МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра Геофизики

Ахметова Анель Еркеновна

Геофизические исследования при освоении и эксплуатации скважин на месторождениях нефти и газа (на примере месторождения Алибекмола)

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Специальность 6М074700 – Геофизические методы поисков и разведки МПИ

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

УДК 550.8.013 На правах рукописи

Ахметова Анель Еркеновна

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание академической степени магистра

Название диссертации	Геофизические исследования при освоении и эксплуатации скважин на месторождениях нефти и газа. На примере месторождения Алибекмола
Направление подготовки	6М074700 – Геофизические методы поисков и разведки МПИ

Научный руководитель, доктор геолого-минералогических наук профессор
_____ Истекова С.А.
«_26__»__июня___2020г.

Рецензент кандидат технических наук
_____Степаненко Н.П.
«_26__»__июня___2020г.

Нормоконтроль,
_____Алиакбар М.М.
«_27__»__июня____2020г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведущий кафедрой
Геофизики
доктор мин. наук, профессор
_____Абетов А.Е.
«_28__»__июня___2020 г.

Алматы 2020 г

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра Геофизики

УТВЕРЖДАЮ
Заведущий кафедрой Геофизики
док-р геол. - минерал. наук, профессор
_ Абетов А.Е
"_28__"_июня___2020 г

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту *Ахметова Анель Еркеновна*
Тема магистерской диссертации: *Геофизические исследования при освоении и эксплуатации скважин на месторождениях нефти и газа.*
Утверждена приказом по университету № 1193-м от 29 октября 2018 г.
Срок сдачи законченной работы « 2 » июля 2020 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: *Геологические, геофизические, текстовые и графические материалы по месторождению Алибекмола*

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

а) Обоснование проведения исследований

б) Роль геофизических исследований при освоении и эксплуатации скважин на месторождениях нефти и газа

в) Геолого-промысловый контроль разработки

г) Геофизические исследования на стадии освоения месторождения. Сейсморазведка

Рекомендуемая основная литература:

1 Интенсификация добычи нефти из карбонатных пластов/ Ю. В. Антипин, А. В. Лысенков, А. А. Карпов, Р. М. Тухтеев, Р. А. Ибраев, Ю. Н. Стенечкин // Нефтяное хозяйство. 2007. № 5. С. 96-98

2 Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов: учебное пособие / Н.М. Недоливко, А.В. Ежова; Томский политехнический университет. − Томск: Изд-во Томского по-литехнического университета, 2012. – 172 с.

3 Черницкий А. В. Геологическое моделирование нефтяных залежей нефти массивного типа в трещиноватых карбонатных коллекторах: диссерт. д-ра геол.- минер. наук: 25.00.11. М., 2002. С.115-120.

4 Технологическая схема разработки нефтегазоконденсатного месторождения Алибекмола; ОАО «Гипровостокнефть», г.Самара, 2002г.

5 Применение геофизики на месторождениях нефти и газа: учебное пособие / Истекова С.А., Байдаулетова Г.К., Умирова Г.К.; Каспийский Общественный Университет, Алматы 2011-318 с.

6 Султанов С. А. Контроль за заводнением нефтяных пластов. М., Недра, 1974. Геолого-промысловый анализ при разработке нефтяных месторождений. М., Недра, 1977

7 Орлинский Б. М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. М., Недра, 1977.

8 Каналин В.Г. Интерпретация геолого-промысловой информации при разработке нефтяных месторождений. М.-Недра. 1984.

9 Чоловский И. П., Брагин Ю.И. Промыслово-геологический контроль разработки местрождений углеводородов.-Москва ГУП. Нефть и газ.2002.-224с.

10 Токарев М.А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. М.: Недра, 1990. 267 с.

ГРАФИК

подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Обоснование проведения исследований	2.11.2019 г.	
Роль геофизических исследований при освоении и эксплуатации скважин на месторождениях нефти и газа	15.01.2019 г.	
Геолого-промысловый контроль разработки	26.01.2020 г.	
Геофизические исследования на стадии освоения месторождения. Сейсморазведка	29.05.2020 г.	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, И.О. Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Обоснование проведения исследований	Г.К. Умирова , доктор Ph.D, сениор-лектор	26.06.2020 г.	
Роль геофизических исследований при освоении и эксплуатации скважин на месторождениях нефти и газа	А.Ж. Ахметжанов Кандидат геол.-мин. наук, ассоц. профессор	16.06.2020 г.	
Геолого-промысловый контроль разработки	Г.К. Умирова , доктор Ph.D, сениор-лектор	26.06.2020 г.	
Геофизические исследования на стадии освоения месторождения. Сейсморазведка	А.Ж. Ахметжанов Кандидат геол.-мин. наук, ассоц. профессор	29.06.2020 г.	
Нормоконтролер	М.М. Алиакбар тьютор	01.07. 2020 г.	

Научный руководитель_____ Истекова С.А

Задание принял к исполнению магистрант_____ Ахметова А.Е

Дата "01"июля 2020 г.

АННОТАЦИЯ

Комплексный анализ промысловых и геофизических данных на месторождении Алибекмола включающий: анализ результатов переинтерпретации высокоразршающей сейсморазведки, исследование результатов ГИС в открытом и закрытом стволах; изучение характера связи залежей с законтурной зоной индикаторными методами, анализ лабораторных исследований образцов керна, позволил уточнить представление о геологическом строении месторождения, доизучить коллекторские свойства каждого из выделенных пластов толщи КТ-II, дать оценку их эффективных толщин, определить коэффициенты пористости и характер насыщения, определить и уточнить положения ВНК, показать гидродинамическую связь между блоками в зонах исследования. Показана степень неоднородности, трещиноватости и прерывистости каждого из продуктивных пластов толщи КТ-II, влияющая на выбор эффективных условий разработки

АҢДАТПА

Әлібекмола кен орнындағы кәсіпшілік және геофизикалық деректерді кешенді талдау: ажыратымдылығы жоғары сейсмикалық барлауды қайта түсіндіру (интерпретациялау) нәтижелерін талдау, ашық және жабық ұңғымаларда ҰГЗ нәтижелерін зерттеу, кендердің контурлы аймақтағы индикаторлық әдістермен байланыс сипатын зерттеу, таужыныс үлгілерінің зертханалық зерттеулерің талдау, кен орнының геологиялық құрылысы туралы түсінікті нақтылауға мүмкіндік берді, КТ-II қатпарының әрбір белгіленген қабаттарының коллекторлық қасиеттерін жете білу, тиімді қабаттың қалындығына баға беру, кеуектілік коэффициентін есептеу және қанықтылық сипатын беру, су-мұнай жанасу орының анықтау және нақтылау, зерттеу аймағындағы блоктар арасындағы гидродинамикалық байланысты көрсету. Өңдеудің тиімді шарттарын таңдауға әсер ететін КТ-II қатпарының әрбір өнімді қабаттарының біртектілік, жарықшақтылық және үздіксіздік дәрежесі көрсетілген.

ABSTRACT

A comprehensive analysis of field and geophysical data at the Alibekmola field included: analysis of the results of re-interpretation of high-resolution seismic exploration, study of the results of well logging in open and closed trunks; the study of the nature of the relationship between the deposits and the marginal zone by indicator methods, the analysis of laboratory studies of core samples, and made it possible to clarify the idea of the geological structure of the field and to study the reservoir properties of each of the selected strata of the KT-II stratum. Facillitated evaluation of their effective thicknesses, determination of the porosity coefficients and the nature of saturation, determination and clarification of the position of the oil and gas complex, plus made it ease to show the hydrodynamic relationship between the blocks in the study zones. Moreover, the degree of heterogeneity, fracturing and discontinuity of each of the productive strata of the KT-II stratum is shown, which affects the choice of effective development conditions

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	11
1 Обоснование проведения исследований. Роль геофизических исследований при освоении и эксплуатации скважин на месторождениях нефти и газа	13
2 Характеристика исходных данных	19
2.1 Общие сведения о месторождении	19
2.2 Состояние изученности и история разработки месторождения Алибекмола	21
2.3 Сведения о геологическом строении района	26
2.3.1 Стратиграфия района	26
2.3.2 Тектоника	33
2.4 Нефтегазоносность	39
3 Методика исследований	51
3.1 Геолого-промысловый контроль разработки	51
3.2 Индикаторные исследования	55
3.3 Геофизические исследования на стадии освоения месторождения	62
3.3.1 Сейсморазведка	62
3.3.2 Геофизические исследования скважин в открытом стволе	69
3.3.3 Геофизические исследования при контроле за разработкой	74
3.3.4 Анализ лабораторных исследований керна	78
4 Результаты исследований	81
4.1 Уточнение основных параметров пластов эксплуатационного объекта КТ-II	81
4.1.1 Анализ результатов исследования керна	81
4.1.2 Анализ результатов интерпретации геофизических исследований скважин	82
4.2 Уточнение расчлененности эксплуатационного объекта и толщин пластов	87
4.3 Показатели неоднородности пластов	87
4.4 Выводы и рекомендации	94
Заключение	96
Список использованной литературы	98
Приложение А	100
Приложение Б	101

ВВЕДЕНИЕ

Тема диссертационной работы: «Геофизические исследования при освоении и эксплуатации скважин на месторождениях нефти и газа.»

Цель исследований: Анализ результатов промыслово-геофизического контроля для оценки качества коллекторов и выбора эффективных условий разработки.

Геологическое задание:

Комплексный анализ промысловых и геофизических исследований скважин будет проведен для решения следующих задач:

-уточнения эффективной мощности коллекторов в условиях тонкого переслаивания песчано-глинистых и карбонатных отложений;

-оценка фильтрационно-емкостных свойств – анализ тонких пластов, оценка кавернозности, включений и идентификация наслоений;

-оценка вторичной пористости каверно-поровых карбонатных коллекторов;

- оценки естественной и техногенной трещиноватости пород;

-высокоточная привязка по глубине и азимутального ориентирования керна.

Качество проектирования, управление и контроль за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений во многом определяется в результате анализа разработки, комплексного изучения результатов геолого-промысловых, геофизических, гидродинамических и других исследований скважин и пластов, полученных в процессе разработки эксплуатационного объекта КТ-II оценить энергетическое состояние объекта, компенсацию отбора закачкой по результатам проведенных трассерных исследований, а также динамики показателей разработки и соответствие их проектным.

Контроль за разработкой сложных по строению и составу нефтегазовых залежей представляет значительные трудности в связи с многопластовым характером эксплуатационного объекта. Поэтому на месторождениях помимо традиционных методов контроля широко используются такие методы как дебитометрия и расходометрия, термометрия и другие промыслово-геофизические исследования для определения профилей притока в добывающих скважинах и профилей поглощения в нагнетательных скважинах. Все перечисленные исследования имеют большую ценность, но для такого очень сложного эксплуатационного объекта, как карбонатная толща КТ-II, этого недостаточно. Одной из актуальных задач, поставленных перед анализом разработки месторождения, является разработка комплекса геофизических, геолого-промысловых и исследовательских работ, проведение которых в процессе эксплуатации позволит получить недостающую информацию, необходимую для совершенствования его эксплуатации.

Фактический материал. В основу работы положены материалы исследований компании «Schlumberger» на месторождении Алибекмола,

собранных автором в процессе прохождения научно-исследовательской и производственной практики.

При проведении исследований и подготовки диссертации широко использовались опубликованные и фондовые материалы прошлых лет и новейшие геолого-геофизические материалы и, по возможности, материалы бурения поисково-разведочных и эксплутационных скважин, проведенные в последние годы недропользователями, занимающихся поиском, разведкой и разработкой месторождений нефти и газа в пределах исследуемого района Результаты исследований автором опубликованы в 2-х статьях.

Методика проведения исследований. Комплексный анализ промысловых и геофизических данных включает следующие виды работ:

-анализ результатов переинтерпретации высокоразршающей сейсморазведки и сравнение блочного строения толщи КТ-II по сравнению с принятой структурной моделью 2007г.

-исследование результатов ГИС для выделения интервалов коллекторов и доизучение коллекторских свойств каждого из выделенных пластов (оценка их эффективных толщин, определения коэффициентов пористости и характера насыщения, определение и уточнение положения ВНК;)

- изучение характера связи залежей с законтурной зоной, степени неоднородности, трещинноватости и прерывистости каждого из пластов;

-анализ лабораторных исследований образцов керна для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов и увязка данных комплекса ГИС и лабораторного изучения свойств образцов.

Научная новизна и практическая ценность. На основе применения современных технологий промыслово-геофизических исследований подробно доизучены коллекторские свойства продуктивных горизонтов толщи КТ-II месторождения Алибекмола и дана оценка эффективности этих исследований для изучения свойств сложно-построенных коллекторов и выбора эффективных условий разработки.

Научные консультанты: лекторы кафедры геофизики Умирова Г.К., Ахмеджанов А.Ж.

Диссертация состоит из «Введения», 4 глав и «Заключения», содержит 101 страницу. (из них – 82 стр. основного текста, сопровождаемого 49 рисунками и 7 таблицами), список литературы включает в себя 20 наименований и 2 приложений.

1 Обоснование проведения исследований. Роль геофизических исследований при освоении и эксплуатации скважин на месторождениях нефти и газа

Современные физические способы изучения горных пород, которые основываются на геофизических методах исследования скважин (ГИС), применяются для определения геологического строения недра земли по разрезам скважины, обнаружения и оценки запасов нефти и газа, применения промыслово-геофизической информации при проектировании, контроле, регулировании, анализе разработки залежей углеводородного сырья и оценке технического состояния скважин.

Методика исследования геофизических скважин в процессе разработки месторождений, значительно различаются от геофизических работ, которые проводятся в необсаженных скважинах. Потому что при разработке месторождений изучаются разнообразные категории скважин при разных темпах их работы, и применяются разные технологии исследований скважин, так как всякая обсаженная скважина, являясь объектом измерения, требует особого подхода как к методике, так и к интерпретации полученных данных в различии от исследований необсаженных скважин, для которых существенно применяются типовые методики интерпретации данных ГИС.

Для формирования целесообразной системы разработки нефтяных залежей нужно применять комплексные технологий исследования скважин промыслово-геофизическими методами, чтобы увеличить производительность добывающих скважин. Данный комплекс исследования существенно отличается от работ, которые проводят в необсаженных скважинах. УДАЛИТЬ

Благодаря внедрению интенсивных методов разработки с поддержанием пластового давления при законтурном и внутриконтурном заводнении добиваются значительные темпы развития нефтедобычи на месторождениях платформенного типа.

Так как вопросы мониторинга и регулирования процессов разработки для получения планируемого объема добычи и достижения наибольшего коэффициента извлечения углеводорода имеют первостепенное значение, и надежное определение параметров добычи нефти может найти решение данным проблемам.

Чтобы получить надежную информации о результатах испытаний продуктивных пластов, а также о контроле за разработкой месторождений углеводородов нужны данные о техническом состоянии скважины [1].

Бурение скважин в нефтегазовой промышленности совершают не только для поиска и разведки месторождений нефти и газа, но и для их эксплуатации.

Геофизические исследования скважин проводятся в 4 важных направлениях:

1) изучение геологического разреза скважин;

2) изучение технического состояния скважин;

3) контроль и регулирование процесса разработки месторождений нефти и газа;

4) проведение прострелочно-взрывных и других работ.

Значительные темпы развития нефтедобычи залежей платформенного типа осуществляются внедрением интенсивных методов разработки с поддержанием пластового давления при законтурном и внутрипластовом заводнении. Поэтому вопросы контроля и регулирования процессов разработки для получения запланированного объема добычи нефти и достижения наибольшего уровня нефтеотдачи пластов обладают основное значение.

Контроль за разработкой нефтегазовых залежей содержит комплекс геофизических исследований в функционирующих скважинах, размещенных в пределах эксплуатируемой залежи.

Геофизическими методами решаются задачи разработки нефтегазовых месторождений совместного характера:

- ✓ определение начального положения и наблюдение за движением водонефтяного и газожидкостного контакта (ВНК и ГЖК) в процессе вытеснения нефти и газа из пласта при заводнении и иных способах воздействия на него;
- ✓ наблюдение за передвижением фронта нагнетаемых вод по пласту и детальных изучений (уточнение геологического строения залежи);
- ✓ исследование эксплуатационных характеристик пластов – выделение интервалов притока и приемистости,
- ✓ определение функционирующих толщин пласта,
- ✓ продуктивности и пластового давления;
- ✓ контроль за процессами интенсификации притока и приемистости пластов;
- ✓ оценка коэффициентов текущей и конечной нефте- и газонасыщенности и нефте- и газоотдачи пластов; оценка текущих запасов нефти и газа.

Результаты ГИС, используемые для контроля за обводнением месторождений углеводородов, возможно разделить на следующие группы:

1 Исследования в необсаженных скважинах, пробуренных после большого периода разработки месторождения в основном электрические методы.

