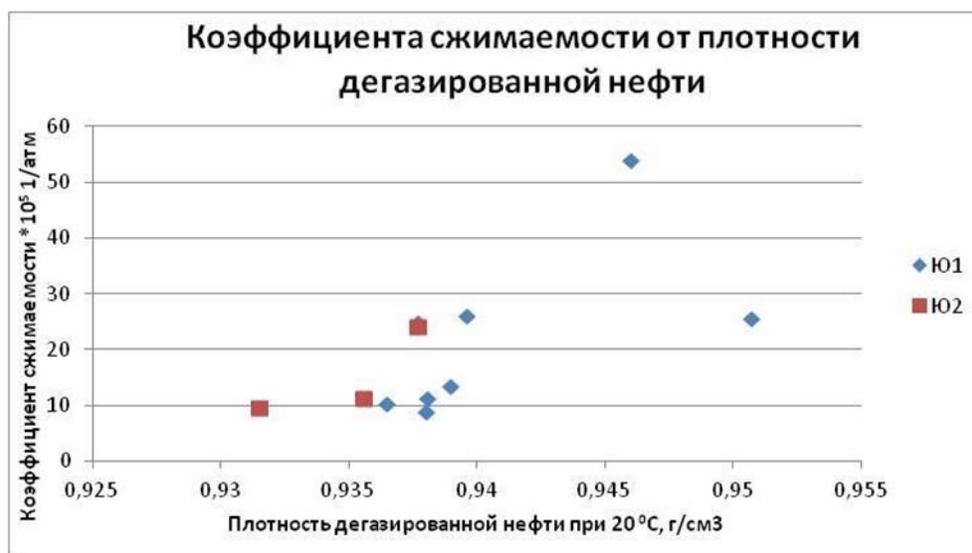


Рисунок 5.4 - Зависимость коэффициент сжимаемости и плотность дегазированной нефти

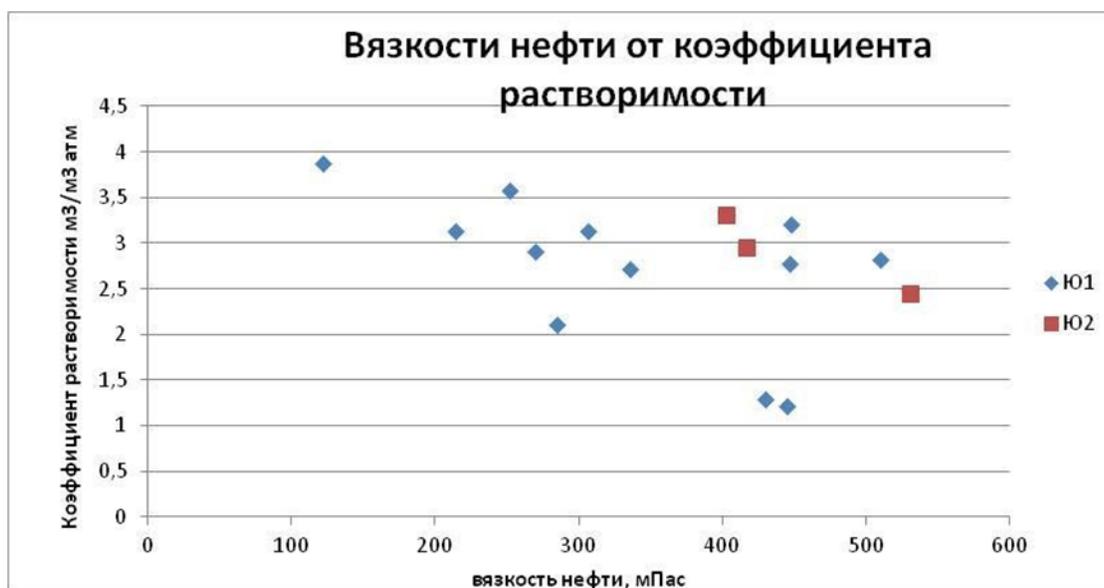


Рисунок 5.5 - Зависимость вязкая нефть и коэффициент растворимости

5.1 Трассерные исследования и гидродинамическая связь

Для изучения проводимости тектонических нарушений, трассерные исследования имеют огромное значение на тектонический экранированных залежах - т.е. оценка проницаемости разломы и гидродинамической связи между блоками.

Ныне на месторождении Аккудык принята структурно- тектоническая модель, полученная при пересчете запасов 2008 г. и по ней составлены проектные

документы для промышленной разработки.

И согласно этой модели, структура Аккудык имеет брахиантиклинальную складку запад-северо-восточного простирания. Осадочные отложения нижнемелового и среднеюрского возраста принимают непосредственное участие в строении брахиантиклинали, граница между которыми характеризуется перерывом в осадконакоплении и угловым несогласием. Основание складчатое платформы, которое сложено нижнетриасовыми породами, вследствие перекрываются разновозрастными отложениями.

Район, где расположена структура Аккудык характеризуется высокой тектонической активностью, которая способствовала образованию широкой сети тектонических нарушений, и разбивший структуру на 14 блоков[9].

«Отчет о результатах сейсморазведочных работ 3Д обработки и интерпретации сейсмических материалов объединенного куба 3Д по площади Аккудык за 2009 год», который был завершен в 2010 году и выполнен Тщательный анализ результатов трассерных исследований, которые проведены на месторождении Аккудык в рамках этой работы, может быть использован как критерий для определения наличия или отсутствия тектонического нарушения, либо его проводимости.

Из 29 скважин, использованных для закачки реагентов (11, 21, 25, 27, 302, 33, 37, 40, 48, 4-Z,50-4, 64, 628, 633, 657, 713, 717-3, 742, 749, 911, 935, 1028, 1045, 1055, 1077, 1091 А, 6112, 6156-3,6157), 16 из них находятся в зонах развития тектонических нарушений. Скважина номер 11 расположена в тектоническом блоке II, отделяемом от блока VII нарушением F6 как по юрскому, так и по меловому комплексу отложений (см. рис. 5.7). Закачка индикатора была проведена в юрские отложения (перфорация 550.5-558.5м)

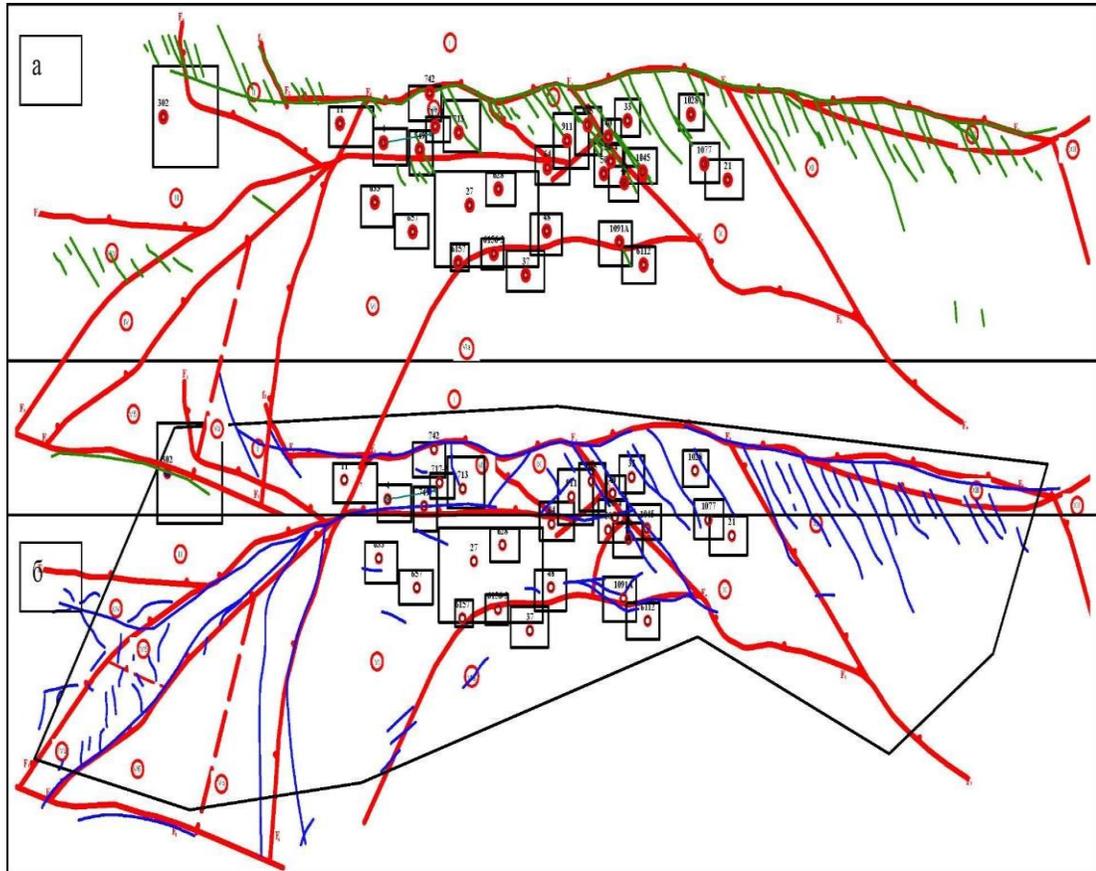


Рисунок 5.6 - Месторождение Аккудык. схема расположения тектонических нарушений: а) - по меловым отложениям; б) - по юрским отложениям (красные - 2008 г, зеленые, синие- 2010 г)