2 Геофизические исследования в интервале коллекторов в обсаженных скважинах. Основной метод изучения –нейтронный каротаж.

3 Геофизические методы, позволяющие выполнять контроль за обводнением коллекторов по изменению состава жидкости и скорости потока по стволу действующей скважины в интервале пластов, вскрытых перфорацией и др.

Скважины являются основным компонентом системы разработки, так как они используются для подъема нефти и газа из недр и снабжают необходимой информацией о залежах углеводородов. По назначению их подразделяют на добывающие, нагнетательные, специальные и вспомогательные.

Добывающие скважины назначены для добычи нефти, газа и попутных компонентов, а нагнетательные-для закачки в пласт различных реагентов для обеспечения эффективной разработки залежей.

Специальные (контрольные и оценочные) скважины служат для оценки нефтегазонасыщенности и других параметров пластов и для контроля за процессами, протекающими в пластах.

Пьезометрические скважины предназначены для наблюдения за изменением пластового давления.

Наблюдательные скважины служат для слежения за характером вытеснения нефти из пластов – за передвижением ВНК и ГЖК и за изменением нефтегазоводонасыщенности пластов. К числу вспомогательных скважин относят водозаборные и поглощающие скважины.

Контроль за разработкой нефтегазовых залежей реализовываются геофизическими методами (рисунок 2) в процессе эксплуатации скважин.

Стоит заметить, что итоги изучения технического состояния скважин также применяются для контроля за разработкой залежей углеводородов (рисунок 1).

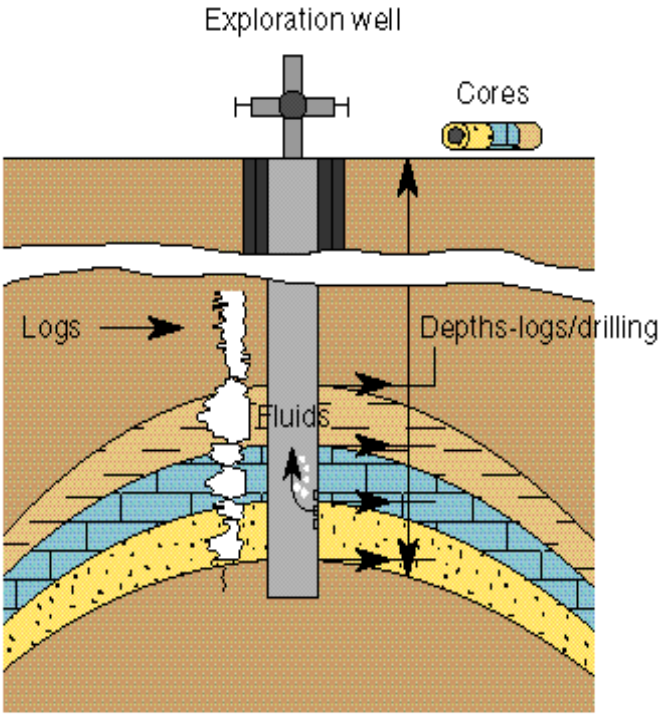


Рисунок 1- Методы ГИС-контроля

На сегодня, геофизическими методами решаются следующие задачи:

1 Изучение процессов вытеснения нефти и газа из продуктивных пластов;

2 Определение мест притока воды в скважину, зон поглощения и затрубной циркуляции жидкости;

3 Определение положения ВНК и ГЖК и контроль за их передвижением;

4 Определение уровня жидкости в межтрубном пространстве;

5 Выделение обводненных продуктивных залежей;

6 Изучение состава флюида в стволе скважины;

7 Изучение процессов интенсификации притока и приемистости пласта (соляно-кислотная обработка, тепловые методы воздействия на пласт, зоны гидроразрыва и др.);

8 Исследование эксплуатационных характеристик пласта (интервалы притока и приемистости, работающие мощности пласта, пластовое давление и др.);

9 Определение коэффициентов текущей и остаточной нефтегазонасыщенности продуктивных пластов и оценка их нефте- и газоотдачи.

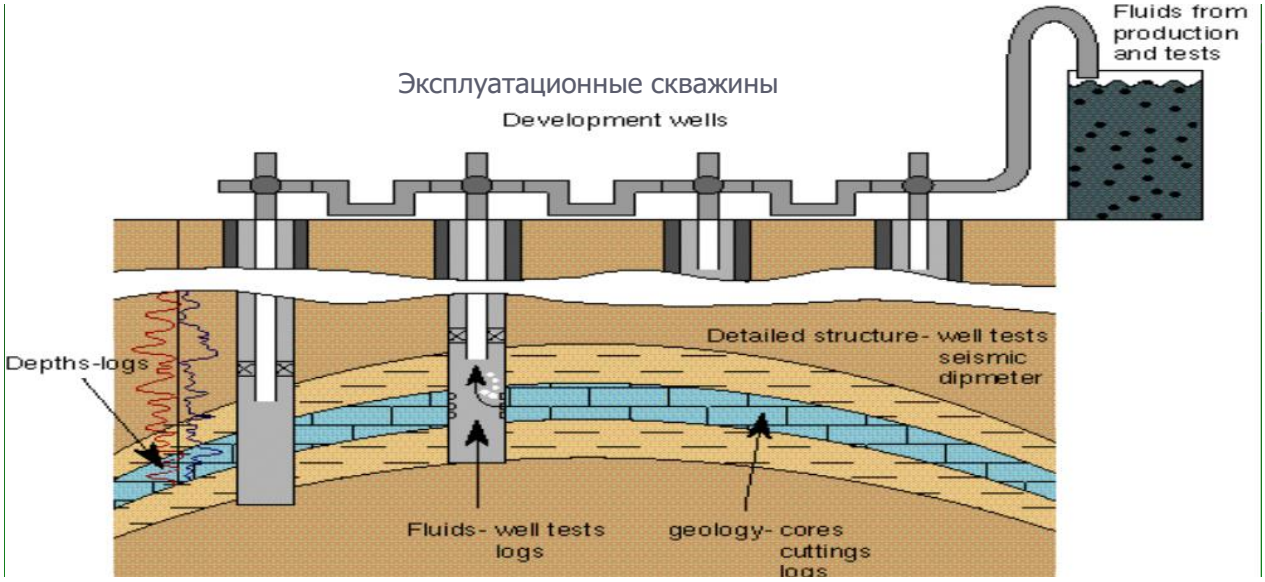


Рисунок 2. - Методы ГИС-контроля в эксплутационных скважинах

Углеводороды при извлечении в некоторой степени выделяют парафин, смолы и соли, которые образуют на поверхностях насосно-компрессорных труб и эксплуатационной колонны парафиновые и солевые пробки.

В следствии чего снижается дебит углеводородов. В результате сбоя герметичности колонны и цементного кольца в скважину возможно поступление постороннего флюида, не связанного с выработкой определенного продуктивного пласта, или нагнетаемый флюид будет отходить за пределы помечаемого для закачки объекта.

Исследование технического состояния скважин проводится на всех стадиях их влияния: в ходе бурения, перед вводом в эксплуатацию и в процессе эксплуатации.

Контроль технического состояния эксплуатационных, контрольных и нагнетательных скважин выполняется геофизическими методами после завершения их бурения и цементирования обсадных колонн, и на протяжении всего времени жизни скважины.

Традиционными геофизическими методами (инклинометрия, кавернометрия, профилеметрия) выполняют в открытом стволе скважины, а обсаженные скважины проводят специальными методами (цементометрия, дефектометрия, притокометрия и др.).

Геофизическими методами выполняются задачи, такие как:

1 Определение положения ствола скважины в пространстве (искривления скважин – инклинометрия);

2 Измерение диаметра скважины (кавернометрия);

3 Определение профиля сечения ствола скважин и обсадных колонн (профилеметрия);

4 Определение качества цементирования обсадных колонн и состояния цементного камня во времени;

5 Установление местоположения муфтовых соединений колонн, их участков перфорации, толщины и внутреннего диаметра обсадных колонн;

6 Выявление дефектов (отверстий, трещин, вмятин) в обсадных и насосно-компрессорных трубах;

7 Установление интервала разрыва обсадной колонны;

8 Определение мест прихвата бурового инструмента и местоположения металлических предметов в скважине;

9 Контроль за установкой глубинного оборудования и цементных мостов;

10 Выявление и оценка толщины парафиновых и солевых отложений в межтрубном пространстве.

В следствии прострелочно-взрывных работ, а также под влиянием агрессивных пластовых и закачиваемых флюидов возникают дефекты в конструкции скважины, а именно из-за коррозии стальной колонны, разрушения цементного камня и ухудшения сцепления его с породой и колонной.

Существенное значение при разработке месторождений нефти и газа обладают гидродинамические исследования скважин (ГДИ), которые снабжают информацией процесс контроля энергетического состояния объектов разработки залежей нефти и газа.

Задачей данных изучений выражается в сборе данных для последующего установления коэффициента продуктивности, проницаемости, гидропроводности и других фильтрационных параметров нефтесодержащих залежей. Тем более, оценка изменений гидродинамических параметров в процессе разработки углеводородных залежей дозволяет проводить

процедуры для наиболее полного извлечения нефти – введение системы поддержания пластового давления (ППД), обработки призабойной части пласта для интенсификации притока и т.д.

Присутствие или отсутствие латеральной (по площади) и вертикальной (по разрезу) связи по пласту и между пластами определяется по данным гидродинамических исследования скважин. Всё же не во всех скважинах проводятся испытания пластов.

2 Характеристика исходных данных

2.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Алибекмола в административном отношении расположено на территории Мугалжарского района Актюбинской области Республики Казахстан, в 250-270 км к югу от города Актобе (рисунок 3). Площадь работ находиться в пределах листа М-40-XXXIV международной разграфки.

В орографическом отношении описываемый район представляет собой слабо всхолмленную равнину, расчлененную балками и оврагами. К северо-западной части площади примыкают барханные пески Кумжарган. Максимальная абсолютная отметка рельефа 281м приурочена к центральной части описываемой площади, минимальная +160м наблюдается в долине р. Эмба.

Район характеризуется резко континентальным климатом с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха от +35 до + 40ºС (летом) до - 33 до - 45ºС (зимой). Глубина промерзания почвы до 1,5 - 1,8м. Сильные ветры восточного и северо-восточного направлений часто вызывают суховей, песчаные бури, а зимой снежные бураны, нередко перемешанные песком. Средняя скорость ветров составляет 5 – 10 м/сек.

Растительный покров района бедный. Заросли кустарника встречаются в долине р. Эмба и в глубоких балках. Беден и животный мир в основном грызуны, встречаются волки, лисы, зайцы.

Ближайшими населенными пунктами являются пос. Жагабулак, расположенный в 5км к западу от площади месторождения и поселок Шубарши (45-50км).

Ближайшими нефтяными месторождениями являются – Жанажол (20 км) и Кенкияк (45 км), которые обладают развитой инфраструктурой, энергетической базой и мощностями по подготовке к добыче нефти и газа. Нефть этих месторождений по нефтепроводу подается в магистральный нефтепровод Атырау-Орск. Нефтепромыслы указанных месторождений связаны шоссейной дорогой с асфальтовым покрытием с г. Актобе. Через северную часть площади месторождения проходит асфальтированная дорога Жанажол – Эмба - Актобе.

На площади работ имеют распространение такие строительные материалы как пески, песчаники, глины, суглинки. Пески альбского и четвертичного возраста используются как строительный материал. Для технического водоснабжения пригодна вода реки Эмба, которая в широтном направлении пересекает северную часть площади месторождения.

Выполнение настоящих исследований обусловлено необходимостью провести комплексное изучение результатов геолого-промысловых, геофизических, гидродинамических и других исследований скважин и пластов, полученных в процессе разработки эксплуатационного объекта КТ-

II, оценить энергетическое состояние объекта, компенсацию отбора закачкой по результатам проведенных трассерных исследований, а также динамики показателей разработки и соответствие их проектным.

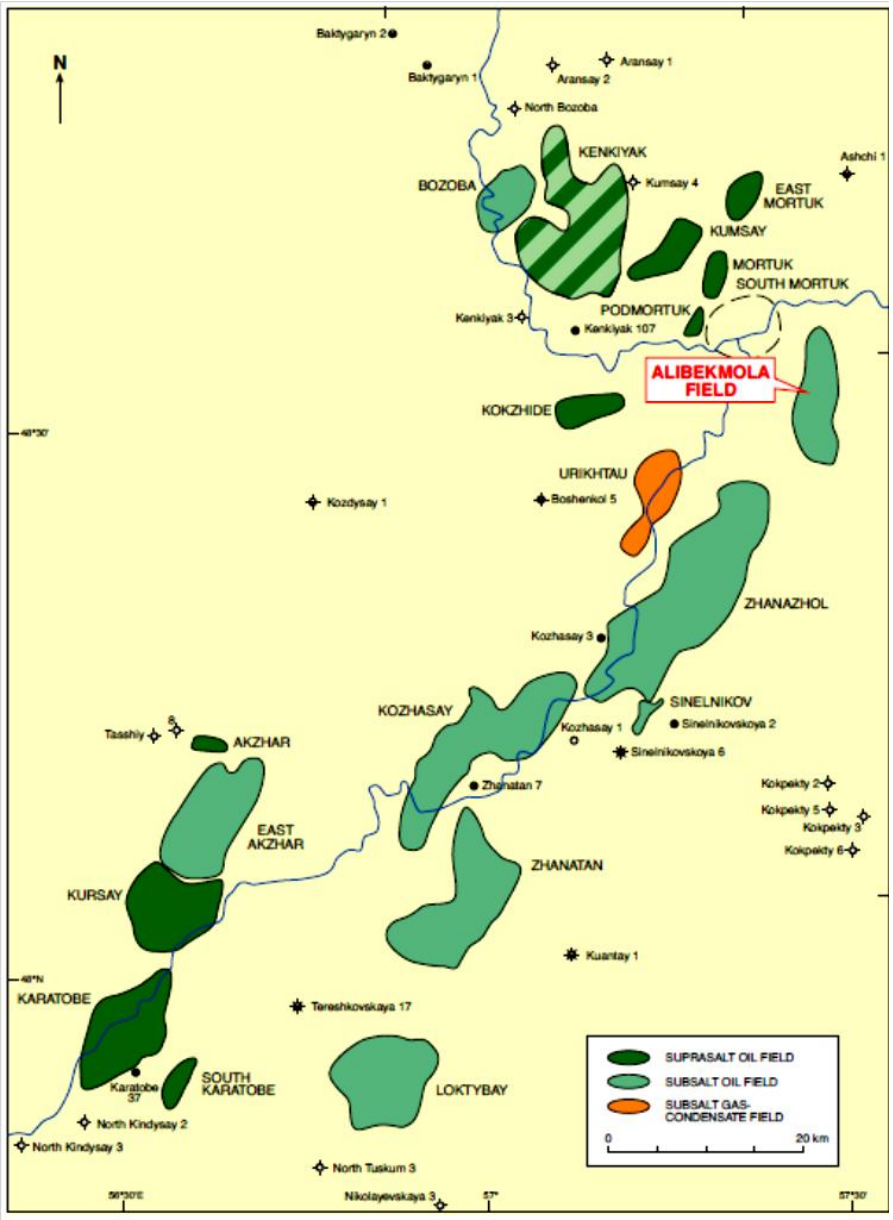


Рисунок 3 - Расположение месторождения Алибекмола и граничащих с ним месторождений

2.2 Состояние изученности и история разработки месторождения Алибекмола

Месторождение Алибекмола открыто в 1987г. Запасы впервые подсчитаны по состоянию на 01.08.1994г Рекомендовалось КТ-II рассматривать как единый эксплуатационный объект и разрабатывать его преимущественно горизонтальными скважинами при блоковой системе заводнения. Большинство скважин эксплуатировались совместно на КТ-II-1 и КТ-II-2, с заводнением и вводом из бурения наклонно-направленных скважин. В 2002г к изучению геолого-физического строения месторождения были привлечены сотрудники фирмы «Халибертон», проанализировавшие весь имеющийся геолого-промысловый материал с созданием компьютерной геолого-физической модели КТ-I и КТ-II.

На основе действующей геолого-физической модели КТ-II в 2002г составлен и утвержден ЦКР проект «Технологическая схема разработки нефтегазоконденсатного месторождения Алибекмола» [2]. Предусматривалась разработка КТ-II как единого эксплуатационного объекта, изоляцию обводненных интервалов по достижении 98,5% обводненности, ввод из бурения 54 добывающих и 19 нагнетательных скважин, 9 точечную систему расположения скважин с плотностью сетки 600×600м и организацию площадного заводнения.

По южному своду, в рамках Авторского надзора за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Алибекмола на 01.04.2005г [3], в связи с несоответствием проектных и фактических показателей по добыче и закачке, а также изменением количества и порядка ввода скважин в эксплуатацию были уточнены проектные показатели Техсхемы на 3 года (2005-2007гг).