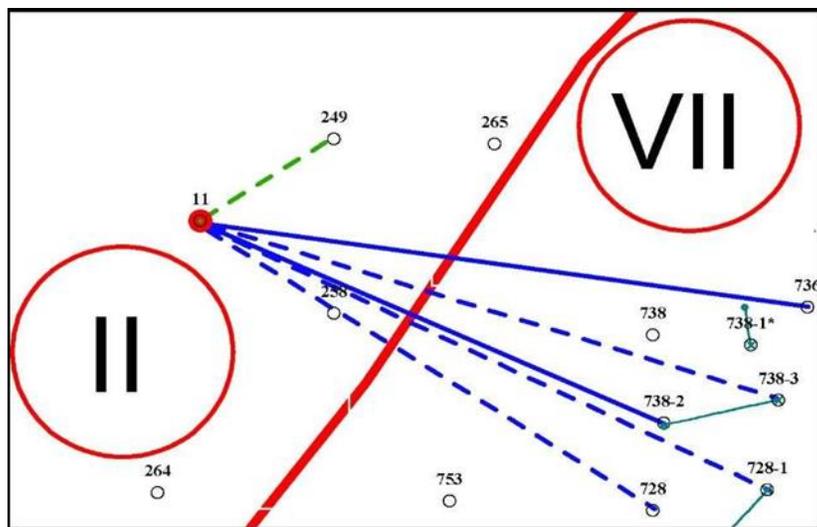


Рисунок 5.7 - Гидродинамическая связь между нагнетательной скважиной номер 11 и добывающими скважинами исследуемого участка (сплошная линия - наличие связи, прерывистая – отсутствие связи)

Выход индикатора был обнаружен в скважинах 736, 738-2 юрского горизонта. Вынос трассера не обнаружен в скважинах 728, 728-1, 738-3 юрского горизонта и 249 мелового горизонта.

На рисунке 5.8 изображен литологический разрез по двум парам скважинам – номера 11 и 736, по которым выявлена гидродинамическая связь, а также 11 - 738-3 - где связи не обнаружено. На рисунке, внутреннее строение юрской продуктивной толщи довольно похоже. Пласты-коллекторы, которые выделяются в скважине номер 11, и находят свое продолжение за тектоническим нарушением, и прослеживаются в скважинах 736, 738-3. Также такая же ситуация наблюдается и по остальным скважинам. Можно сделать однозначный вывод о том, почему в 3 из 5 исследованных не обнаружен выход трассер довольно трудно, однако нельзя не заметить то, что тектоническое нарушение между боками II и VII не является экранирующим, либо отсутствует, можно говорить с уверенностью.

Вдали от тектонических нарушений, скважина 21 расположена в тектоническом блоке X, что доказано тем, что после закачки индикатора в юрские отложения была обнаружена гидродинамическая связь между нею и всеми окружающими скважинами.

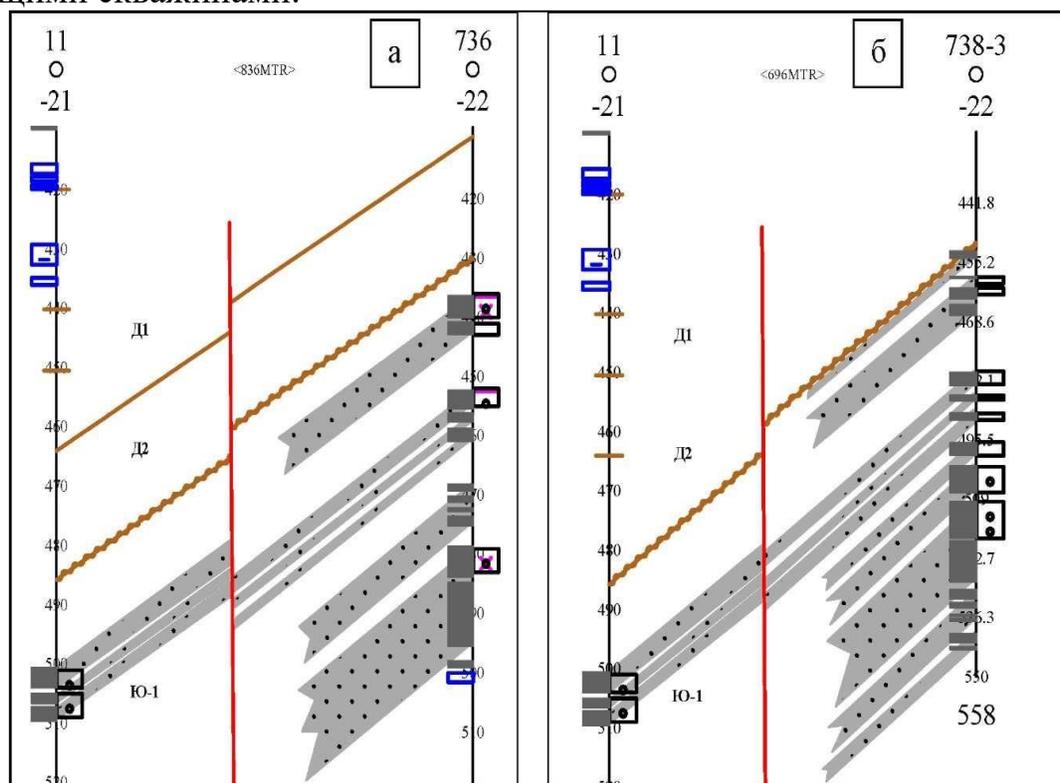


Рисунок 5.8- Схематический геолого-литологический профиль между нагнетательной скважиной номер 11 и добывающими скважинами исследуемого участка:

В пределах VI тектонического блока расположены скважины 25, 27, на расстоянии более 250 метров от ближайших тектонических нарушений. По всем добывающим скважинам, которые расположены вблизи, выявлена гидродинамическая связь по юрским горизонтам.

Скважина 33, которая находится в X блоке, на расстоянии от ограничивающих его нарушений. При этом, по материалам новой сейсмоки, где видно, что к северо-востоку от скважины номер 33 фиксируются два малоамплитудных тектонических нарушения, которые оперяют региональный разлом F1, и прослеживаются как в меловом, так и в юрском разрезе (см. рис. 5.6, 5.9). Закачка индикатора в скважину номер 33 проведена в юрские и меловые отложения. На рисунке 5.9 видно, что выявлена гидродинамическая связь по меловым отложениям практически по всем направлениям во всех окружающих скважинах. Такая же картина наблюдается и для юрских отложений. Так, можно подвести вывод, что выделенное в отчете тектоническое нарушение в районе скважины номер 33 не является экранирующим, либо его нет. Скважина номер 37, которая находится в VI блоке вдали от тектонических нарушений и не может использоваться в качестве для определения их проницаемости. Скважина номер 40 расположена в X блоке, примерно где в 100 м к западу находится тектоническое нарушение F8, отдаляющее её от VI блока. Также по материалам отчета выделяется несколько нарушений, которые расположены параллельно F8 (см. рис. 5.9.1). Закачка индикатора была проведена в юрские и меловые отложения. Был зафиксирован единственный выход индикатора на скважине 1000-3, эксплуатирующей одновременно оба объекта - меловой и юрский. На скважинах 40-1, 1007-4, 40-3, 1012, 49-4S, 1001, 1000-1 вынос трассера не выявлен. Перфорирована только юрская часть разреза в скважинах 1001, 1001-1, 1007-4, 1012, 49-4S. Скважина номер 40-1 расположена рядом с тектоническим нарушением и, может быть, находится в соседнем блоке VI, что и объясняет отсутствие гидродинамической связи с ней [16].

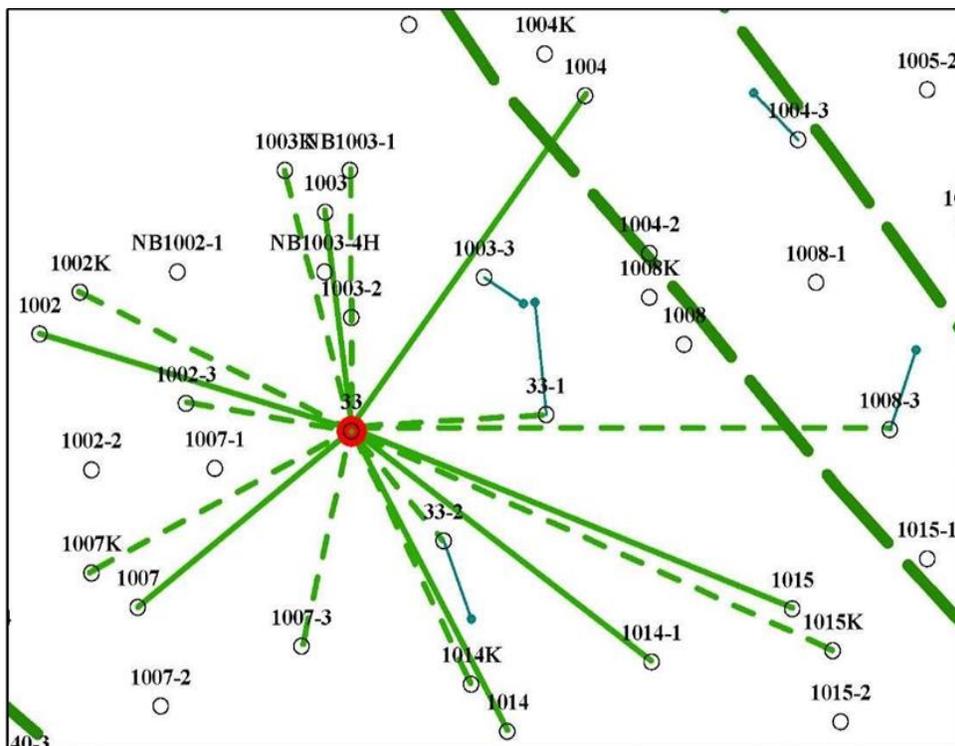


Рисунок 5.9- Гидродинамическая связь между нагнетательной скважиной номер 33 и добывающими скважинами исследуемого участка по мелу