Технологическая схема разработки была принята только для южной части резервуара, из-за недоизученности северного свода, ЦКР РК рекомендовала недропользователю выполнить ряд мероприятий по доразведке северного купола. В 2005г после проведения работ по доразведке и изучению северного свода согласно рекомендациям ЦКР РК НИПИ «Каспиймунайгаз» составлен и утвержден ЦКР «Дополнение к Техсхеме» [4]. Утвержден 3 вариант, предусматривавший разработку северного свода пятиточечной сеткой скважин с расстоянием между скважинами 850 м. Проектный фонд – 17 добывающих скважин, в том числе 7 скважин с переводом под нагнетание с 2008г. В 2006г согласно решению 2006г был составлен «Анализ разработки месторождения Алибекмола» [5], который показал необходимость перестроения модели месторождения, пересмотра и обоснования количества подсчетных объектов и пересчета запасов с обоснованием КИН. В 2007г по результатам бурения новых скважин и промышленной разработки месторождения институтом «Каспиймунайгаз» был подготовлен отчет по «Пересчету запасов нефти, газа, конденсата и

попутных компонентов месторождения Алибекмола» [6] по состоянию на 01.01.2007г и утвержден Протоколом ГКЗ РК №647-07-У от 24.12.2007г.

В 2008г на утвержденных запасах 2007г ТОО НИИ “Каспиймунайгаз” выполнена “Уточненная технологическая схема разработки месторождения Алибекмола” [7], согласно которой в настоящее время разрабатывается месторождени). В Проекте “Уточненная технологическая схема разработки месторождения Алибекмола” (УТС-2008г) была сформирована концепция дальнейшего развития месторождения Алибекмола, основные элементы которой предполагают:

- выделение объекта КТ-II в качестве единого объекта разработки, согласно ранее принятым проектным решениям;
- переход реализованной системы воздействия на более интенсивную (обращенную пятиточечную), обеспечивающую соотношение добывающих и нагнетательных скважин близкой к 1:1;
- оптимизацию плотности сетки скважин, за счет: бурения новых добывающих и нагнетательных скважин в районах, характеризующихся пониженными фильтрационно-емкостными свойствами, высокой литологической неоднородностью и прерывистостью, а также за счет применения технологии строительства боковых стволов, радиального бурения;
- применение современных и адаптированных к конкретным горно-геологическим условиям месторождения Алибекмола технологий СКО и кислотного ГРП, для стимулирования работы добывающих и нагнетательных скважин;
- перевод добывающих скважин на механизированный способ эксплуатации при появлении в добываемой продукции воды свыше 30%;
- величина предельной толщины для размещения скважин была принята на уровне 20 метров.

Были рассмотрены 4 варианта разработки и к реализации принят 4 вариант. (рисунок 4), который базировался на 3 варианте разработки.

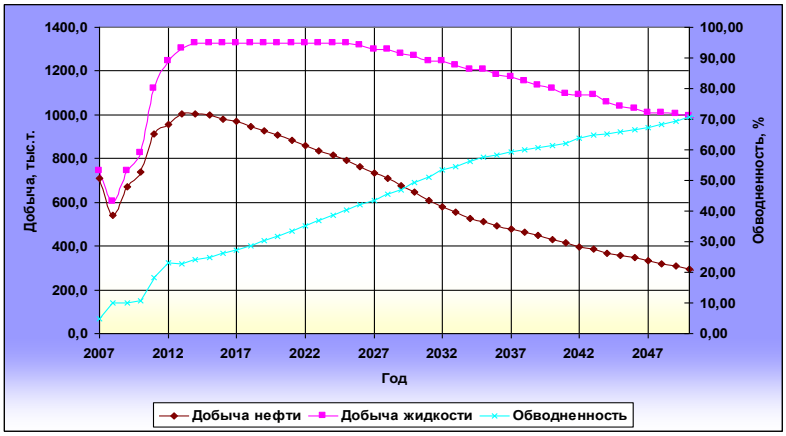


Рисунок 4 - Динамика основных технологических показателей разработки объекта КТ-II месторождения Алибекмола

Для повышения эффективности работы добывающих и нагнетательных скважин предполагалось применение технологий КГРП и СКО. Добывающие скважины по мере увеличения обводненности добываемой продукции по данному проекту переводятся на механизированный способ эксплуатации ЭЦН. По мере восстановления пластового давления забойное давление на добывающих скважинах приводится к уровню начального давления насыщения - 24 МПа. Для обеспечения приемистости нагнетательных скважин рекомендовано поддержание давления на забое, не превышающего давление гидроразрыва породы 60 МПа.

Вариант 4 базировался на принципах предыдущего (3) варианта и дополнительно предполагает реализацию мероприятий по уплотнению существующей сетки скважин за счет ввода из бурения уплотняющих добывающих и нагнетательных скважин.

В 2009г по результатам бурения новых скважин на северном малоизученном блоке VI был выполнен «Пересчет запасов углеводородов залежей VI блока месторождения Алибекмола по состоянию изученности на 01.10.2009г» [8] и утвержден ГКЗ. По степени изученности каждого горизонта была проведена оценка запасов нефти по категориям С1 и С2. В результате в районе вновь пробуренных скважин №№ 300 и 304 (блок VI) подсчитанные геологические запасы нефти категории С1 при сопоставлении с ранее утвержденными увеличились на 7157,1 тыс.т (+167%), извлекаемые запасы увеличились на 2604,2 тыс.т (+173%). Геологические запасы нефти категории С2 уменьшились на 7318,1 тыс.т, извлекаемые - на 2767,3 тыс.т.

По результатам бурения скважины №304 на блоке VI дополнительно были подсчитаны запасы категории С2 в пределах КТ-I и МКТ в объеме 394,1 тыс.т геологических и 70,9 тыс.т – извлекаемых, категории С1 по пласту 4 КТ-II – геологических 87,7 тыс.т, извлекаемых 35,1 тыс.т. В 2010г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Авторский надзор за реализацией Уточненной технологической схемы разработки месторождения Алибекмола» [9] на 01.01.10г. на основании Технического задания Заказчика, в соответствии с требованиями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [10] и РД 39-0147035-202-87 [11]. В данном отчете были уточнены проектные показатели УТС на 3 года (2010-2012гг), в связи с отставанием проектных уровней добычи нефти из-за отклонения проектного ввода скважин из бурения и низкого дебита новых скважин северного свода.

В 2012г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» при содействии ТОО “Timal Consulting Group” был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Алибекмола» по состоянию на 01.01.2012г [12], с построением геолого-гидродинамической модели месторождения, в рамках которого были рассчитаны показатели вплоть до 2099г.

На месторождении Алибекмола с 2002г единым эксплуатационным объектом разрабатываются продуктивные пласты КТ-II-1-1, КТ-II-1-2, КТ-II-

2-3, КТ-II-2-4 толщи КТ-II. Основные запасы сконцентрированы во втором и третьем пластах (рисунок 5)

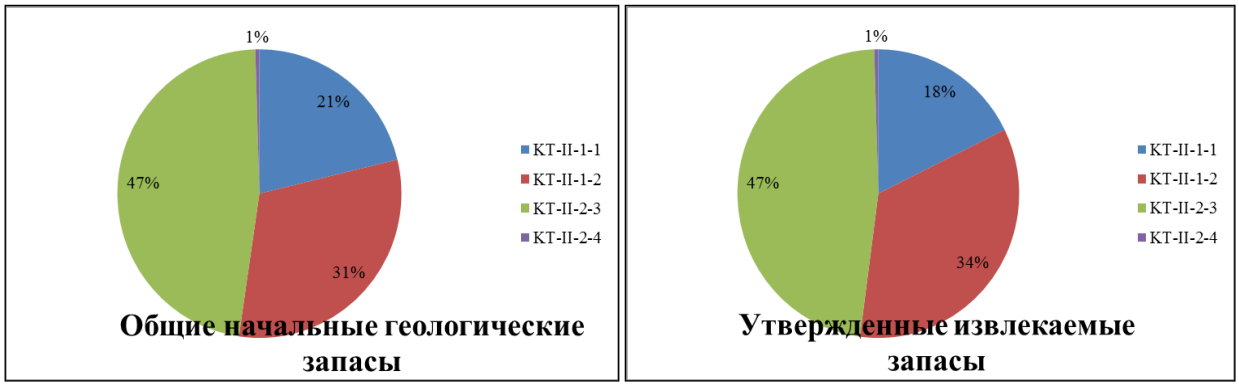


Рисунок 5 – Процентное соотношение запасов нефти по пластам

По показателям геологической неоднородности пластов (таблица 1) большей неоднородностью выделяются пласты КТ-II-1-1 и КТ-II-2-4.

Таблица 1 - Степень неоднородности объекта КТ-II

Параметры пластов	КТ-II-1-1	КТ-II-1-2	КТ-II-2-3	КТ-II-2-4
Средняя общая толщина, м	152	64.4	174	42
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	15	29	54	6
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,09	0,41	0,32	0,3
Коэффициент расчлененности, ед.	7	10	19	6
Коэффициент макронеоднородности, доли ед.	0,51	0,38	0,34	0,48

В целях количественной оценки запасов Северного и Южного сводов, граница между сводами условно разделена и запасы подсчитаны по сводам (рисунок 6). При таком подходе начальные запасы Северного свода составляют до 25% от начальных запасов КТ-II месторождения.

Коллекторы углеводородов выделялись по граничному значению пористости по ГИС (не менее 4% пористости). Эффективные нефтенасыщенные толщины варьируют по пластам зонально, из-за неоднородности коллекторов. Вскрытие эффективных толщин по КТ-II составляет в среднем 69%. По данным статистики в большей степени вскрываются пласты 2 и 3, где извлекаемые запасы составляют более 80%.

Эффективные толщины в скважинах Южного свода вскрыты на 60% и 40% соответственно по данным ГИС и перфорации. Обе скважины работают с хорошим дебитом более 40-50 т/сут. В то же время эффективная толщина второго пласта, составляющая 54 м в скважине №131 и вовсе не вскрыта, что

можно учитывать в будущем для увеличения вовлекаемых запасов. Также в скважине 20В наблюдается неполный охват перфорацией третьего пласта.

Скважина №200 была вскрыта перфорацией только в первом пласте (порядка 13 м эффективной толщины), тогда как основными по запасам пластами КТ-II являются второй и третий пласты, и по ним имелись более 30м суммарной эффективной толщины.

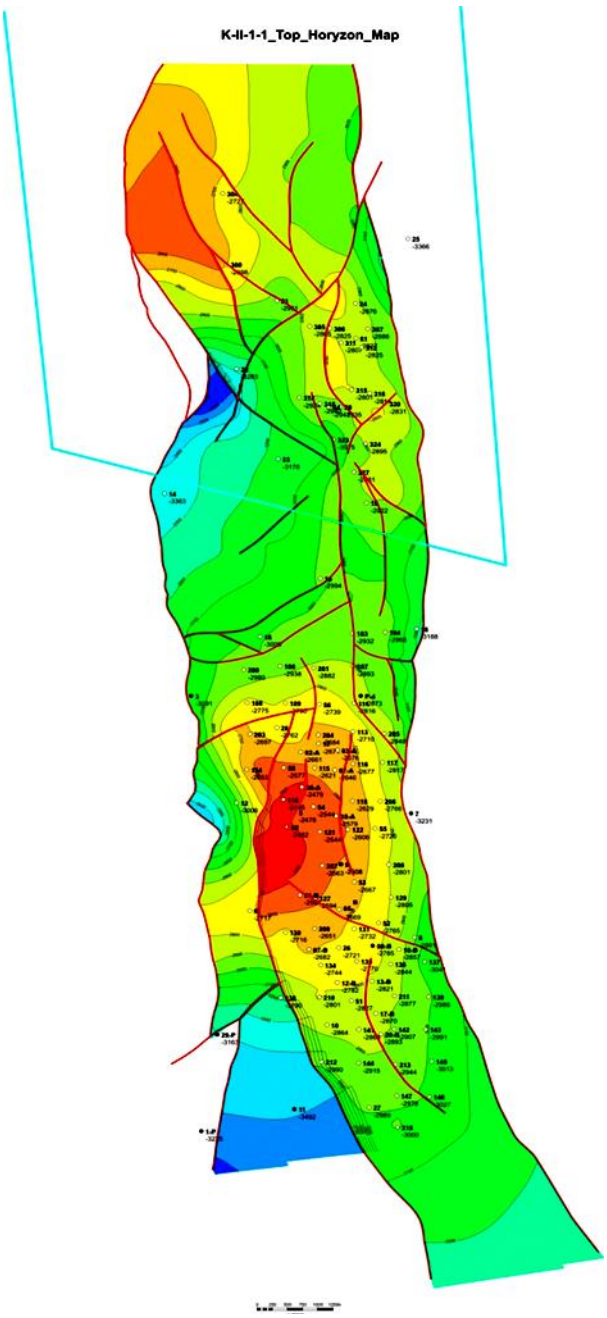


Рисунок 6 - Условное разделение границ Северного и Южного сводов

Однако следует отметить, что определение эффективных толщин по ГИС тоже имеет определенные погрешности, в зависимости от качества ГИС и интерпретации. На приток жидкости также влияют проницаемость и трещины, степень влияния которых сложнее определить точечно и количественно.

Для оценки общего вскрытия эффективных толщин зонально по каждой скважине и общей оценки выработки пластов проанализированы результаты исследований потокометрии, проведенных с начала разработки. Исследования проводились чаще с 2008г с вводом новых скважин. Также следует отметить, что зональный охват этих исследований покрывает разрабатываемые регионы, поэтому для анализа выработки пластов и отбора в целом использованы данные потокометрии с 2008г. При таком подходе определенная погрешность будет присутствовать, из-за изменения режимов работы скважин, постепенного поднятия ВНК и прорыва воды, а также нарушения целостности колонны скважины и плохом качестве интерпретации потокометрии. Эта погрешность предполагается минимальной при расчете отборов после 2008г и условно оценивается менее 10%, т.к. больших изменений в разработке за последние 4 года не происходило.

Однако форсированный отбор происходил с 2004 по 2007гг, с вводом новых скважин и за счет постоянного увеличения депрессии с увеличением штуцера до 20 мм. Количество и охват площади залежи исследованиями потокометрии недостаточен, поэтому анализ выработки пластов на дату отчета охватывает в большинстве своем работу пластов с 2008г.

Данное распределение отражает вклад каждого из пластов в процентном отношении от отбора и закачки в целом по КТ-II по результатам исследований потокометрии скважин, с учетом исследований с 2008г.

Резюмируя вышеприведенный анализ, можно отметить, что в основном выработка запасов происходит в пластах КТ-II-1-2 и КТ-II-2-3, которые характеризуются наибольшим вскрытием перфорацией по толщине и содержанием основных извлекаемых запасов нефти месторождения. При этом общая выработка НИЗ месторождения составляет всего 18,7%, при таком же низком значении текущего КИН, равном 0,074 доли ед.

2.3 Сведения о геологическом строении района

2.3.1 Стратиграфия района

По палеонтологическим данным во вскрытом разрезе месторождения выделены породы каменноугольной, пермской, триасовой, юрской, меловой систем с соответствующими им подразделениями (рисунок 7).

В каменноугольной системе (С) выделены отделы нижний, средний и верхний.

Нижнекаменноугольные (C_1) отложения представлены породами визейского и серпуховского ярусов.

Визейский ярус (C_1v). Отложения визейского яруса имеют двухъярусное строение: нижняя литологическая пачка сложена переслаиванием терригенных и карбонатных пород, верхняя пачка имеет преимущественно карбонатный состав.

Нижнюю пачку слагают аргиллиты, алевролиты темно-серые, плотные с отпечатками растительного детрита, песчаники зеленовато-серые, полимиктовые, известковистые, крепкие и известняки серые, микрозернистые, однородномассивные.

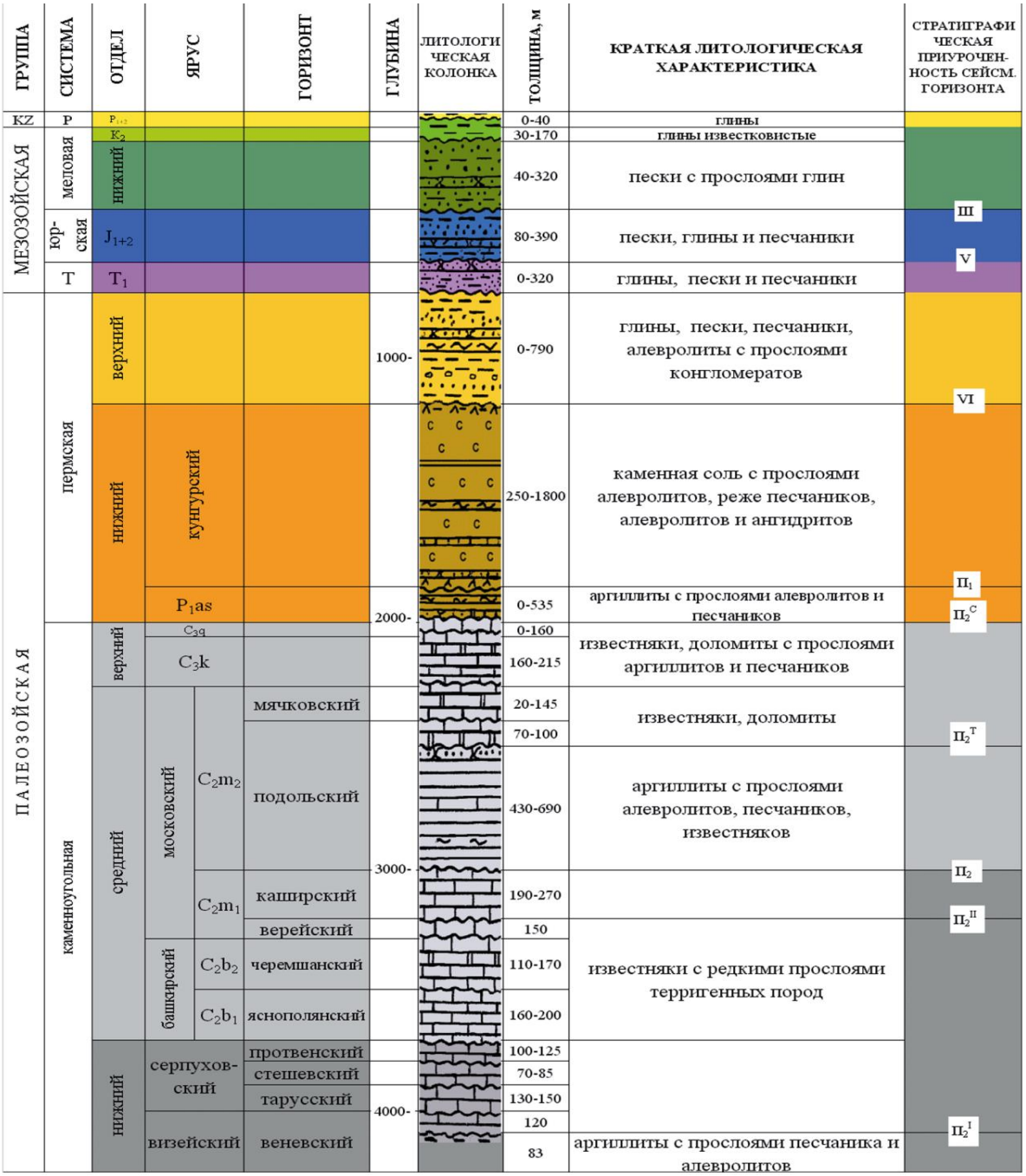


Рисунок 7 - Литолого-стратиграфический разрез месторождения Алибекмола

Верхняя пачка представлена известняками серыми, серо-коричневыми, органогенно-детритовыми, комковато-органогенными, тонкозернистыми с редкими прослоями серых доломитов.

Встреченный комплекс фораминифер позволяет отнести отложения

нижней пачки к *алексинскому* горизонту, верхней пачки – к *михайловско-веневскому* горизонтам.

Вскрытая толщина отложений варьирует в диапазоне от 162 м (скв.№ 5, Юж. свод) до 195 м (скв. №9, Южный свод).

Отложения визейского яруса согласно перекрываются породами серпуховского возраста. По литологическим признакам граница между ними проводится по появлению доломитизированных известняков и доломитов.

Серпуховский ярус (C_1s) На основе фаунистических определений выделены породы нижнего и верхнего подъярусов в составе тарусского, стешевского и протвинского горизонтов.

Нижнесерпуховский подъярус (C_1s_1) литологически представлен известняками серыми, коричневыми, темно-серыми, органогенно-сгустково-комковатыми, органогенными, пеллетовыми, криноидно-фораминиферовыми, частично доломитизированными и доломитами серыми, каверново-пористыми.

Каркасом породы служит биокластовый материал, состоящий из остатков водорослей, криноидей, брахиопод, остракод и фораминифер. Фораминиферовый комплекс по сравнению с визейским беден.

По каротажной характеристике и с учетом отдельных палеонтологических данных соседних площадей в составе нижнесерпуховских отложений можно выделить отложения *тарусского и стешевского горизонтов*.

Вскрытая толщина отложений нижнесерпуховского подъяруса изменяется от 77 м (скв. №21, Сев. свод) до 150 м (скв. №9, Южный свод).

Верхнесерпуховский подъярус (C_1s_2) в составе протвинского горизонта слагают известняки серые, коричнево-серые, комковато-оолитовые, органогенно-детритовые, фораминиферово-водорослевые, мелкозернистые, водорослевые, с целыми раковинами фораминиферовых остатков. В разрезе отмечаются редкие прослои доломитов темно-серых, тонкозернистых, трещиноватых.

Вскрытая суммарная толщина серпуховских отложений изменяется в пределах 144 м (скв. №21, Сев. свод) – 271,9м (скв. №9, Южный свод)

Средний отдел (C_2). Среднекаменноугольные образования в разрезе площади установлены в составе нижнебашкирского и московского ярусов.

Нижнебашкирский подъярус (C_2b_1) со стратиграфическим несогласием перекрывает породы верхнесерпуховского возраста.

На основе комплекса фораминифер установлены отложения краснополянского, северокельтменского и прикамского горизонтов.

Краснополянский горизонт литологически сложен известняками темно-серыми, коричневыми, окремненными, органогенными, доломитизированными, с прослоями белых, светло-серых, органогенно-сгустковых, комковато-органогенных, тонкозернистых, оолитовых, оолитово-доломитизированных, органогенных разностей. В разрезах скважин встречаются известняки с фрагментами стилолитовых швов, выполненных

черным метаморфизованным веществом, а также трещиноватые породы. В основании горизонта залегают глинистые известняки.

К известнякам данного возраста приурочена верхняя часть продуктивного пласта.

Вскрытая толщина отложений краснополянского горизонта меняется от 69 м (скв №24, Сев. свод) до 217 м (скв. №5, Южный свод).

Северокельтменский горизонт, вскрытый многими скважинами, сложен известняками белыми, светло-серыми, кремовыми, органогенными, детритово-органогенными, органогенно-комковатыми, оолитовыми, с редкими прослоями черных, зеленых алевролитов и аргиллитов, а также доломитов и кремнисто-глинистых пород. В известняках встречаются единичные трещины и фрагменты стилолитовых швов.

К северокельтменскому горизонту приурочена нижняя часть продуктивного пласта КТ-II-II-4

Вскрытая толщина отложений варьирует в диапазоне от 103 м (скв. №108, Южный свод) до 218 м (скв.№ 9, Юж.свод).

Прикамский горизонт в литологическом отношении состоит из известняков светло-коричневых, светло-кремовых, белых, органогенных, оолитовых, органогенно-оолитовых, оолитово-органогенно-комковатых, детритово-органогенных с небольшими прослоями аргиллитов, алевролитов зеленовато-серых, отмечаются прослои глинисто-карбонатной, кремнистой породы и известняковых песчаников.

К прикамскому горизонту приурочена верхняя часть продуктивного пласта КТ-II-II-3. Толщина горизонта колеблется в пределах от 16 м до 137 м.

Отложения башкирского яруса со стратиграфическим несогласием перекрываются породами московского яруса.

Московский ярус (C_1m). В составе московского яруса выделяются отложения нижнего и верхнего подъярусов.

Нижнемосковский подъярус (C_1m_1) представлен породами *верейского* и *каширского* горизонтов.

Разрез верхней части *верейского* горизонта сложен чередованием карбонатных и терригенных пород, а нижняя часть-преимущественно терригенная с пропластками известняков и кремнистых пород. Карбонатные породы в верхней части разреза представлены известняками светло-серыми, белыми, органогенными, водорослево-фораминиферовыми, разнозернистыми. Также в разрезе встречаются известняки серые, коричневато-серые, желтовато-белые, органогенные, органогенно-сгустково-комковатые, водорослевые, органогенно-обломочные, в нижней части разреза присутствуют известняки серые, темно-серые, полидетритовые, водорослево-криноидные, органогенные, доломитизированные, частично окремненные, с обломками глинисто-кремнистых и карбонатных пород.

К верхней половине верейского горизонта приурочена подошва продуктивного пласта КТ-II-I-2, а к нижней – кровля пласта КТ-II-II-3 и вскрытая толщина отложений меняется от 47,5 м (скв. №144, Южный свод)

до 160 м (скв. №51, Южный свод).

Каширский горизонт. По литологической и фаунистической характеристике отложения каширского горизонта можно разделить на две части: нижнюю, в основном, карбонатную и верхнюю-терригенно-карбонатную. Для карбонатов каширского горизонта характерно наличие беспорядочно расположенных трещин.

Нижняя толща имеет четкую геофизическую характеристику и хорошо прослеживается по площади. Она сложена известняками белыми, серыми, детритово-органогенными, оолитовыми, органогенно-комковатыми и с тонкими прослоями аргиллитов серо-зеленых, известковистых. Известняки слабо трещиноватые, стилолитовые швы выполнены черным метаморфизованным веществом.

К отложениям нижней части приурочен продуктивный пласт КТ-II-I-2.

Толщина отложений нижней части каширского горизонта варьирует в пределах от 49,5 м (скв. №148, Южный свод) до 97 м (скв. №323, Северный свод).

Верхняя часть каширского горизонта литологически сложена известняками светло-кремовыми, светло-серыми, детритово-комковато-органогенно-оолитовыми, микропелоидными, с включениями прослоев серых доломитов, глин и алевролитов на глинисто-известковом цементе. В верхней части разреза увеличивается количество терригенных прослоев, появляются кремнистые породы и окремненные известняки и известковистые песчаники. Толщины верхней части меняется от 150 м (скв. №61, Сев. свод) до 294,7 м (скв. №6А, Южный свод).

К отложениям верхней части приурочен продуктивный пласт КТ-II-I-1.

Общая вскрытая толщина отложений нижнемосковского подъяруса меняется от 170 м (скв.№10А, Юж.свод) до 416 м (скв.№51, Юж.свод).

Отложения в стратиграфическом диапазоне, охватывающем михайловско-веневский горизонты нижнего карбона – каширский горизонт среднего карбона, составляют вторую карбонатную толщу (КТ-II).

Отложения толщи КТ-II со стратиграфическим несогласием перекрываются породами верхнемосковского подъяруса.

Верхнемосковский подъярус (C_2m_2) вскрыт всеми скважинами. По литологическим признакам отложения подъяруса состоят из нижней терригенной толщи (МКТ) и верхней карбонатной толщи (КТ-I). На основании видов фораминифер породы, слагающие МКТ, можно сопоставить со средней частью подольского горизонта Подмосковья.

Подольский горизонт. Нижняя терригенная толща на 50-90% сложена терригенными породами, в которых выявлены аргиллиты, глины темно-серые, серовато-зеленые, коричневые, средне-твердые, известковые, пелитовые, частично пиритизированные; алевролиты зеленовато-коричневые, песчаники от мелко-среднезернистых до крупнозернистых и гравийных разностей.

Толщина межкарбонатно-терригенных отложений порядка 500-586 м. Верхняя часть подольского горизонта (73-208м) сложена известняками

серыми, органогенно-комковатыми, доломитизированными, плотными, трещиноватыми, со стилолитами, выполненными аргиллитами, представляет низы толщи КТ-I.

Верхняя часть верхнемосковского подъяруса на основе палеонтологических данных стратифицируется как мячковский горизонт.

Мячковский горизонт представлен известняками серыми, микрозернистыми, однородномассивными, стилолитизированными и доломитами коричнево-серыми, тонкозернистыми, трещиноватыми, кавернозно-пористыми.

Толщина отложений мячковского горизонта изменяется от 83 до 210м.

Верхнекаменноугольные отложения C_3 присутствуют в объеме касимовского и гжельского ярусов.

Касимовский ярус (C_3k) литологически сложен известняками светло-коричневыми, белыми, органогенными, органогенно-комковатыми, доломитистыми, доломитами микро-тонкозернистыми, известковыми, органогенными, битуминозными. По разрезу отмечаются прослои глин и алевролитов. В основании яруса залегают аргиллиты зеленовато-серые, голубоватые, известковистые, пиритизированные.

Толщина отложений касимовского яруса варьирует в пределах от 30 м (скв. №323, Северный свод) до 190 м (скв. №6, Южный свод).

Гжельский ярус (C_3g) имеет локальное распространение на южном своде и практически отсутствует на северном своде. Литологически сложен известняками белыми, желтовато-кремовыми, тонкозернистыми, органогенными, доломитистыми, органогенно-комковато-обломочными и темно-серыми доломитами. В верхней части разреза доля карбонатов уменьшается за счет замещения терригенными породами – темно-серыми аргиллитами, известковистыми песчаниками. В основании яруса залегают глины темно-серые, зеленые, слабослюдистые, известковые.

В верхней части разреза доля карбонатов уменьшается за счет замещения терригенными породами – темно-серыми аргиллитами, известковистыми песчаниками. В основании яруса залегают глины темно-серые, зеленые, слабослюдистые, известковые. Толщина гжельского яруса определяется глубиной предпермского размыва и изменяется от 27,4 м (скв.№127, Юж.свод) до 150 м (скв.№17В, Юж.свод).

Общая толщина верхнекаменноугольных отложений варьирует в пределах от 30 м (скв. №323, Северный свод) до 476,8 м (скв. №17В, Юж.свод).

Карбонатные отложения в стратиграфическом диапазоне, включающем подольский и гжельский горизонты, составляют первую карбонатную толщу (КТ-I). Толщина отложений КТ-I изменяется от 93 м (скв. №21, Северный свод) до 709,7 м (скв.№17В, Юж.свод). Максимальная толщина карбонатных отложений, слагающих продуктивные толщи КТ-I и КТ-II, вскрыта в скв.№5 (Юж.свод) и составляет 1467 м.

Пермская система (P)

Отложения перми представлены образованиями нижнего и верхнего отделов.

Нижний отдел (P_1) представлен кунгурским, сакмарским, ассельским и артинским ярусами.

Артинский+ассельский ярусы (P_1a+as). Разрез сложен сероцветными терригенными породами, состоящими из аргиллитов, уплотненных глин, песчаников известково-глинистых с отдельными прослоями известняков. В разрезах скважин южного свода площади доля известняков увеличивается, также наращиваются толщины. Толщина отложений изменяется от 6,6 м (скв.№127, Юж.свод) до 892 м (скв.№11).

Сакмарский ярус (P_1s) имеет локальное распространение, сложен переслаивающимися известково-глинистыми сероцветными породами, в составе которых тонкослоистые алевролиты, известняки мелкозернистые и редкие аргиллиты алевритистые. В породах встречаются обрывки обугленного органического вещества. Толщина сакмарских отложений изменяется от 52 м (скв.№51, Юж.свод) до 253 м (скв.№10, Юж.свод).

Выше сакмарских отложений со стратиграфическим несогласием залегают породы кунгурского яруса.

Кунгурский ярус (P_1k), представленный сульфатно-терригенными породами, в комплексе с сакмарско-ассельскими отложениями служит в качестве флюидоупора для подсолевых продуктивных толщ карбона.

Кунгурские отложения литологически состоят из трех толщ: в нижней и верхней толщах преобладают терригенные породы. В их строении участвуют аргиллиты, алевролиты, песчаники, ангидриды с прослоями каменной соли. Средняя толща (на 70-90%) сложена каменной солью, ангидритами с маломощными прослоями алевролитов и глин. Разрез кунгурского яруса толщиной 911 м наиболее детально изучен в скв.№53.

Толщина отложений изменяется от 7м (скв.№117, Юж.свод) до 2264м (скв.№23, Северный свод).

Верхнепермский отдел (P_2)

Представлен переслаиванием алевролитов, аргиллитов, песчаников и мергелей, с отдельными прослоями ангидритов и карбонатов. Окраска терригенных пород серая и редко тускло-коричневая. По комплексу миоспор изученные отложения верхнепермского разреза скважин №№51, 53, 54 относятся к уфимскому ярусу, возможно, отложения казанского и татарского ярусов на структуре отсутствуют, что связано с предтриасовым размывом.

Толщина верхнепермских отложений от 792м (скв.№16, Юж.свод) до 10м (скв.№58, Юж.свод).

Мезокайнозойская группа (MZ)

Мезозойские отложения вскрыты многочисленными скважинами. В их составе по результатам изучения керна структурно-поисковых и картировочных скважин выделены пестроцветные отложения нижнего триаса, сероцветные отложения юры и нижнего мела, представленные терригенными породами: алевролитами, песчаниками, конгломератами, аргиллитами и глинами. Верхнемеловая часть разреза сложена глинисто-карбонатной толщей. Палеоген-неогеновые отложения сложены глинами,

песками, песчаниками. Толщина от 640 м (скв. №23, Северный свод) до 1200 (скв. №3).