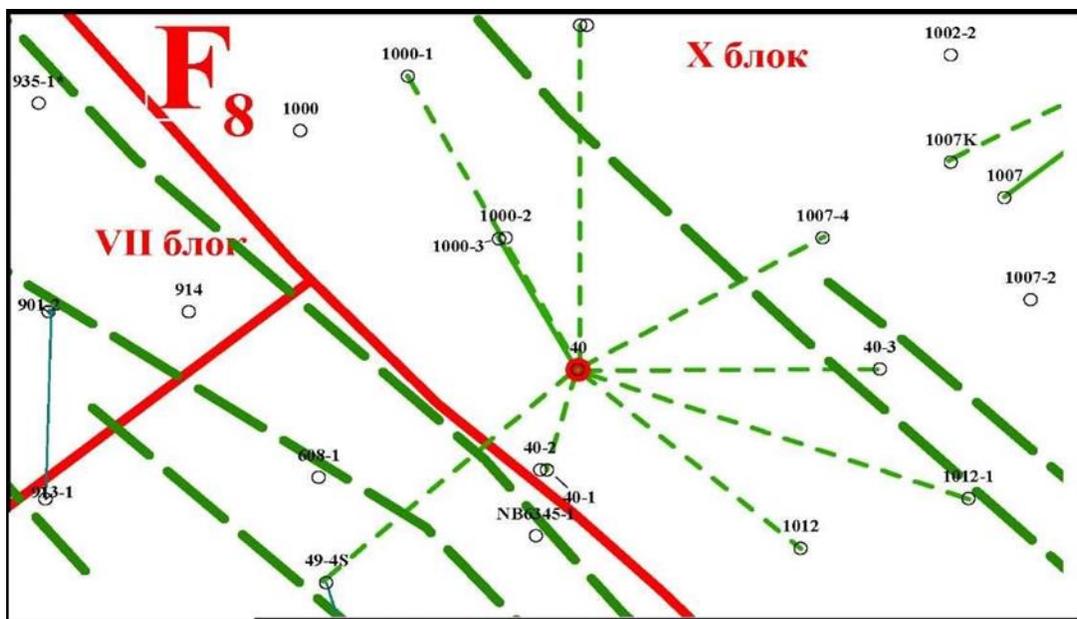


Рисунок 5.9.1 - Гидродинамическая связь между нагнетательной скважиной номер 40 и добывающими скважинами исследуемого участка по мелу

В юрские отложения, при закачке индикатора, гидродинамическая связь

нагнетательной скважины номер 40 выявлена практически по всем окружающим юрским скважинам, и также скважине, эксплуатирующей совместно юрский и меловой горизонт (см. рис. 5.9.2), из чего можно сказать, что тектонические нарушения, которые прослеживаются в районе скважины номер 40, не являются экранирующими.

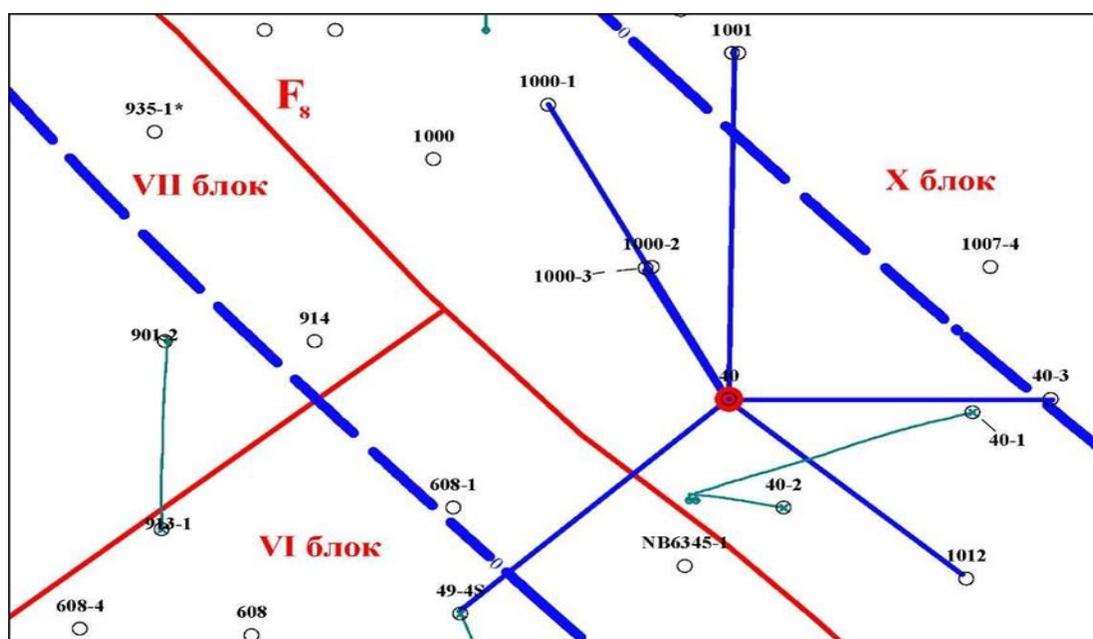


Рисунок 5.9.2 - Гидродинамическая связь между нагнетательной скважиной номер 40 и добывающими скважинами исследуемого участка по юре

Скважина номер 48 находится в VI блоке, на расстоянии свыше 250 м от тектонического нарушения F7 и также не может быть использована для определения его проницаемости. Связь гидродинамики нагнетательной скважины номер 48 выявлена со всеми окружающими юрскими скважинами. Скважина номер 50-4 расположена в VI блоке, находящаяся на расстоянии около 165 м от тектонического нарушения F8, отделяющего от блока X. Закачка самого индикатора проводилась в юрский горизонт. В 4-х скважинах выявлено наличие гидродинамической связи из 12-ти - 50, 6347, 1031-3Н, 1021-2 (см. рис. 5.9.3). В блоке, где и нагнетательная скважина 50-4, здесь же и находятся все скважины. Пробы не отбирались на скважинах 49-1, 49-2, 1031К, 47-2, 47-3 мелового горизонта и скважинах 47-1, 18С-3, 6347, 50-2, 608-2, 1043-4Н юрского горизонта. В скважине 1012, расположенной в блоке X, также не отбирались пробы, из-за этого судить о гидродинамической связи между блоками нельзя.

Скважина 64 находится в VI блоке, на расстоянии около 125 м от тектонического нарушения F2, отделяющего от блока IX. В юрский горизонт

проводилась закачка индикатора. Все скважины, в которых отбирались пробы, находятся там же, где и нагнетательная скважина. Связь нагнетательной скважины 64 в юрском горизонте выявлена по окружающим юрским скважинам 616-1, 616-3 и 618-1, кроме скважин 63, 616, 631-1, 618, 618-3, 57-4 и 58-1S, в которых выноса индикатора не обнаружено (рис. 5.9.4). Пробы не отбирались по скважинам 617-3, 618-2 и 900.

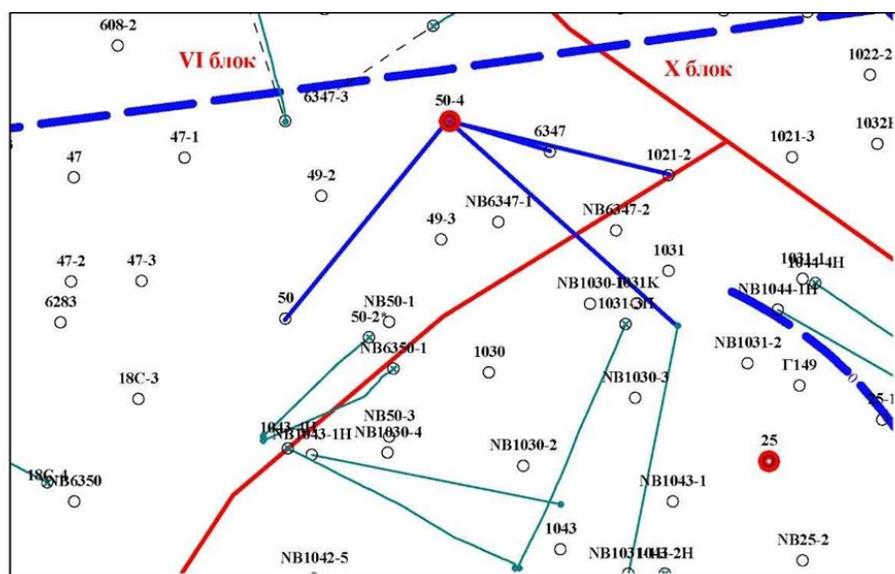


Рисунок 5.9.3 - Гидродинамическая связь между нагнетательной скважиной номер 50-4 и добывающими скважинами исследуемого участка по юре

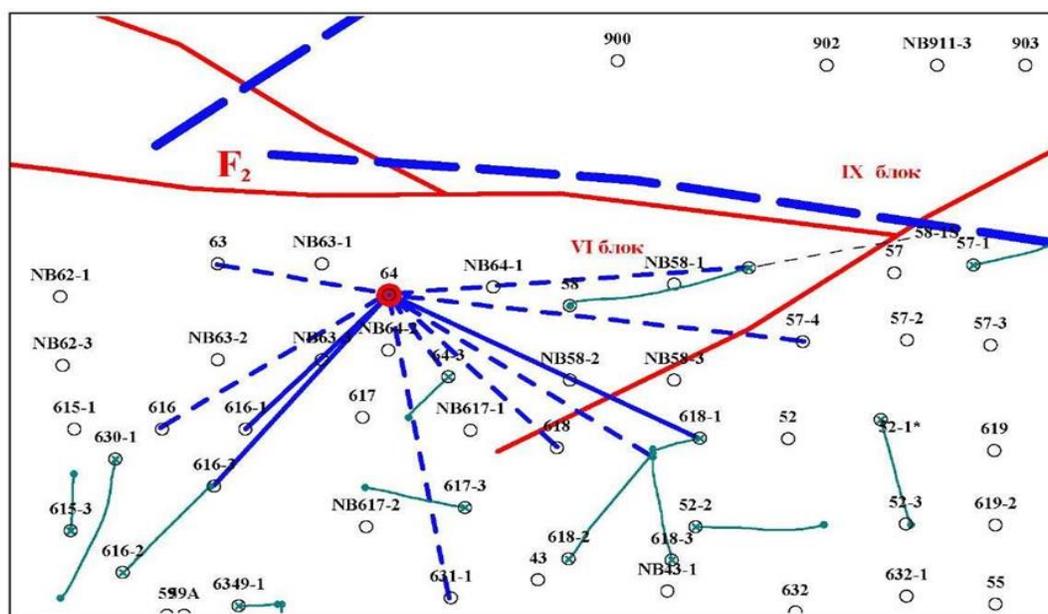


Рисунок 5.9.4 - Гидродинамическая связь между нагнетательной скважиной номер 64 и добывающими скважинами исследуемого участка по юре

Скважина 302, которая расположена в III блоке, вдали от тектонических нарушений, а также в анализе проводимости между блоками не может быть использована.

Скважины 628, 633, 657 располагаются в центральной части VI блока и не могут быть использованы для определения связи между блоками.

Скважины 713, 717, 742, 749 и 4Z-3Н, расположенные в пределах VII тектонического блока (см. рис. 5.9.5). Именно в юрский горизонт, во всех скважинах проводилась закачка индикатора, а в скважине 749 также и в меловой. Скважины 713, 717-7 и 742, которые расположены недалеко от тектонического нарушения F2, и которое разделяет блоки VII и VI и не участвуют в данном анализе.

На расстоянии 145 м и 245 м от нарушения F2 находятся скважины 749 и 4Z-3Н. Основным моментом является то, что он был обнаружен в скважинах, после закачки индикатора, которые расположены в другом тектоническом блоке (6201, 603, 603-2), что служит свидетельством наличия связи между блоками VII и VI [11].

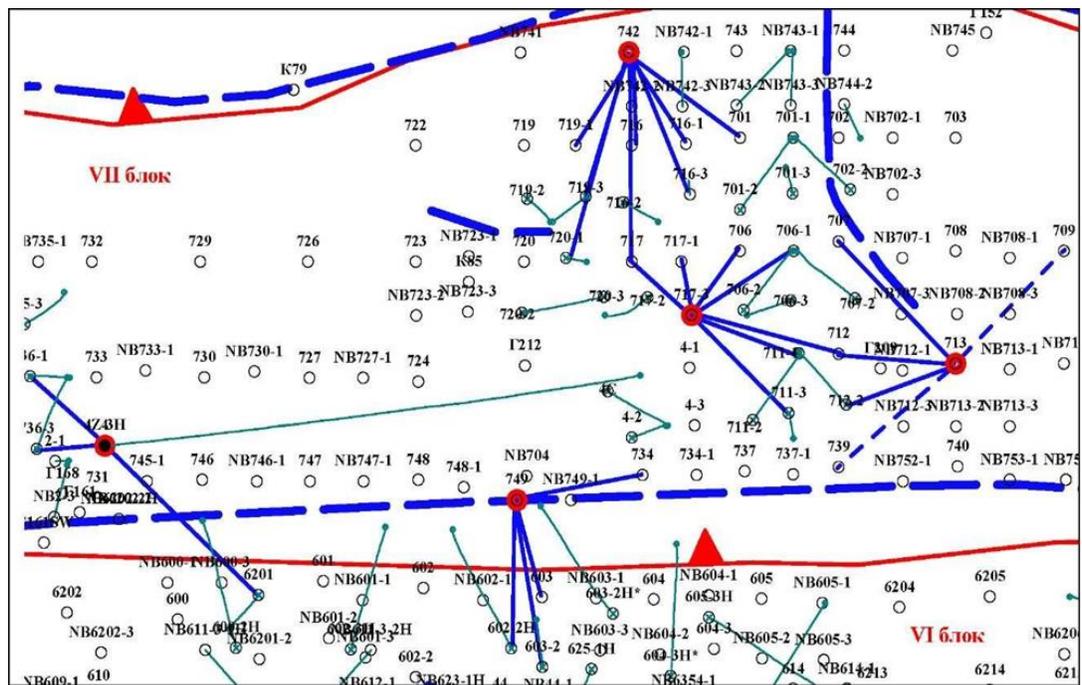


Рисунок 5.9.5 - Гидродинамическая связь между нагнетательными и добывающими скважинами VII блока

Скважины 911 и 935 находятся в пределах IX тектонического блока (см. рис. 5.9.6). Связь нагнетательной скважины 935 в юрском горизонте выявлена по одной из окружающей юрских скважин - 908.

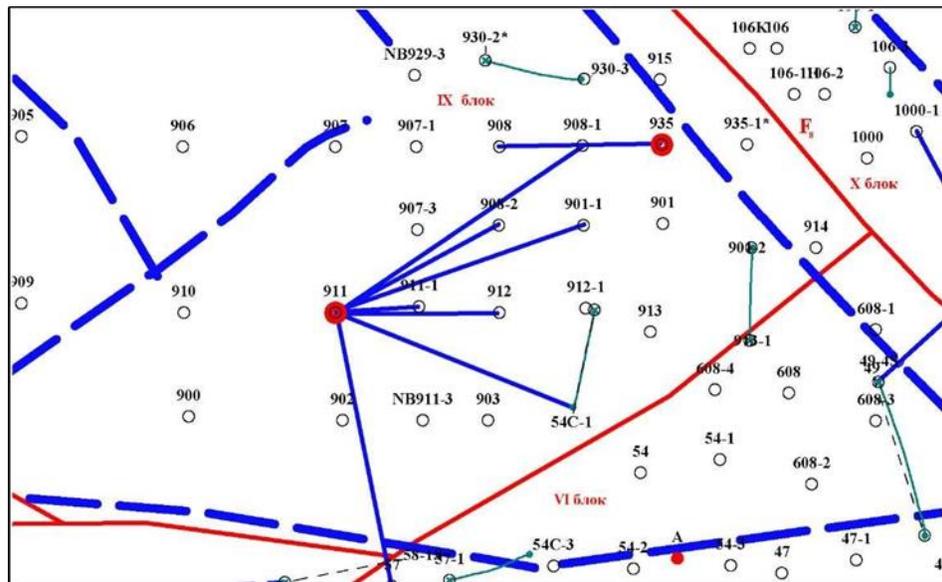


Рисунок 5.9.6 - Гидродинамическая связь между нагнетательными и добывающими скважинами IX блока (сплошная линия - наличие связи, прерывистая - отсутствия связи)

Пробы не отбирались по скважинам 930-2, 935-1, 930-1, и также, как и в скважине 106, которая расположена в X блоке, из-за этого судить о гидродинамической связи между блоками X и IX не представляется возможным.

После процедуры закачки индикатора в нагнетательную скважину 911, связь нагнетательной скважины 911 в юрском горизонте выявлена по всем окружающим скважинам юрского горизонта, кроме скважин 911-3, 907-3, 58-1S и 900, 908, где пробы не отбирались.

В скважине номер 57, которая расположена за тектоническим нарушением, в пределах блока VI, выход индикатора был зафиксирован буквально через 0,45 суток после окончания закачки индикатора в нагнетательную скважину номер 911, т.е. как в первой из реагирующих скважин. Это может говорить о хорошей гидродинамической связи между блоками, или о том, что тектонические нарушения проходят за скважиной номер 57 и она попадает в XI блок.