Отложения четвертичной системы толщиной до 10 м представлены суглинками и супесями.

2.3.2 Тектоника

Месторождение Алибекмола в региональном плане относится к восточной прибортовой тектонической зоне Прикаспийской впадины со сложным геологическим строением (рисунок 8).

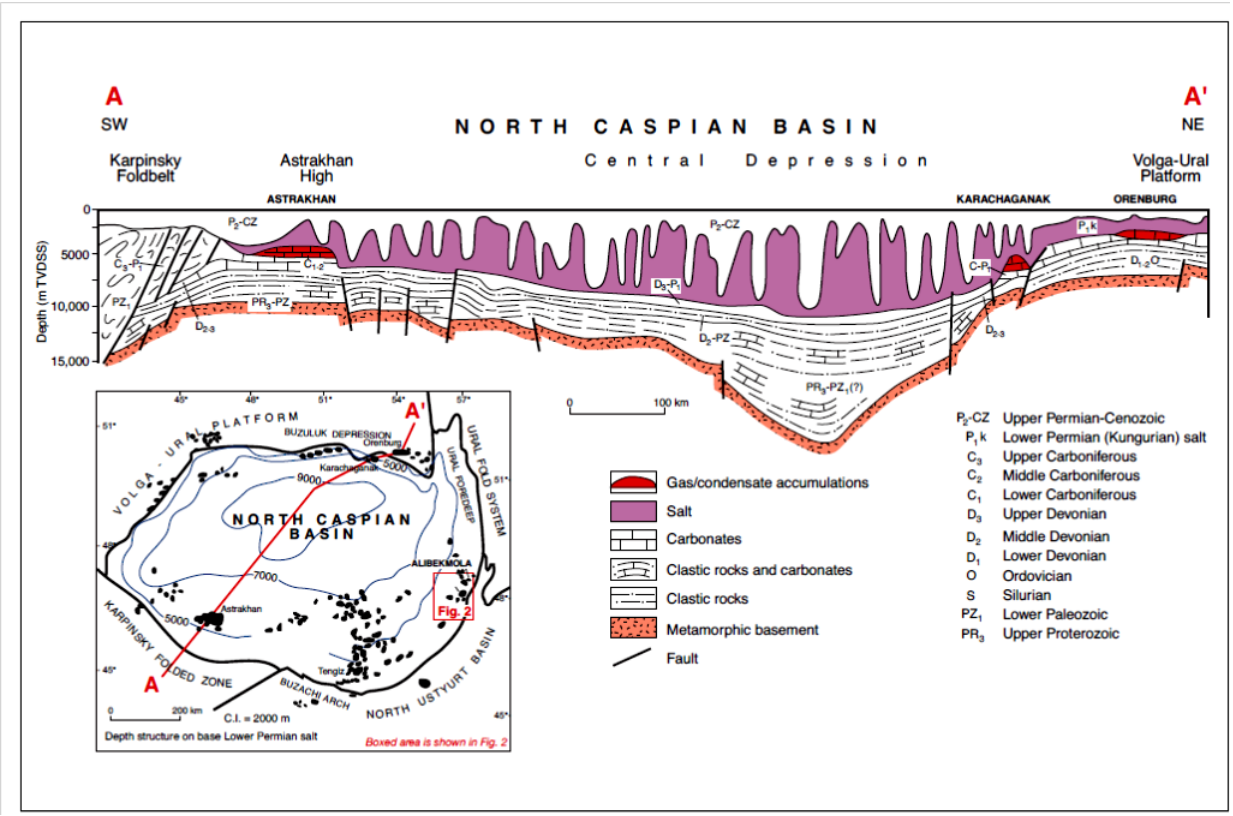
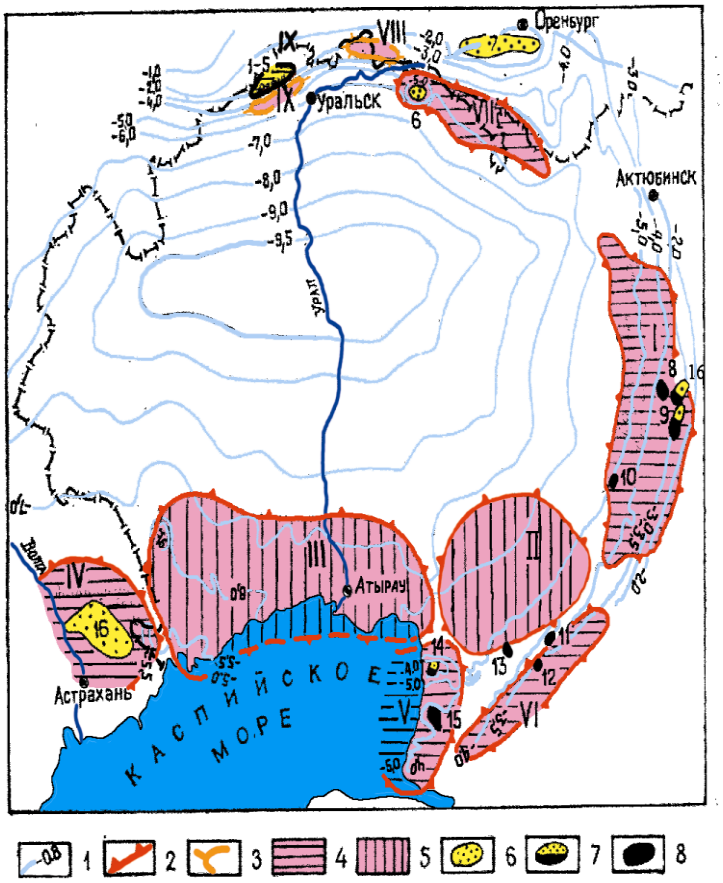


Рисунок 8 - Геологический разрез Юго-Запад – Северо-Восток через Северную часть Каспия (Ефимов, 2001).

Восточный борт Прикаспийской впадины – это глубокозалегающий шельф Уральского палеобассейна, на котором формировались карбонатные платформы на разных этапах геологического времени, к числу которых относится Алибекмола.

Главным геоструктурным элементом в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины является Жаркамысско-Темирский свод, входящий в состав Актюбинско-Астраханской системы поднятий. Характерной особенностью геологического развития региона в докунгурское время являлось длительное некомпенсированное опускание территории, вызванное,

вначале развитием Уральской геосинклинальной области, а позже в верхнем палеозое – формированием Уральской складчатой системы (рисунок 9).



1—изогипсы по отражающему горизонту $П_1$; 2—контуры крупных положительных структурных элементов (I-Жаркамысско-Енбекское поднятие; II- Биикжальский свод; III-Северо-Каспийский свод; IV-Астраханский свод; V- Приморское поднятие; VI - Южно-Эмбинское поднятие; VII - Карачаганакско-Троицкая зона поднятий); 3- контуры средних положительных структурных элементов (VIII-Кошинский, IX - Деркульский вал); 4 - доказанные- зоны нефтегазонакопления; 5 - предполагаемые зоны нефтегазонакопления; 6 - газовые и газоконденсатные месторождения (1 - Токаревское; 2- Гремячинское: 3 - Восточно-Гремячинское; 4 - Западно-Тепловское; 5- Тепловское; 6 - Карачаганакское; 7 - Оренбургское; 16 - Астраханское); 7 - газонефтяные месторождения (9 - Жанажольское; 14 - Тажигали); 8 - нефтяные месторождения (8 - Кенкиякское; 10 - Каратобинское; 11 - Шолькара: 12 - Тортайское; 13 - Улькентобе Ю.-З.; 15 - Тенгизское; 16-Алибекмолинское нефтегазоконденсатное).

Рисунок 9 - Обзорно-тектоническая карта Прикаспийской впадины

Главным геоструктурным элементом восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины является Жаркамысско – Енбекское поднятие, входящее в состав Актюбинско – Астраханской системы поднятий.

Ряд Северо-трендовых хребтов над глубокими разломами заканчивается в районе Алибекмола (рисунок 10). Характерной особенностью геологического развития региона в докунгурское время

являлось длительное некомпенсированное опускание территории, вызванное, вначале развивающейся Уральской геосинклинальной областью, а позже в верхнем палеозое – формированием Уральской складчатой системы, приведшей в начальный период к накоплению песчано - глинистых образований раннего и среднего палеозоя толщиной 4,5–7,5км, расположенных между сейсмическими горизонтами «Ф» и $П_2$.

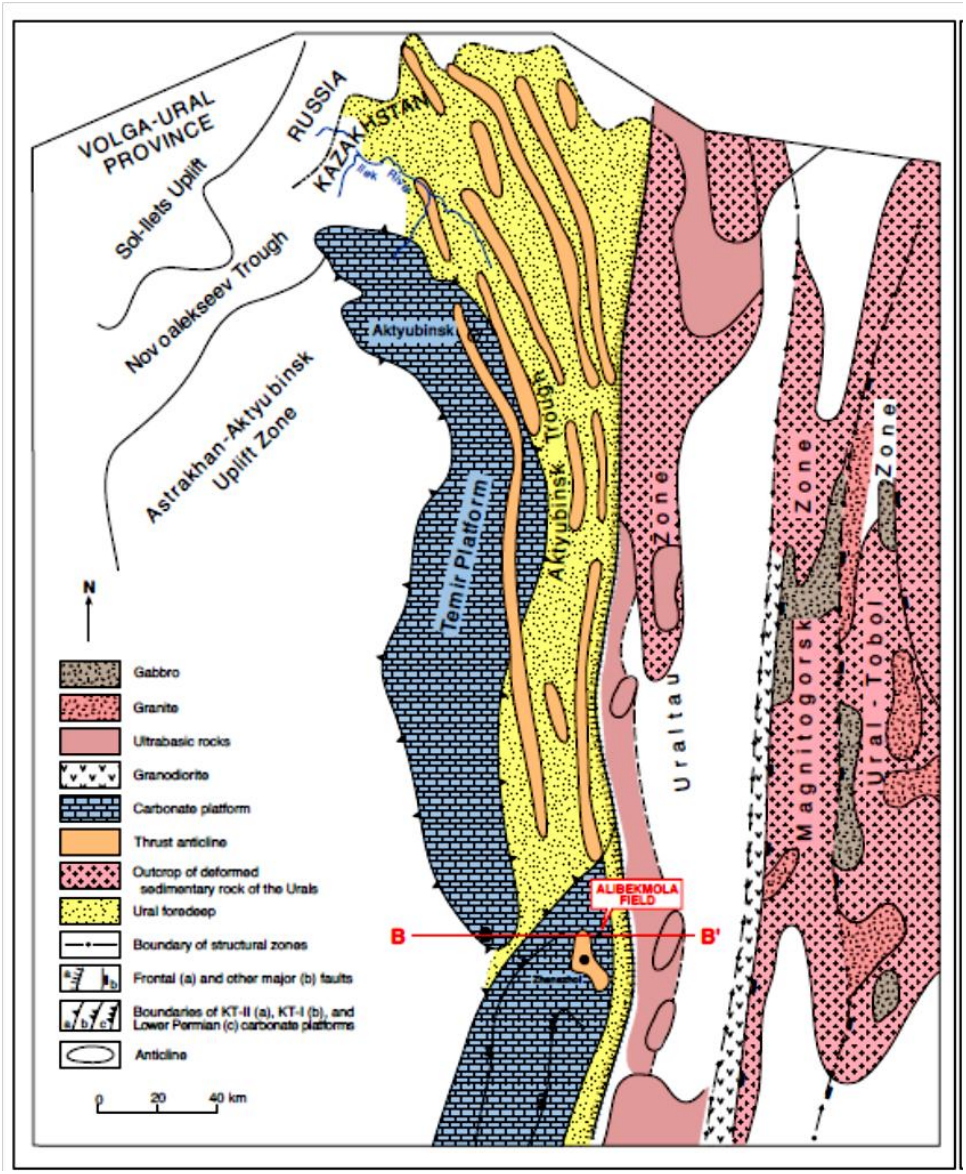


Рисунок 10- Тектоническая схема Восточной части Прикаспийского бассейна (Северный блок) и прилегающие пояса Уральской складчатости (Улмишек, 2001)

Затем продолжалось накопление карбонатных пород верхнего визе – каширского горизонта, находящимися между сейсмическими горизонтами $П^1_2$ и $П_2$, карбонатные породы верхнего визе – каширского горизонта продолжали накопление до смены их терригенными породами подольского яруса, между горизонтами $П_2$ и $П_2^T$.

Осадочный чехол региона подразделяется на два структурных этажа: надсолевой и подсолевой (рисунок 11).

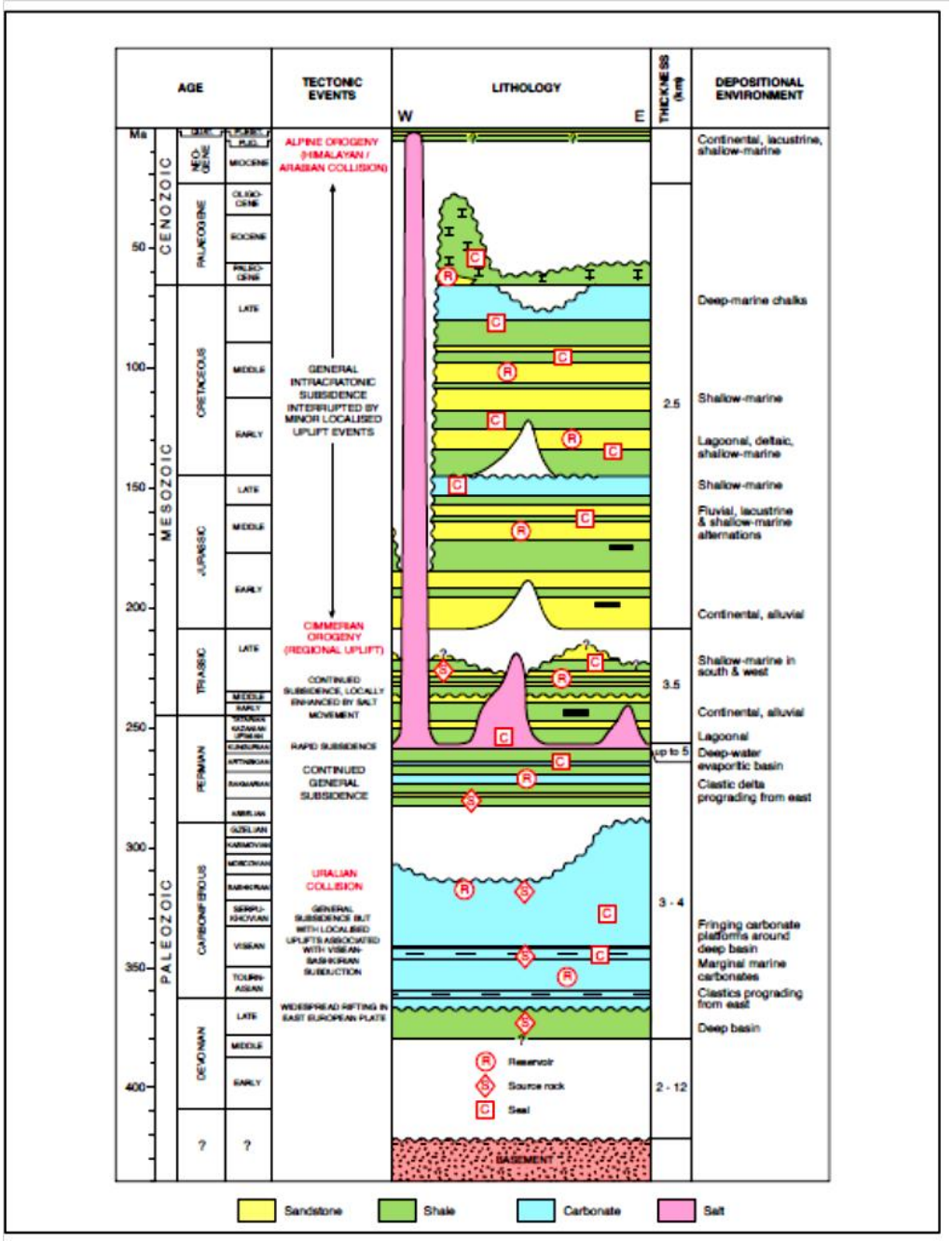


Рисунок 11 - Стратиграфия, литология, мощность, условия осадконакопления и основные геологические события в Северной части Каспийского бассейна

Месторождение Алибекмола в структурном плане приурочено к тектонически дислоцированному валу, простирающемуся вдоль борта Прикаспийского бассейна с севера на юг. Наиболее приподнятая часть вала разделена сдвиговыми нарушениями на три обособленные структуры. Самая большая из них – южная, на ней пробурена большая часть скважин, разбита тектоническими нарушениями на несколько блоков. Вторая по величине –

северная структура менее изучена бурением, отделена от основного южного блока сдвиговым нарушением, пересекающим вал с юго-запада на северо-восток. И третий блок, зажатый между первыми двумя, являющийся седловиной (рисунок 12).