Скважины 6156-3 и 6157 расположены в блоках V и VI и разделены между собой тектоническим нарушением F7. Закачка индикатора осуществлялась в юрский горизонт. Гидродинамическая связь обнаружена по скважине 6157 со всеми окружающими скважинами, эксплуатирующими юрский объект, включая две скважины (6157-3, 6158-2), которые расположены в другом блоке.

Полученные в результате исследований данные гидродинамической связи нагнетательных скважин 6157 и 6156-3 со скважинами, которые расположены в другом блоке, могут свидетельствовать об отсутствии тектонического нарушения F7, тем более по данным сейсмических исследований он не выделяется.

Скважина 6112 находится на расстоянии 350 м от нарушения и в данном анализе не участвует. То же можно сказать и о скважинах 1028, 1055, 1077.

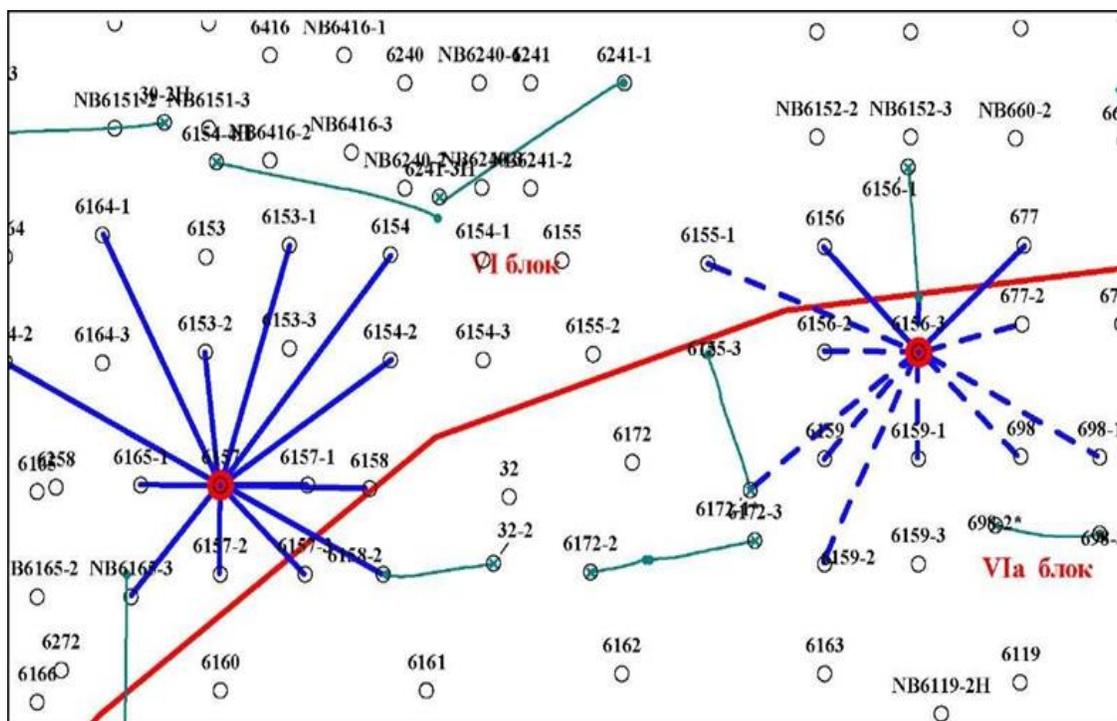


Рисунок 5.9.7- Гидродинамическая связь между нагнетательными и добывающими скважинами VI - V блоков

Скважина 1045, которая расположена в пределах X блока, на расстоянии 170 метров от тектонического нарушения F8, и разделяющего X и VI блоки (см. рис. 5.9.8). Гидродинамическая связь нагнетательной скважины 1045 была выявлена не по всем окружающим юрским скважинам, а только по 4-ем скважинам - 1032, 1022-3, 1044, 1070- 1Н. Выноса индикатора не обнаружено в скважине 1023-2. Пробы всех остальных скважин юрско-мелового и юрского горизонта, в результате оказались безводными.

Также подтвердили отсутствие гидродинамической связи между объектами разработки, в результате проведения трассерных исследований.

Изучение связи скважин, находящихся в соседних блоках использованы для уточнения геологического строения.

По данным последних сейсмических исследований 3Д, которые были проведены ООО «Парадайм Геофизикал», в результате выявлены новые тектонические нарушения. Предложенный новый вариант геологического строения месторождения различается от принятого на сегодняшний день, во-первых, количеством и во-вторых, расположением тектонических нарушений, осложняющих как неокомский, так и среднеюрский комплекс отложений.

Анализ результатов трассерных исследований проводился в порядке принятого (утвержденного) и нового видения геологического строения.

В целом проведенный в рамках данной работы анализ результатов трассерных исследований помог нам выявить участки, в которых установлена гидродинамическая связь между различными блоками месторождения Аккудык.

6 Подсчетные параметры запасов

6.1 Методика подсчёта запасов

Чтобы подсчитать геологические запасы нефти (Q_n) мы выбрали метод объёмный, который вычисляется по формуле:

$$Q_n = F \cdot h \cdot K_n \cdot K_p \cdot Y \cdot \Theta, \quad (1)$$

где: F – площадь нефтеносности, тыс м²,
 h – средняя эфф. нефтенасыщенная толщина, м,
 K_n – коэффициент нефтенасыщенности,
 K_p – коэффициент пористости,
 Y – плотность нефти, т/м³,
 Θ – пересчётный коэффициент, который учитывает усадку нефти в поверхностных условиях – (обратная объёмному коэффициенту пластовой нефти).

Извлекаемые запасы нефти (Q_n изв.) подсчитывались по формуле:

$$Q_n \text{ изв.} = Q_n \cdot M, \quad (2)$$

где: M – коэффициент извлечения нефти.

Геологические запасы, растворенного в нефти (V) газа, вычисляются произведением геологических запасов нефти и газосодержание пластовой нефти, используя формулу:

$$V = Q_n \cdot r, \quad (3)$$

где: r – газосодержание в пластовой нефти, м³/т,

A извлекаемые запасы газа, который растворён в нефти (V изв.), высчитывались по формуле:

$$V \text{ изв.} = Q_n \text{ изв.} \cdot r, \quad (4)$$

Запасы свободного газа в газовых шапках ($V_{св.}$), вычисляются по формуле:

$$V_{св.} = F \cdot h \cdot K_p \cdot K_g \cdot (P \cdot L - P_k \cdot L) \cdot f \cdot 0,97, \quad (5)$$

где: P – начальное пластовое давление, кг/ м³,

K_g – коэффициент газонасыщенности,

L – Отклонение газов от закона Бойля-Мариотта,

f – температурное отклонение,
 0,97–коэффициент перевода технических в физические единицы
 давления

6.2 Обоснование подсчётных параметров

Используя программный комплекс Petra (Рис 6.) осуществлялись: геометризация залежей нефти и газа, включая построение структурных карт по кровле и подошве коллектора, карт суммарных эффективных, газо- и нефтенасыщенных толщин.

Таблица 3 - Месторождение Аккудык. Подсчёт начальных геологических и извлекаемых запасов нефти и растворённого в нефти газа Ю1 и Ю2 по месторождению в целом по состоянию на 2011 год.

Местоположение на структуре	Категория запасов	Зона по характеру насыщения	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средн. Эф.нефт.толщ.,м	Нефтенасыщенный объём, тыс.м ²	Пористость, д.ед	Нефтенасыщенность, д.ед.	Плотность нефти, т/м ³	Пересчётный коэф., д.ед.	Коэфф.извлечения,д.ед.	Нач.запасы нефти		Газосодержание, м ³ /т	Нач. запасы раств газа	
											Геологические, твс.т	Извлекаемын, тыс.т.		Геологические, твс.т	Извлекаемын, тыс.т.
Ю1	В	Н	641 53	21	67068 2,1	0,2 1	0,6 2	0,8 42	0,9 8	0,3 3	1513163 ,41	47224, 246	6,3 4	1083, 8	338 ,1
Ю2	В	Н В	200 65	5	10390 0	0,2 1	0,5 8	0,8 36	0,9 8	0,3 3	51347	16089	6,3 4	264	82, 7
В цело м			842 18		90848 0						202711	63312, 8		1347, 69	420 ,8