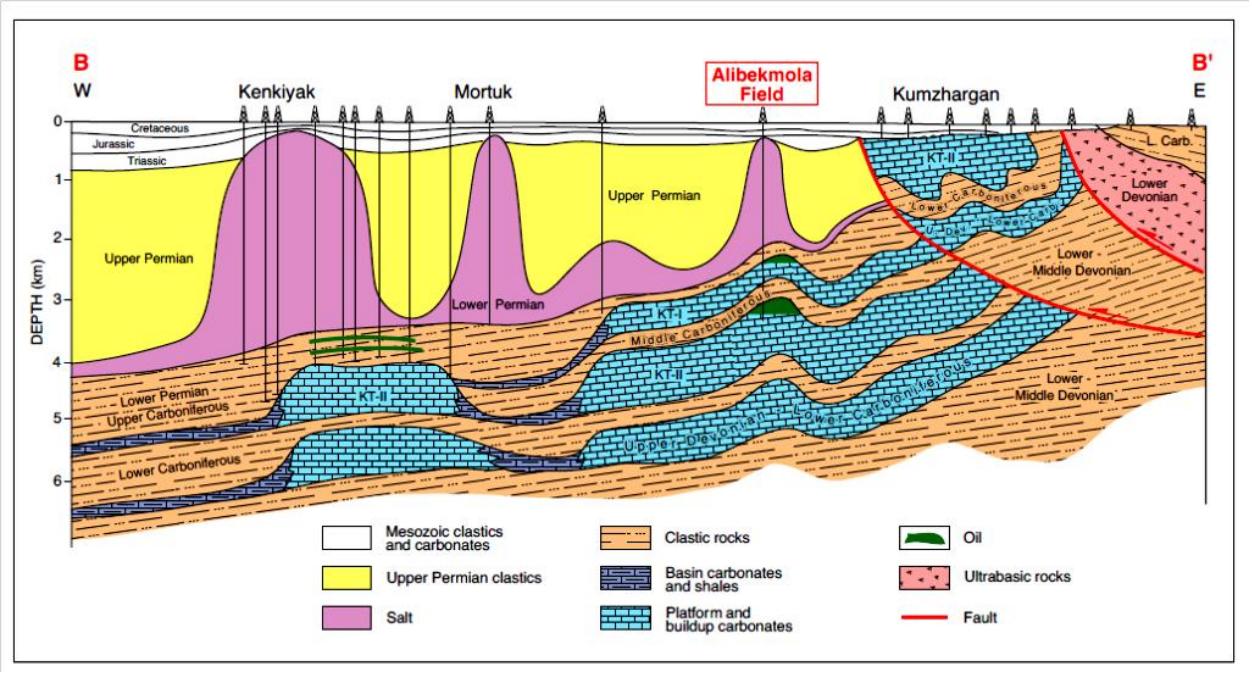


Рисунок 12 - Региональный геологический разрез Запад - Восток через край восточной части Северного Каспия, показывающий его связь с Уральским складчатым поясом (Ульмишек, 2001)

Подсолевое поднятие Алибекмола располагается в пределах Жанажольской тектонической ступени, одной из особенностей которой является развитие мощных карбонатных массивов, осложненных поднятиями брахиантиклинального типа. (рисунок 13). По наиболее глубокой замкнутой изогипсе – 2200 м размеры структуры составляют 16 х 5 км, амплитуда – 600 м. Сводовая часть структуры обособляется тремя изогипсами – 1600 м, -1700 м, -1800 м. В западной части поднятие ограничено тектоническим нарушением субмеридионального простирания с амплитудой 300 м на юге и 500 м и более на северной части. По данным бурения поднятие по кровле КТ-I (Рисунок 14) представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридионального направления, сводовая часть которого оконтуривается изогипсой – 1600 м. Размеры структуры в пределах замкнутой изогипсы – 1750 м составляют 5,2 х 2,6 км при амплитуде 250 м. Поднятие с запада ограничено тектоническим нарушением субмеридионального простирания, подсеченным скважинами 11, 12, 3, 22. Толщина отложений КТ-I в северной периклинальной части составляет около 300 м (скв.20) и наблюдается постепенное увеличение ее к южной периклинали поднятия, где она достигает 500 м (скв. 5) и выше.

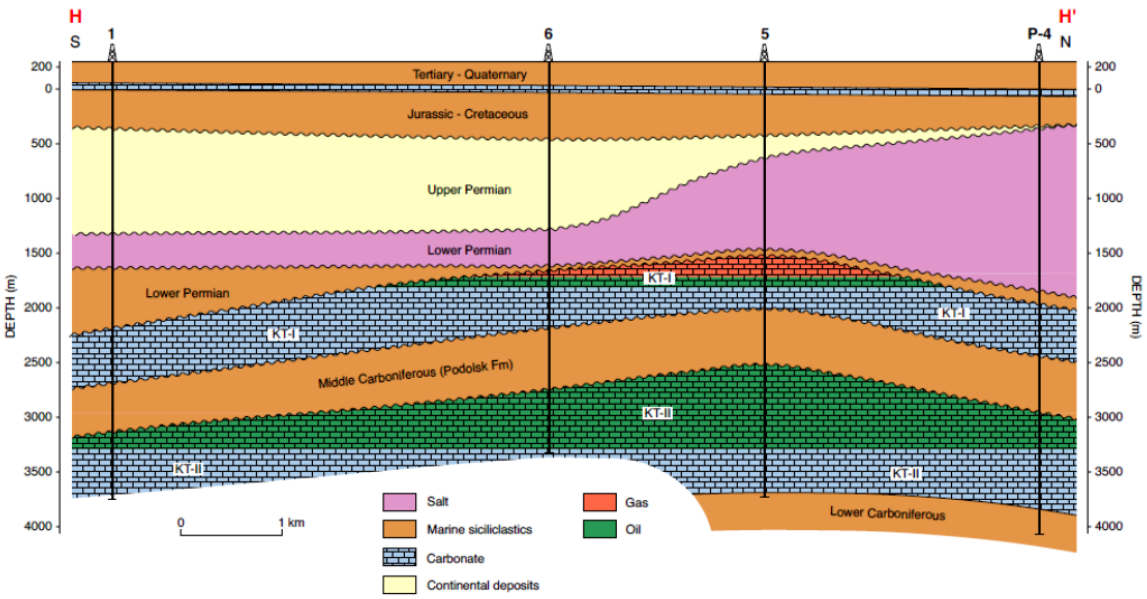


Рисунок 13 - Структурный разрез С-Ю через южное поднятие месторождения Алибекмола, показывающий распределение нефти и газа в карбонатах КТ-1 и КТ-2. Расположение показано на рисунке 10А

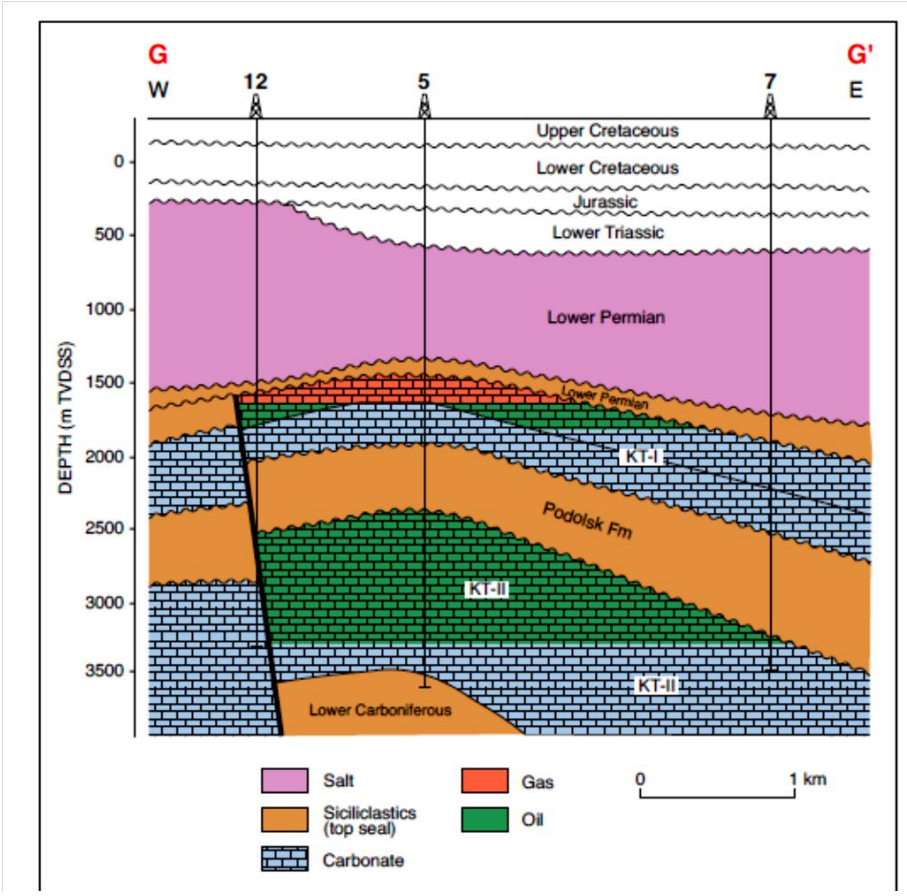


Рисунок 14 - Структурный разрез Запад-Восток через южное поднятие месторождения Алибекмола, показывающий распределение нефти и газа в карбонатах КТ-1 и КТ-2 (Воцалевский, 1999).

2.4 Нефтегазоносность

В региональном тектоническом плане месторождение Алибекмола приурочено к одноименному поднятию, расположенному в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины.

По данным сейсморазведки поднятие Алибекмола по кровле верхней карбонатной толщи КТ-I (отражающий горизонт $П^2_c$) представляет собой брахиантиклинальную складку меридионального простирания.

В структурном отношении приурочено к брахиантиклинальной складке субмеридиальной ориентировки, осложненной двумя вершинами по кровле второй карбонатной толщи (КТ-II) средне-нижнекарбонового возраста (рисунки 15-16).

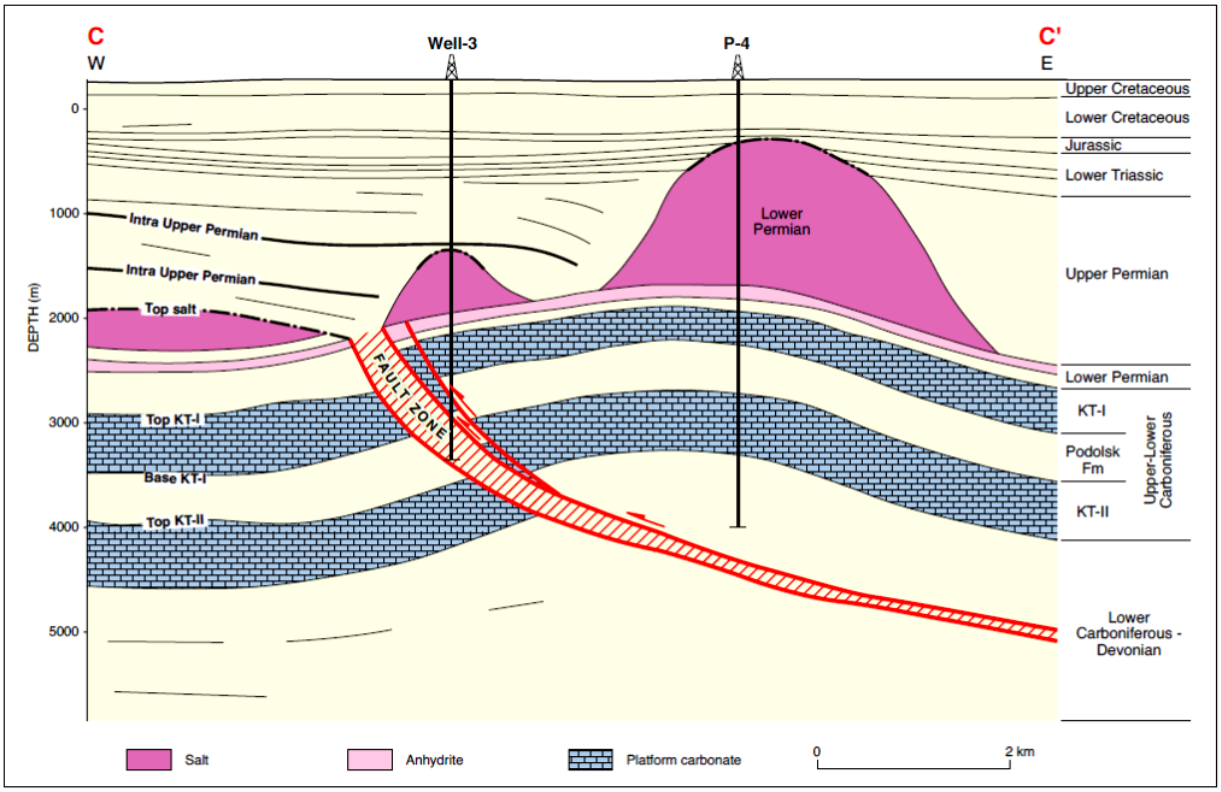
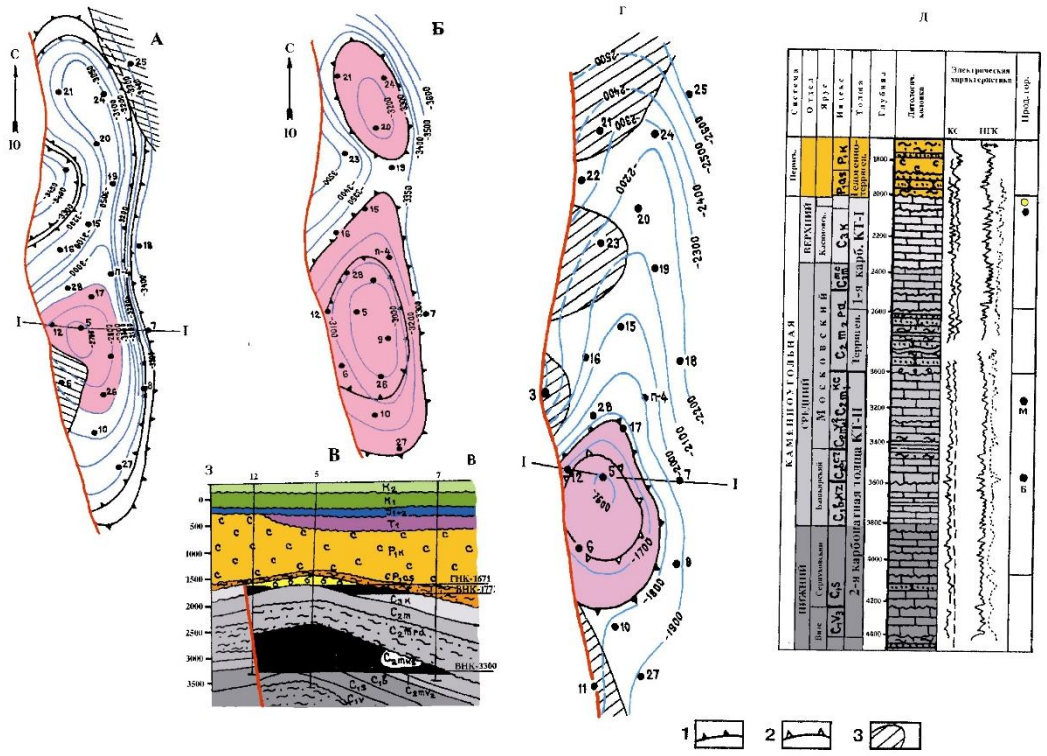


Рисунок 15 – Запад - Восток геологический разрез структуры Алибекмола, иллюстрирующий ловушку, ограниченную сбросом, затрагивающего палеозойские пласты

Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с подсолевыми каменноугольными отложениями, к которым приурочены две продуктивные толщи КТ-I и КТ-II, разделенные межкарбонатной толщей пород (МКТ), где на отдельных участках также выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы.



Структурные карты по кровле коллектора А – I пласта горизонта КТ-II, Б – II пласта горизонта КТ-II, В - Геологический разрез по линии I-I, Г – пласта I горизонта КТ-I, Д – разрез продуктивной части отложений.
Контуры: 1 – нефтеносности, 2 – газоносности, 3 – литологического замещения коллектора.

Рисунок 16 – Нефтегазоконденсатное месторождение Алибекмола

Карбонатная толща КТ-I

Толща КТ-I, с которой связана газонефтяная залежь, в стратиграфическом отношении приурочена к отложениям верхнеподольско-гжельского возраста (рисунок 17-18).