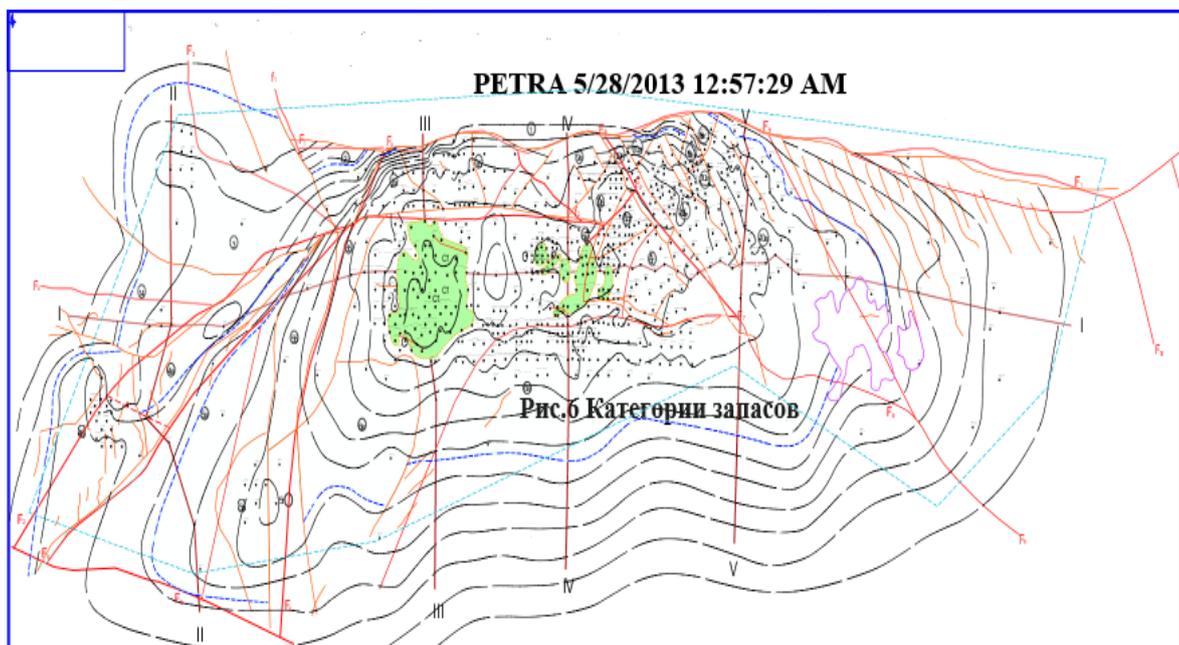


Рис. 6 Приложение Petra

Таблица 4 - Месторождение Аккудык. Прирост начальных геологических и извлекаемых запасов нефти и растворённого в нефти газа среднеюрских отложений по месторождению в целом по состоянию на 2011 ГОД

Местоположение на структуре	Категория запасов		Зона по характеру насыщения		Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средн. Эф.нефт.толш.,м	Нефтенасыщенный объём, тыс.м ²	Пористость, д.ед	Нефтенасыщенность, д.ед.	Плотность нефти, т/м ³	Пересчётный коэф., д.ед.	Коефф.извлечения,д.ед.	Нач.запасы нефти		Газосодержание, м ³ /т	Нач. запасы раств газа	
	Геологические, тыс.т	Извлекаемын, тыс.т.	Геологические, млн.м ³	Извлекаемын, млн.м ³													
Ю ₁₋₂	В	Н	6368	13,5	85968	0,21	0,62	0,842	0,98	0,33	20746	6846	6,34	131,5	833,9		
	В	Н В	78530	11,7	918801	0,21	0,58	0,836	0,98	0,33	195569	64538	6,34	1239,9	7861,0		
В целом			84898		1004769						216315	65517		1371,4	452,6		
Разница			680		96290						13604	2205		2,1	5,5		

Был прирост Геологических, извлекаемых запасов нефти, и растворенного в ней газа. В таблице 4 мы видим разницу начальных запасов нефти, которая равна 13604 тыс.т. (геологические), 2205 тыс.т (извлекаемые), разницу нефтенасыщенного объема, равную - 96290 тыс. м³, разницу площадей нефтеносности, составляющую 680 тыс. м², разницу начальных запасов растворенного газа - 24,1 млн. м³ (геологических), 5.4 млн.м³ (извлекаемые), и в приросте запасов газа газовых шапок, мы видим также разницу между площадью газоносности Ю1 и среднеюрским горизонтом равную 391,8 тыс. м², разницу между геологическими запасами газа составляющую 12 млн. м³, разницу между объемом газонасыщенных пород - 1624 тыс. м³[7].

Табл. 5 - Подсчёт начальных запасов газа газовых шапок Ю1 (блок VI)

Местоположение на структуре	Категория запасов	Зона по насыщения	Площадь газоносности, тыс.км ²	Средн. газонас.толщ.,м	Объём газонасыщенных пород тыс.м ³	Коэффициенты, доли единиц				Начальное пластовое давление,кг/см ²	Остаточное пластовое давление кг/см ²	Коэффициент перевода	Геологические запасы газа, млн.м ³
						Открытой пористости	Газонасыщенности	Поправка на откл. От Закона Бойлля-	Поправка на температуру				
Р-н скв.10	С1	ГН	2045	4,0	8180	0,33	0,54	1,1	0,96	44	1,03	0,97	64,2
Р-н скв.44	С1	ГН В	503	0,9	453	0,33	0,54	1,1	0,96	44	1,03	0,97	3,6
Р-н скв.29	С1	ГН	165	0,2	33	0,33	0,54	1,1	0,96	44	1,03	0,97	0,3
Р-н скв.663	С1	ГН	149	0,8	119	0,33	0,54	1,1	0,96	44	1,03	0,97	0,9
Р-н скв.648	С1	ГН	333	0,6	200	0,33	0,54	1,1	0,96	44	1,03	0,97	1,6
В целом	С1		3195		8984,7								71

Табл. 6 - Прирост начальных запасов газа газовых шапок среднеюрских отложений (Ю₁₋₂, Блок VI)

Местоположение на структуре	Категория запасов	Зона по насыщения	Площадь газоносности, тыс.км ²	Средн. газонас.толщ.,м	Объём газонасыщенных пород тыс.м ³	Коэффициенты, доли единиц				Начальное пластовое давление,кг/см ²	Остаточное пластовое давление, кг/см ²	Коэффициент перевода	Геологические запасы газа, млн.м ³
						Открытой пористости	Газонасыщенности	Поправка на откл. От Закона Бойлля- Мариота	Поправка на температуру				
Р-н скв.6 48	С1	ГН	2815,5	3,5	9854	0,33	0,54	1,1	0,96	44	1,03	0,97	77,3
Р-н скв.6 51	С1	ГН В	446,9	1,1	492	0,33	0,54	1,1	0,96	44	1,03	0,97	3,9
Р-н скв.6 40	С1	ГН	71,98	0,9	65	0,33	0,54	1,1	0,96	44	1,03	0,97	0,5
Р-н скв.6 30	С1	ГН	54,7	1,04	57	0,33	0,54	1,1	0,96	44	1,03	0,97	0,4
Р-н скв.6 29-3	С1	ГН	89,21	1,04	93	0,33	0,54	1,1	0,96	44	1,03	0,97	0,7
Р-н скв.6 52--3	С1	ГН	108,5	0,44	48	0,33	0,54	1,1	0,96	44	1,03	0,97	0,4
В цело м	С1		3586,79		10608								83
Разница			391,8		1624								12

6.3 Рекомендации по проведению работ

Месторождение Аккудык в юрских отложениях и нижнем мелу, содержит залежи тяжелой нефти. Плотность нефти составляет 836–842 кг/м³. Нефть парафинистая - 1,67-1,85%, малосернистая – 0,18 %, содержит асфальтенов – 12-14%, Состав попутного газа содержит метана 51,18%, этана 11,19%, пропана 7,12%, тяжелых гомологов 15,1%. Так как месторождение Аккудык является газонефтяным, с содержанием тяжелой нефти, имеющее трудноизвлекаемые запасы, были сделаны следующие предложения для

оптимизации их освоения.

- рекомендовано провести экспериментальные и промышленные исследования; продолжать бурение разведочных и добывающих скважин на малоизученных блоках, для доразведки и последующего изучения залежей;

- продолжить комплексный анализ трассерных исследований.

- при освоении запасов рекомендуется совместить блоки, по результатам трассерных исследований (II и VII, VI и X, VII и VI блоками), по причине того, что часть разломов является проводящей.

- рекомендовано продолжить опытно-промышленные испытания технологии гелеполимерного заводнения на блоках: IV, V, VI, VII, IX, X, XI, XIV, так как средняя обводненность месторождений высока и равна 80%;

- в VI, VII, и X блоках продолжить циклическую закачку воды. По возможности на циклическую закачку переводить все нагнетательные скважины месторождения. Так как гидродинамические процессы имеют инерционный характер, также требуется изучить другие блоки;

- предложено оптимизировать сетку разработки каждого блока, учитывая литологическую неоднородность и характер распространения пластов-коллекторов в разрезе пробуренного фонда скважин;

- на ограниченных по площади, VI и X блоках, обводненных выше среднего уровня и энергетически истощенных участках, требуется совершить переход от заводнения слабо нагретой водой к заводнению горячей водой, с устьевой температурой, составляющей 90⁰С продуктивных пластов, в залежах меловых и юрских отложений;

- рекомендуется провести комплексные мероприятия по упорядочиванию профилей приемистости и водоизоляционных работ в связи с ограничением притока подошвенных вод;

- рекомендовано применить технологию детектирования для определения азимута продвижения фронта заводнения скважин;

- ограничить темп закачки, сохраняя значительные объемы прокачки жидкости, возможна организация наиболее жестких систем заводнения. (от 9-ти точечной - к 5-ти точечной системы);

- на эффективность выработки запасов положительно влияет увеличение плотности сетки скважин;

- на месторождении Аккудык, требуется провести технологию закачки вязкого горячего вытесняющего агента (термополимер);

- рекомендуется продолжение изучения коллекторов по керну только на территориях в блоках, которые еще недоразведованны, где не освещены продуктивные отложения керном. При необходимости может быть выполнено уточнение характеристик пород, которые связаны с разработкой (подвижность флюидов, тепловые свойства пород и флюидов, сжимаемость пород, влияние скорости движения и длительности воздействия флюидов на проницаемость коллектора) [1].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная проделанная мною работа выявила геологические особенности строения юрских отложений, с залежами высоковязкой нефти.