К толще приурочено два вида залежи: в пределах блока I - нефтяная залежь массивного типа с газовой шапкой, общая толщина изменяется от 17,5 м (скв.№21) до 596,4 м (скв.№200), общая эффективная от 3,8 м (скв.№113) до 166,4 м (скв.№15), газонасыщенная от 4,2 м (скв.№122) до 58 м (скв.№118), нефтенасыщенная от 2,5 м (скв.№129) до 44,6 м (скв.№118), водонасыщенная от 3,8 м (скв.№113) до 166,4 м (скв.№15). Коэффициент расчлененности от 2 до 43, коэффициент песчанистости в среднем 0,2.

В пробуренных скважинах №№ 1В, 5В, 6А и 10А по материалам ГИС выделены газонасыщенные коллектора, толщина которых составляет 9,9м, 5,4м, 8,8м и 8,6м и нефтенасыщенные толщины 32,22 м, 18,6 м, 24 м и 9,5 м соответственно. А в новых пробуренных скважинах 6В и 151 прослеживаются водонасыщенные коллектора, толщинами 16,39 и 64,3 м соответственно.

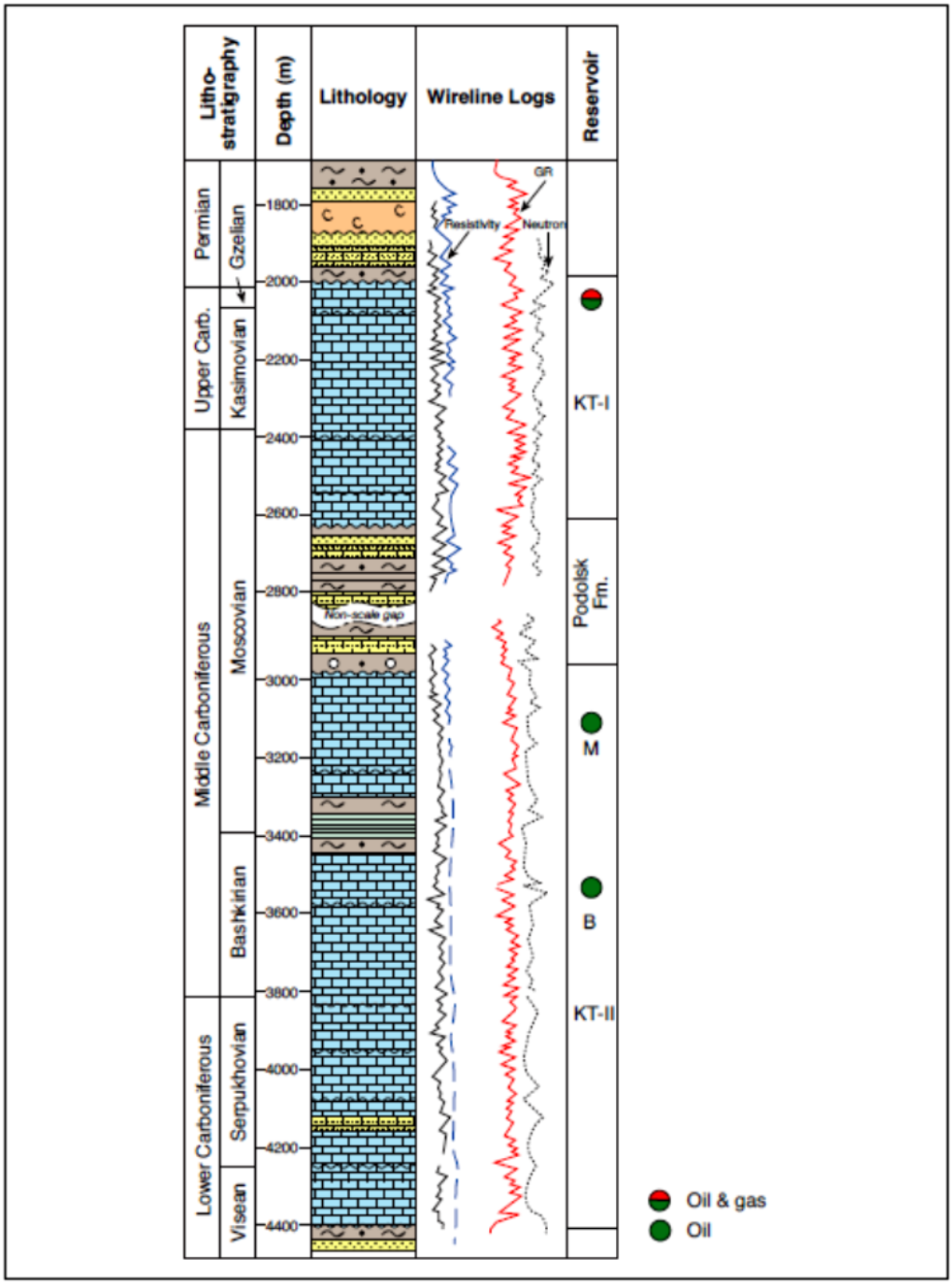


Рисунок 17 - Стратиграфия, литология и характер каротажной кривой для каменноугольных коллекторов в совокупности разрезов скважин на месторождении Алибекмола

УГНК принимается на абсолютной отметке -1677,8 м, что соответствует кровле нефтяного пласта, давшего нефть с газовым фактором до 200 $м^3/м^3$ в скважине №12. ВНК принят на отметке -1776,9 м (скв.№5).

В пределах *блока VI* выявлена небольшая нефтяная залежь по результатам бурения скважины №304, в которой нефтенасыщенная толщина 11,4 м. УВНК на абсолютной отметке -2568,5 м.

В остальных блоках в скважинах выделены водонасыщенные коллекторы.

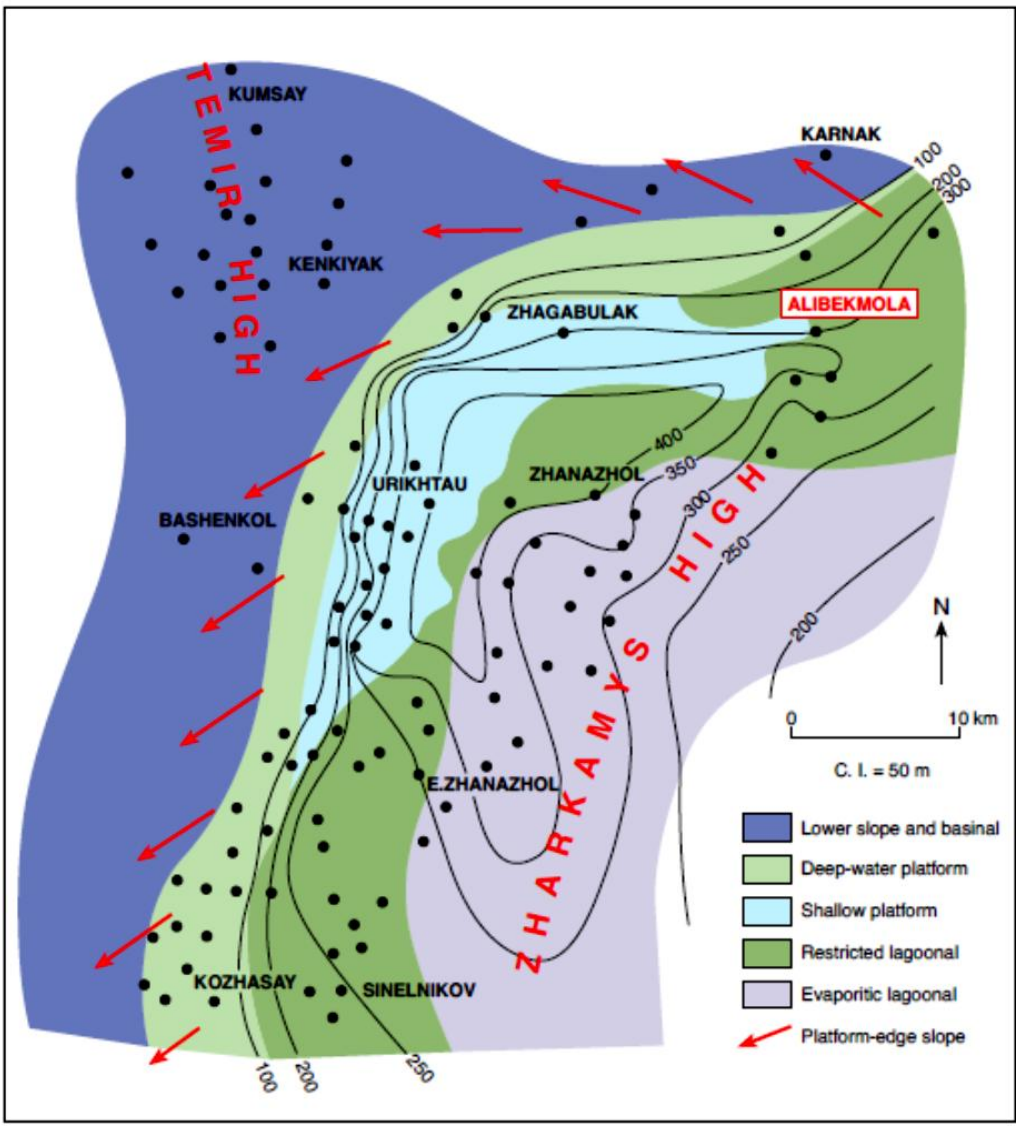


Рисунок 18 - Толщина и условия осадконакопления верхней части средне-верхнего карбона КТ-1 на восточной окраине Северной части Каспийского бассейна

Межкарбонатная толща МКТ

Толща МКТ, приуроченная к отложениям верхнемосковского подъяруса, на 50-90% сложена терригенными породами, в основном, аргиллитами и песчаниками. В отдельных частях разреза среди аргиллитов залегают карбонатные породы. Общая толщина МКТ изменяется в пределах от 244 до 1125 м.

По результатам пробуренных скважин отмечается развитие линзообразных нефтяных залежей в пределах блоков: I, III, IV, V.

В целом общая толщина горизонта в среднем составляет 140,8 м, нефтенасыщенная от 1 м (скв.№315) до 37 м (скв. №5В), водонасыщенная от

1,2 м (скв.№215) до 14 м (скв. 12В), общая эффективная от 1м (скв.№315) до 37м (скв. 5В). Коэффициент расчлененности от 1 до 16, коэффициент песчанистости от 0,07 до 1, в среднем 0,54.

В блоке I по результатам обработки ГИС выявлены линзообразные залежи в районах скважин №№54, 113, 127, 210, 2А, 7В, 10В, 20В

Скважины №№ 1В, 5В расширили площадь продуктивности в районе скважины №127. А также выявлены зоны глинизации в районах новых пробуренных скважин 6В, 151 и 212 б.с.

В блоке III выявлена залежь в районе скважин №№114, 56, 104, 107, 108, 109, 200, 201, 204, 102 и доказана опробованием в скважине №№ 56, 104, 107, 114, 201.

В блоке IV выявлена залежь по результатам бурения скважин №№306, 315, 318, 320, 324.

В блоке V выявлена залежь в результате бурения скважины №304, где по данным ГИС отмечается нефтенасыщенная толщина 3,8 м.

Карбонатная толща КТ-II

Нижняя карбонатная толща КТ-II, содержащая нефтяную залежь, приурочена к отложениям верхневизейско-каширского возраста и литологически представлена преимущественно известняками с прослоями зеленовато-серых аргиллитов. В скважинах, вскрывших полный разрез толщи, ее толщина меняется от 378м (скв.9В) до 863м (скв.№54). К толще приурочена массивная залежь нефти. Детальная корреляция разрезов всех скважин с учетом проведенного стратиграфического расчленения, анализов кернового материала, данных опробования и эксплуатации скважин привела к необходимости выделения четырех разобщенных продуктивных пластов, два из которых -1 и 2 относятся к КТ-II-I, а два – 3 и 4 – к КТ-II-II (рисунок 2.16).

Таким образом, продуктивная толща КТ-II разделена как: КТ-II-I-1, КТ-II-I-2, КТ-II-II-3 и КТ-II-II-4.

I блок. Продуктивность блока подтверждена опробованием и результатами PLT в скважинах №№10, 26, 27, 51, 130, 131, 134, 135, 136, 139, 141, 142, 143, 144, 145, 147, 148, 151, 209, 210, 211, 212, 213, 215, 1-В,7-В, 9-В, 10-В, 12-В, 13-В, 17-В, 20В.

Отбор керна проведен в скважинах №№10, 26, 27, 51, 212, отбор проб нефти в скважинах №№ 01-В, 27, 135, 142, 151, 212.

Продуктивный пласт *КТ-II-I-1*. Нефтенасыщенность пласта выявлена по ГИС во всех пробуренных скважинах.

Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 1,1 м (скв.212) до 22,8 м (скв.№7В). Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,12. Коэффициент расчлененности в среднем-6 (рисунок 19).

Продуктивный пласт *КТ-II-I-2*. Продуктивность пласта выявлена по ГИС во всех пробуренных скважинах, только в скважинах №№130 и 151 коллектора замещены неколлекторами.

Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует от 3,9 (скв.№212) до 62,3 м (скв.7-В). Коэффициент песчанистости составляет 0,3–0,8, в среднем 0,59. Коэффициент расчлененности - от 3 до 17, в среднем 12.

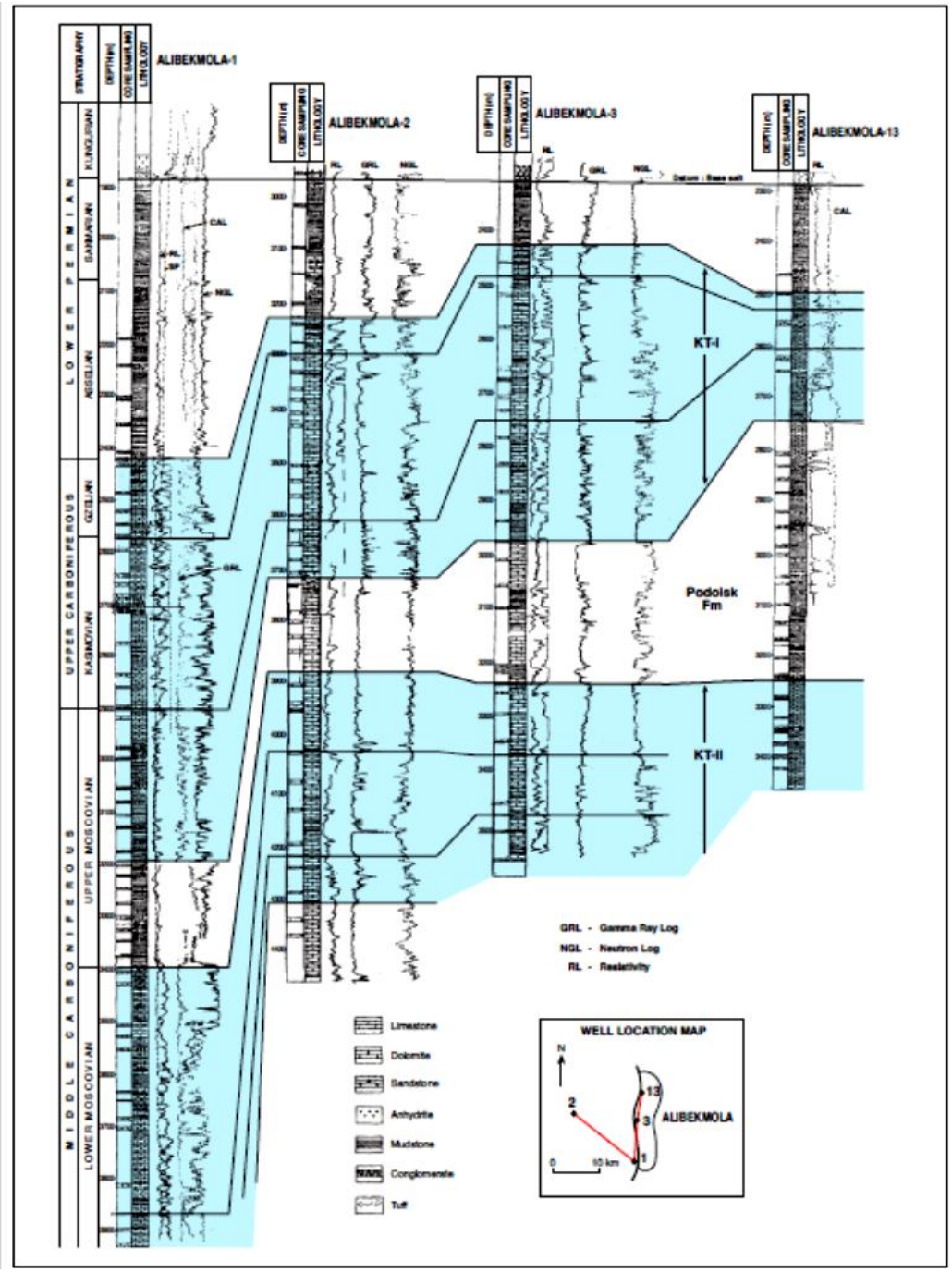


Рисунок 19 - Корреляция трех скважин через каменноугольные и нижнепермские интервалы месторождения Алибекмола и четвертой скважины к западу. Заметное изменение толщины внутренних блоков КТ-1 и КТ-2 очевидно. Карта-врезка показывает расположение скважин