Основные заключения и предложения:

1. На основе объединения новых данных сейсморазведки 3D и имеющихся геофизической и геолого-промысловых сведений, была обновлена модель строения юрских продуктивных отложений месторождения Аккудык

2. Результаты трассерных исследований, вместе с анализом гидродинамических исследований скважин, дали возможность установить экранирующие свойства дизъюнктивных повреждений и дифференцировать на флюидоупоры и проводящие разломы.

3. Определена гидродинамическая связь, идентичность свойств пластовой нефти, сходство фильтрационно - емкостных свойств коллекторов пластов Ю1, Ю2, что привело их к объединению в единый эксплуатационный объект.

4. Учитывая дифференциацию разломов на проводящие и экранирующие, новой геолого-структурной модели, и установления гидродинамического единства залежей, отнесенных к пластам Ю1 и Ю2, разработаны предложения по повышению продуктивности в освоении трудноизвлекаемых запасов месторождения Аккудык.

5. Задано провести экспериментальные и промысловые исследования; довести бурение разведочных и добывающих скважин на малоизученных блоках: I, III, IV, V, XIV в целях доразведки и последующего изучения залежей.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1 РД 39-0147098-004-88 «Методика оценки современного состояния и прогнозирования нарушения, загрязнения земель вредными веществами и разработки рекомендаций по землеохранным мероприятиям в нефтяной промышленности», Уфа, 1987г.

2 Воцалевский Э., Утебаев Б.К., Токарев В.П., Джарылгапов Ш., и др. Отчет «Подсчет запасов Аккудык (Кирель) Мангышлакской области, Казахской ССР», ПГО ГНГГ, КЭМНГР 1985г. Гарушев А.Р., Боксерман А.А., Лубенец Ю.Д. и др. Отчет «Технологическая схема разработки месторождения Аккудык с применением теплового воздействия на пласты», НПО Союзтермнефть, ВНИПИтермнефть 1990 г.

3 Джон Кулшо Отчет геофизических исследований, проведенных на месторождении Аккудык, 2002 г., «Тексако»

4 Банников Г.А. Отчет о результатах интерпретации сейсморазведочных данных 2Д и 3Д по структуре Аккудык на лицензионной площади «Бузачи Оперейтинг Лимитед», 2007 г., ТОО «PGD Services»

5 Джон Руссо Петрофизический анализ ГИС на месторождении Аккудык, Тексако, декабрь 2001г.

6 АО «НИПИнефтегаз» Отчет «Технологическая схема разработки м. Аккудык», 2003г.

7 АО «НИПИнефтегаз» «Отчет по исследованию глубинных проб нефти отобранных из скважин СБ648, СБК110, СБ106, СБ912, СБ687 месторождения Аккудык», 2008 г.

8 АО «НИПИнефтегаз» «Отчет по исследованию рекомбинированных проб нефти отобранных из скважин СБ20, СБ1049 месторождения Аккудык», 2008

9 Z. Koren and I. Ravve. Constrained Dix inversion. Geophysics, vol.71(6) 2006.pp R113- RM. Reshel and D. Kozlov Migration of common shot gathers Geophysics, vol.51(2) 1986.pp R324-331.

10 Fred J.Hilterman. Seismic Amplitude Interpretation. EAGE,2001.

11 Castagna J.P., Bazle M.L., Kan T.K. Rock Phisics – The link between rock properties and AVO response. Offset – dependent reflectivity – Theory and practice of AVO analysis.- Soc.Expl.Geophys., 1993, p.p.135-171.

12 Заляев Н.З. “Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин”. – Минск, 1990г.

13 Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов (Год 2000). Издательство «Научный мир». Москва, 2001г.

14 Даукеев С. Ж., Воцалевский Э. С., В. М. Пилифосов и др. «Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана», Нефть и газ, том III, Алматы, 2002.

15 Попков В. И. Тектоника доюрского осадочного комплекса запада Туранской плиты // АН СССР. Геотектоника. Изд. Наука. № 4. 1986.

16 Куликов А.Н., Дворкин В.И. Гидродинамические особенности разработки водоплавающих залежей нефти и их влияние на эффективность геолого-технических мероприятий

17 Проект опытно-промышленной разработки выбранного участка Ю-I горизонта месторождения Аккудык». НИПИ «Каспиймунайгаз» 1998.

18 «Технологическая схема разработки месторождения Аккудык». АО «НИПИнефтегаз» 2004.

19 Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Аккудык (по состоянию на 01.01.05). АО «НИПИнефтегаз» 2005.

20 Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Аккудык (по состоянию на 01.01.06). АО «НИПИнефтегаз» 2006г.

21 Авторский надзор за реализацией Дополнения к Технологической схеме разработки месторождения Аккудык (по состоянию на 01.01.10). АО «НИПИнефтегаз» 2010г.

22 Авторский надзор за реализацией Дополнения к Технологической схеме разработки месторождения Аккудык (по состоянию на 01.01.11). АО «НИПИнефтегаз» 2011г.

23 «Прирост запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов в пределах блоков III, IV, XIV месторождения Аккудык (Мангистауская область Республики Казахстан) по состоянию на 01.03.2011г.» (Протокол ГКЗ РК №1133-11 от 30.11.2011 г.) АО«НИПИнефтегаз», 2011г.

24 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах, 1984 г., (Москва: «Недра», 1985)

25 РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений» 1986г.

ДАТА ОТЧЕТА: 2020-06-28 11:37:39

НАЗВАНИЕ:

Геологическое строение, нефтегазоносность обоснование подсчетных параметров месторождения Аккудук

АВТОР:

Ташкенбаева Надира Даркенбаевна

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ:

Салимжан Умиршин

ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ:

ИГНиГД

ДАТА ЗАГРУЗКИ ДОКУМЕНТА:

2020-06-28 11:35:52

КОЛИЧЕСТВО ПОВТОРНЫХ ПРОВЕРЕК ДОКУМЕНТА:

3

ПРОПУЩЕННЫЕ ВЕБ-СТРАНИЦЫ:

Объем найденных подоби

Обратите внимание! Высокие значения коэффициентов не означают плагиат. Отчет должен быть проанализирован экспертом.

1,52%

КП1

% комбинаций из 5 слов, найденных во всех доступных источниках, кроме БЮА

25

Длина фразы для коэффициента подоби 2

0,00%

КП2

% комбинации 25 -слов, найденных во всех доступных источниках, кроме БЮА

8866

Количество слов

0,11%

КЦ

% найденных слов в тексте, помеченных как цитаты

62922

Количество символов

Список возможных попыток манипуляций с текстом

В этом разделе вы найдете информацию, касающуюся манипуляций в тексте, с целью изменить результаты проверки. Для того, кто оценивает работу на бумажном носителе или в электронном формате, манипуляции могут быть невидимы (может быть также целенаправленное вписывание ошибок). Следует оценить, являются ли изменения преднамеренными или нет.

Замена букв	46	показать в тексте
Использование символов из другого алфавита - может указывать на способ обойти систему, поэтому следует установить их использование.		
Интервалы	4	показать в тексте
Количество увеличенного расстояния между буквами (просим определить является ли расстояние имитацией пробела, так как исходно слова могут быть написаны слитно).		
Микропробелы	0	показать в тексте
Количество пробелов с нулевым размером - необходимо проверить влияют ли они на неправильное разделение слов в тексте.		
Белые знаки	0	показать в тексте
Количество символов, выделенных белым цветом, пожалуйста, проверьте не используются ли белые символы вместо пробела, соединя слова (в отчете подоби система изменяет автоматически цвет букв в черный, чтобы их сделать видимыми).		

Подобия по списку источников

Просмотрите список и проанализируйте, в особенности, те фрагменты, которые превышают КП №2 (выделенные жирным шрифтом). Используйте ссылку «Обозначить фрагмент» и обратите внимание на то, являются ли выделенные фрагменты повторяющимися короткими фразами, разбросанными в документе (совпадающие сходства), многочисленными короткими фразами расположенные рядом друг с другом (парафразирование) или обширными фрагментами без указания источника ("криптоцитаты").

10 самых длинных фраз (1,18 %)

Десять самых длинных фрагментов найденных во всех доступных ресурсах.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	АВТОР	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ	
1	http://earthpapers.net/utochnenie-modeli-sredneyurskih-otlozheniy-mestorozhdeniya-severnye-buz-achi-s-tselyu-optimizatsii-osvoeniya-trudnoizvleka		16	0,18 %
2	http://earthpapers.net/utochnenie-modeli-sredneyurskih-otlozheniy-mestorozhdeniya-severnye-buz-achi-s-tselyu-optimizatsii-osvoeniya-trudnoizvleka		13	0,15 %
3	http://earthpapers.net/utochnenie-modeli-sredneyurskih-otlozheniy-mestorozhdeniya-severnye-buz-achi-s-tselyu-optimizatsii-osvoeniya-trudnoizvleka		13	0,15 %
4	https://ru.wikipedia.org/wiki/Аккудук_(нефтяное_месторождение)		12	0,14 %

5	http://earthpapers.net/utochnenie-modeli-sredneyurskih-otlozheniy-mestorozhdeniya-severnye-buz-achi-s-tselyu-optimizatsii-osvoeniya-trudnoizvleka	12	0,14 %
6	http://earthpapers.net/utochnenie-modeli-sredneyurskih-otlozheniy-mestorozhdeniya-severnye-buz-achi-s-tselyu-optimizatsii-osvoeniya-trudnoizvleka	11	0,12 %
7	http://earthpapers.net/utochnenie-modeli-sredneyurskih-otlozheniy-mestorozhdeniya-severnye-buz-achi-s-tselyu-optimizatsii-osvoeniya-trudnoizvleka	11	0,12 %
8	http://earthpapers.net/utochnenie-modeli-sredneyurskih-otlozheniy-mestorozhdeniya-severnye-buz-achi-s-tselyu-optimizatsii-osvoeniya-trudnoizvleka	6	0,07 %
9	http://earthpapers.net/utochnenie-modeli-sredneyurskih-otlozheniy-mestorozhdeniya-severnye-buz-achi-s-tselyu-optimizatsii-osvoeniya-trudnoizvleka	6	0,07 %
10	https://studopedia.org/6-42037.html	5	0,06 %

из базы данных RefBooks (0,00 %)

Все фрагменты найдены в базе данных RefBooks, которая содержит более 3 миллионов научных публикаций.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	АВТОР	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (КОЛИЧЕСТВО ФРАГМЕНТОВ)
ЗАИМСТВОВАНИЙ НЕ НАЙДЕНО			

из домашней базы данных (0,00 %)

Все фрагменты найдены в базе данных вашего университета.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	АВТОР	ДАТА ИНДЕКСАЦИИ (АРХИВАЦИИ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
ЗАИМСТВОВАНИЙ НЕ НАЙДЕНО				

из программы обмена базами данных (0,00 %)

Все фрагменты найдены в базе данных других университетов.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ НАЗВАНИЕ БАЗЫ ДАННЫХ	АВТОР	ДАТА ИНДЕКСАЦИИ (АРХИВАЦИИ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (КОЛИЧЕСТВО ФРАГМЕНТОВ)
ЗАИМСТВОВАНИЙ НЕ НАЙДЕНО				

из интернета (1,52 %)

Все фрагменты найдены в глобальных интернет-ресурсах открытого доступа.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	http://earthpapers.net/utochnenie-modeli-sredneyurskih-otlozheniy-mestorozhdeniya-severnye-buz-achi-s-tselyu-optimizatsii-osvoeniya-trudnoizvleka	98 (10)	1,11 %
2	https://studopedia.org/6-42037.html	25 (5)	0,28 %
3	https://ru.wikipedia.org/wiki/Аккудук_(нефтяное_месторождение)	12 (1)	0,14 %

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Ташкенбаева Надира Даркенбаевна

Название: Геологическое строение, нефтегазоносность обоснование подсчетных параметров месторождения Аккудук

Координатор: Салимжан Умиршин

Коэффициент подобия 1: 1,5

Коэффициент подобия 2: 0

Замена букв: 46

Интервалы: 4

Микропробелы: 0

Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

30.06.2020

Дата



Подпись Научного руководителя

Протокол анализа Отчета подобия

заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Ташкенбаева Надира Даркенбаевна

Название: Геологическое строение, нефтегазоносность обоснование подсчётных параметров месторождения Аккудук

Координатор: Салимжан Умиршин

Коэффициент подобия 1:1,5

Коэффициент подобия 2:0

Замена букв:46

Интервалы:4

Микропробелы:0

Белые знаки:0

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование:

.....
.....
.....
.....
.....

30.06.2020

Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

.....
.....
.....
.....
.....

30.06.2020.....

Дата

.....

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

ОТЗЫВ

на магистранта Ташкенбаеву Надиру Даркенбаевну выполненный на тему «Геологическое строение, нефтегазоносность обоснование подсчётных параметров месторождения Аккудук»

Магистерская работа выполнена на тему Выбор системы разработки и технологии отработки рудных тел месторождения «Геологическое строение, нефтегазоносность обоснование под счётных параметров месторождения Аккудук» состоит из пояснительной записки и графического материала. В пояснительной записке магистерского проекта приведены сведения о его геологическом строении, дана горно-геологическая, инженерно-геологическая и гидрогеологическая характеристика, рассчитаны промышленные запасы нефти и газа.

Изучены общие сведения месторождения история проектирования и основные положения реализуемого варианта разработки месторождения

Во второй главе сделано литолого-стратиграфическая характеристика разреза и основные черты тектонического строения месторождения Аккудук.

В третьей главе построена сейсмогеологическая модель строения месторождения Аккудук

В четвертой главе сделан анализ нефтегазоносных комплексов и основных продуктивности горизонта.

В пятой и шестой главе были исследований и подсчет состава и свойства нефти и газа.

Цель работы. Создание геологической модели юрской продуктивной толщи месторождения Аккудук, оптимизация до разведки и освоения трудно извлекаемых запасов нефти. Основные задачи исследования: обобщение и систематизация всей имеющейся геолого-геофизической информации по месторождению Аккудук.

Обобщение и систематизация всей имеющейся геолого-геофизической информации по месторождению Аккудук.

Увязка полученных новых, в том числе сейсмических материалов исследуемой территории с существующими нефти. Анализ данных по глубинным пробам пластовых флюидов; анализ результатов исследований; дифференциация разломов на проводящие и экранирующие; анализ влияния тектонических нарушений на строение залежей высоковязкой; актуализация геологической модели пластов Ю1 и Ю2; разработка рекомендаций по повышению эффективности освоения залежей высоковязкой нефти.

Все технические решения данной работы обоснованы и подтверждены расчетными материалами, в полном соответствии с действующими методиками и нормативными документами. При устном опросе магистрант обнаружил приемлемые теоретические знания.

В целом магистерский проект соответствует существующим требованиям и может быть рекомендована к защите.

На основании вышеизложенного магистерская работа магистранта Ташкенбаева Н.Д. на тему «Геологическое строение, нефтегазоносность

обоснование подсчётных параметров месторождения Аккудук» заслуживает оценку 85, а ее автор достоин присвоение академической степени «магистр технический наук».

Руководитель магистерского проекта

канд.техн.наук, ст.преподаватель



С.К. Умиршин

РЕЦЕНЗИЯ

на магистерскую диссертацию Ташкенбаевой Надиры Даркенбаевны выполненной на тему «Геологическое строение, нефтегазоносность обоснование подсчётных параметров месторождения Аккудук»

Основные проблемы при освоении месторождений тяжелой нефти – большая вязкость, низкий коэффициент извлечения нефти, при высокой стоимости разработки, лавинное обводнение, а также вероятность возникновения серьезных проблем при разработке месторождений тяжелой нефти как тепловыми, специфическими нетепловыми, так и стандартными способами.

Научная новизна работы

- Проведено научное обоснование оптимального комплекса геолого-геофизических и промысловых данных для уточнения геологической модели залежей высоковязкой нефти.

- актуализирована геологическая модель среднеюрского продуктивного комплекса месторождения Аккудук, содержащего трудноизвлекаемые запасы высоковязкой нефти.

- показана высокая информативность индикаторных исследований при изучении влияния тектонических нарушений на строение месторождения.

- по результатам комплексных исследований, включая анализ данных сейсморазведки 3D, уточнено пространственное положение и установлена гидродинамическая связь или разобщенность отдельных блоков.

- впервые выполнен анализ экранирующих свойств разломов и проведена их дифференциация по степени гидропроводности.

- научно обоснованы предложения по оптимизации освоения трудноизвлекаемых запасов высоковязкой нефти пластов Ю1 и Ю2.

Основные положения, выносимые на защиту

1. На основе комплексного анализа геолого-геофизических и геолого-промысловых данных установлены единство и сообщаемость нефтегазонасыщенных пластов Ю1 и Ю2, объединенных в единый эксплуатационный объект.

2. Проведенная дифференциация дизъюнктивных нарушений по экранирующим свойствам и их роль в строении залежи и распределении запасов углеводородов.

3. Построенная геологическая модель продуктивной толщи учитывающая влияние разломной тектоники на гидродинамическую сообщаемость пластов.

4. Геологическое обоснование рекомендаций по оптимизации доразведки и освоения залежей с целью получения максимального нефтеизвлечения.

Пояснительная записка и графические материалы выполнены с применением компьютерной техники.

При устном опросе студент Ташкенбаева Н.Д. показала достаточные теоретические знания.

На основании вышеизложенного магистерская работа магистранта Ташкенбаева Н.Д. на тему «Геологическое строение, нефтегазоносность обоснование подсчётных параметров месторождения Аккудук» заслуживает оценку 95, а ее автор достоин присвоение академической степени «магистр технических наук».

Рецензент:

**Старший научный
сотрудник «Института
геологических наук
им. К.И. Сатпаева»**



Даутбеков Д.О.