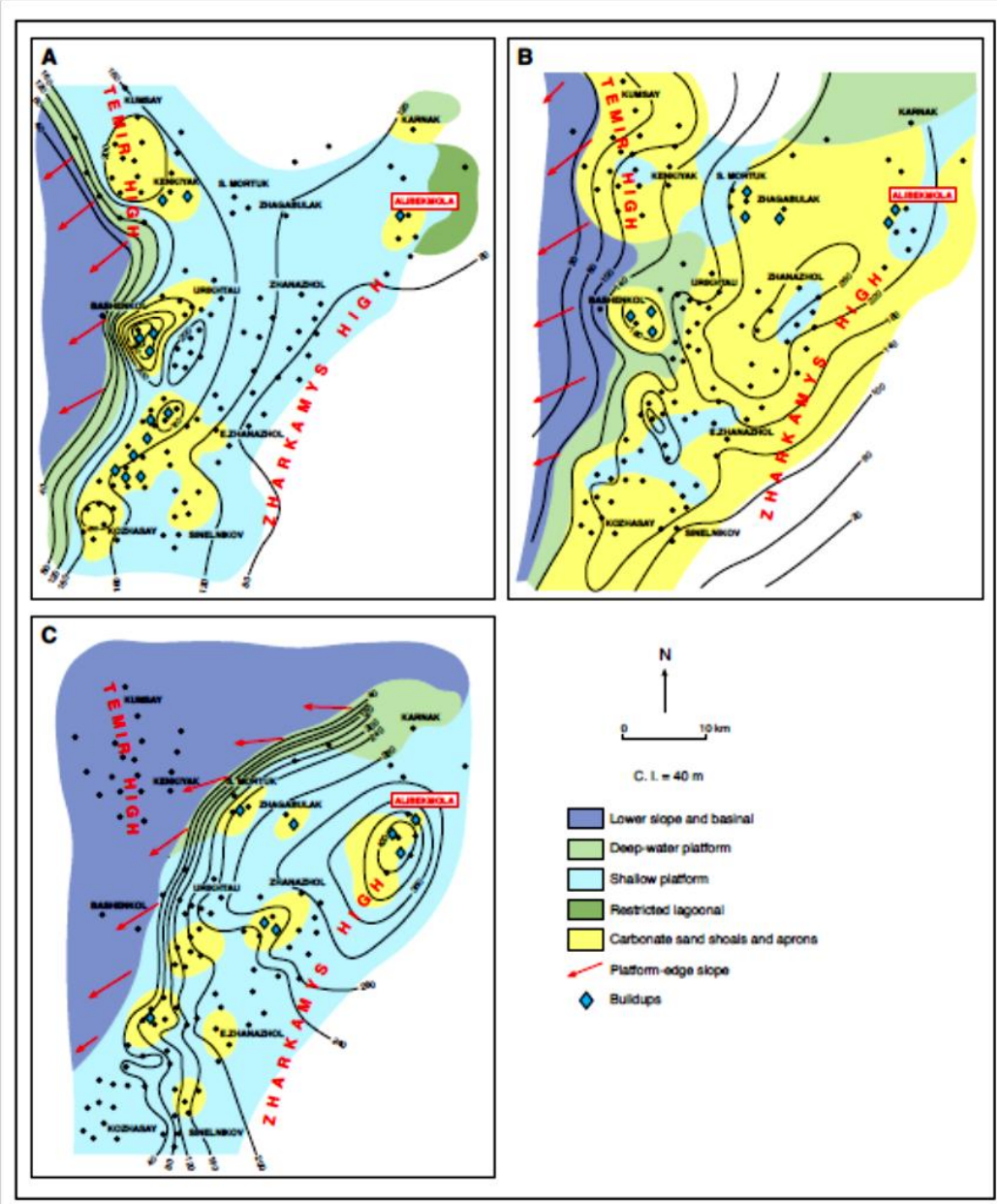


Рисунок 20 - Толщина и условия осадконакопления нижне-среднего Карбона КТ-2 на восточной окраине Северной части Каспийского бассейна: (А) ранний каменноугольный, поздневизейско-серпуховский; (В) среднекаменноугольный, башкирский; и (С) Средний каменноугольный период, ранний Московский. Карбонатные платформы были отложены на положительных фундаментных блоках максимумов Жаркамыс и Темир и со временем отступили на восток

Продуктивный пласт *КТ-II-II-3*. Продуктивность пласта выявлена по ГИС во всех скважинах, за исключением скважин №№137, 145, 148, которые недобурены до этого пласта. Общая эффективная толщина в среднем по пласту–54,7 м, эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 1,6 м (скв.№27) до 98,6м (скв.№12В) эффективная водонасыщенная толщина

колеблется от 2,6 м (скв.№210) до 26 м (скв.№143). Коэффициент песчанистости составляет 0,03–0,52, в среднем 0,33 Коэффициент расчлененности - от 2 до 33, в среднем 18.

Продуктивный пласт *КТ-II-II-4*. Пласт вскрыт скважинами №№10, 130 и 1В, нефтенасыщенность доказана по материалам ГИС в скв.1В. Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина в скв.№01-В равна 4,6 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,88. Коэффициент расчлененности - 2. Высота залежи равна-238м.

В эксплуатации находятся скважины:

- действующие №№ 1-В, 7-В, 9-В, 10, 13-В, 17-В, 20-В, 26, 27, 51, 134, 135, 136, 139, 141, 142, 143, 147, 148 на данную дату работают со средним дебитом нефти – 18,8 $м^3$/сут.;
- нагнетательные №№ 209, 210, 211, 213, 215;
- во временном простое №№ 12-В, 130.

По блоку I условно водонефтяной контакт (УВНК) принят на абсолютной отметке -3339,1 м по результатам PLT в скважине №215 по нижнему интервалу, где получен приток нефти.

II блок. В пределах этого блока находятся три скважины-№№11, 29, 138, также наклонная скважина №212, которая по пластам КТ-II-II-3 и КТ-II-II-4 вошла в данный блок. Скважины №№ 11, 29 оказались за контуром продуктивности. Скважина № 138 пробурена со вскрытием первых трех пластов, во всех пластах продуктивность выявлена по данным ГИС. Отбор керна произведен в скважине №11. В скважине №138 эффективная нефтенасыщенная толщина по продуктивному пласту *КТ-II-I-1* равна-4,7 м, эффективная водонасыщенная толщина по продуктивному пласту *КТ-II-I-2*--3,7 м и эффективная водонасыщенная толщина по пласту *КТ-II-II-3* -10,9 м, коэффициент песчанистости составляет 0,27, 1 и 0,19, коэффициент расчлененности 2, 1 и 3, соответственно. Высота залежи равна-120 м. УВНК для блока принят по аналогии с блоком I на абсолютной отметке -3339,1 м.

III блок. В пределах данного блока пробурены скважины №№ 2-А, 3-А, 5-В, 6-В, 102, 106, 106 б.с., 200, 201, 107, 108, 109, 111, 117, 9, 208, 8, 129, 204, 58, 17, 115, 7-А, 118, 54, 206, 62, 55, 207, 53, 52, 56, 113, 116, 6-А, 119, 5, 10-А, 121, 122, 127 при этом наклонные скважины №№58, 118 пласт КТ-II-II-4 вскрывают в IV блоке. Продуктивность блока подтверждена опробованием и результатами PLT в скважинах №№ 5, 8, 9, 52, 53, 54, 55, 56, 58, 106, 107, 108, 109, 111, 113, 115, 116, 118, 119, 121, 122, 127, 129, 201, 204, 206, 207, 208, 2-А, 3-А, 5-В,6-А, 7-А, 10-А, 6В и 102. Отбор керна проведен в скважинах №№ 5, 8, 9, 17, 52, 53, 54, 55, 56, 58, 62, отбор проб нефти - в скважинах №№ 1В, 03-А, 5В, 06-А, 06-В, 10-А, 111.

Продуктивный пласт *КТ-II-I-1*. Нефтенасыщенность пласта выявлена по ГИС во всех пробуренных скважинах, только в скважине №9 коллектор замещен. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 0,9 м (скв.№111) до 54 м (скв.№58). Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,15. Коэффициент расчлененности в среднем-6.

Продуктивный пласт *КТ-II-I-2*. Нефтенасыщенность пласта выявлена по ГИС во всех пробуренных скважинах и эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 2,1 м (скв.№119) до 71,5 м (скв.5-В). Коэффициент песчанистости составляет 0,04-1, в среднем 0,36, коэффициент расчлененности 1-19, в среднем 10.

Продуктивный пласт *КТ-II-II-3*. Нефтенасыщенность пласта выявлена по ГИС во всех пробуренных скважинах. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 3 м (скв.№8) до 129,2 м (скв.5-В), эффективная водонасыщенная толщина колеблется от 3,6м (скв.№108) до 44,8м (скв.№200). Коэффициент песчанистости в среднем равен-0,34. Коэффициент расчлененности в среднем-24.

Продуктивный пласт *КТ-II-II-4***.** Нефтенасыщенность пласта выявлена по ГИС в пробуренных скважинах №№53, 54, 58, 62, 115, 116, 119, 121, 207, 2-А, 3-А, 6-А, 7-А, 10-А в скважине №204 выявлены только водонасыщенные коллектора. Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 0,2м (скв.3-А) до 18,9м (скв.№54), эффективная водонасыщенная толщина колеблется от 4,6м (скв.№204) до 33,4м (скв.№54). Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,25. Коэффициент расчлененности в среднам-4. Высота залежи равна-810 м.

В эксплуатации находятся скважины:

- действующие №№ 2А, 3А, 5В, 6А, 6В, 7А, 8, 9, 10А, 58, 102, 109, 111, 113, 116, 118, 121, 122, 127, которые на данную дату работают со средним дебитом нефти-25,3 м3/сут.;
- нагнетательные №№ 52, 53, 54, 55, 201, 204, 208;
- под закачкой №№ 108, 205, 206, 207;
- в освоении при испытании №№ 62.

УВНК для этого блока принят по подошве перфорированного нефтяного пласта – коллектора, выделенного в скважине №201 на абсолютной отметке -3324,8 м.

IV блок. В пределах блока IV пробурены скважины №№ 6, 12, 28, 114, 203 (по скв.№12 нет данных), также продуктивный пласт КТ-II-II-4 вскрыт наклонными скважинами №№58, 118. Продуктивность выявлена по результатам ГИС, подтверждена опробованием и результатами PLT в скважинах №№6, 12, 28, 203. Отбор керна проведен в скважинах №№ 6, 12, 28, отбор пробы нефти в скважинах на данном блоке не производился.

Продуктивный пласт *КТ-II-I-1***.** Нефтенасыщенность пласта выявлена по ГИС во всех пробуренных скважинах. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 4,1м (скв.№203) до 31,2м (скв.№114). Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,11. Коэффициент расчлененности в среднем-10.

Продуктивный пласт *КТ-II-I-2*. Нефтенасыщенность пласта выявлена по ГИС во всех пробуренных скважинах, только в скважине №6 коллектор замещен. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 6,3 м

(скв.№114) до 9 м (скв.№28). Коэффициент песчанистости составляет 0,11, коэффициент расчлененности 2-11, в среднем 5.

Продуктивный пласт *КТ-II-II-3*. Нефтенасыщенность пласта выявлена по ГИС в скважинах №№28, 114, 203, в скважине №118 коллектор замещен плотными породами. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 3,9м (скв.№6) до 105,6м (скв.№28). Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,26. Коэффициент расчлененности в среднем 12.

Продуктивный пласт *КТ-II-II-4*. Продуктивность выявлена по ГИС в скважине №58, в которой эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 17,5м, коэффициент песчанистости 0,28, коэффициент расчлененности 7. Высота залежи равна-629 м. В эксплуатации находятся скважины №№28, 203 со средним дебитом нефти 20,53 м3/сут. УВНК для этого блока принят на абсолютной отметке -3285,4 м по подошве перфорированного нефтяного пласта - коллектора, выделенного в скважине №28.

V блок. Пробурена одна скважина-№16, которая продуктивна по результатам ГИС и опробования. ВНК условно принимается по подошве перфорированного нефтяного пласта на абсолютной отметке -3276,2 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина коллектора *пласта КТ-II-I-**1*** составляет 22,6 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,12. Коэффициент расчлененности - 10.

Эффективная нефтенасыщенная толщина коллектора пласта *КТ-II-I-2* составляет 21,5 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,3. Коэффициент расчлененности - 9.

Эффективная водонасыщенная толщина коллектора *пласта КТ-II-II-3* составляет 74,4 м. Коэффициент песчанистости достигает 0,58. Коэффициент расчлененности - 9. Высота залежи равна-267 м.

В блоке VI пробуренных скважин нет и УВНК принят по аналогии с блоком V.

VII блок. В пределах блока VII пробурены две скважины №205, П-4. Скважина П-4 находится в законтурной зоне. УВНК принят на абсолютной отметке -3267,4 м по подошве перфорированного нефтяного пласта-коллектора, выделенного в скважине №205. Отбор керна произведен в скважине П-4. По скважине №205 эффективная нефтенасыщенная толщина по продуктивным пластам *КТ-II-I-1, КТ-II-I-2 и КТ-II-II-3* равна-17,7 м, 19,2 м и 7,9 м, коэффициент песчанистости составляет 0,11, 0,2 и 0,13, коэффициент расчлененности 7, 8 и 6, соответственно. Высота залежи равна-391м.

VIII блок. Продуктивность блока подтверждена опробованием и результатами PLT скважин №№ 20, 24, 103, 104, 19, 327, 324, 320, 316, 315, 318, 312, 311, 307, 306, 305, 24, 61, 64, 314, 323, 18, 13, 513 и 507. Отбор керна произведен в скважинах №№ 18, 19, 20, 24, 61, 64, отбор проб нефти - в скважинах №№104, 306, 315, 513.

Продуктивный пласт *КТ-II-I-1***.** Нефтенасыщенность пласта выявлена по ГИС во всех пробуренных скважинах, за исключением скважин .№№ 314,

315,323, 320, где коллектор замещен плотными породами. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 1,1 м (скв.№20) до 54,7 м (скв.№318). Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,20. Коэффициент расчлененности в среднем 11.

Продуктивный пласт *КТ-II-I-2*. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 3,1 м (скв.№314) до 57,5 м (скв.№323). Коэффициент песчанистости составляет 0,1-0,7, в среднем 0,32, коэффициент расчлененности 3-19, в среднем 9,4.

Продуктивный пласт *КТ-II-II-3*. Нефтенасыщенность пласта выявлена по ГИС во всех пробуренных скважинах, только в скважине №327 коллектор замещен плотными породами. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 3,6 м (скв.№307) до 79,4м (скв.64), эффективная водонасыщенная толщина колеблется от 2,5м (скв.№307) до 47,9 м (скв.№323). Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,29. Коэффициент расчлененности в среднем 18.

Продуктивный пласт *КТ-II-II-4*. Пласт вскрыт скважинами №№24, 306, 311, 316. Водонасыщенные пласты выявлены по ГИС в скважине №24, в остальных скважинах, вскрывших данный пласт, выявлены нефтенасыщенные коллектора. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 2,6 м (скв.№306) до 5,7 м (скв.№311), эффективная водонасыщенная толщина колеблется от 20,3 м (скв.№316) до 32 м (скв.№24). Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,52. Коэффициент расчлененности в среднем 8. Высота залежи равна 538 м.

В эксплуатационном фонде находятся скважины:

- действующие №№ 312, 314, 315, 320, 323, 507, 513;
- нагнетательные №№ 64, 307, 316, 324, 327.

Во временном простое №№ 104. Условно водонефтяной контакт принят на абсолютной отметке -3353м по подошве опробованного нефтяного пласта в скважине №20.

IX блок. В пределах блока IX пробурены три скважины №№14, 15, 23, которые вскрыли три пласта.

Продуктивный пласт *КТ-II-I-1* эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 9,1м (скв.№15) до 9,8м (скв.№23). Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,10. Коэффициент расчлененности в среднем 4.

Продуктивный пласт *КТ-II-I-2*. Эффективная нефтенасыщенная выявлена в скважине №15-34,6 м, эффективная водонасыщенная толщина по скважине №23-5,8 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,4-0,8, в среднем 0,38, коэффициент расчлененности 2-11, в среднем 7.

Продуктивный пласт *КТ-II-II-3*. Эффективная нефтенасыщенная выявлена в скважине № 15-30,4 м, эффективная водонасыщенная толщина колеблется от 10,2м (скв.№23) до 74,7м (скв.№14). Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,44. Коэффициент расчлененности в среднем 15. Высота залежи равна-347 м. Условно водонефтяной контакт принят по аналогии с VIII блоком на абсолютной отметке -3353 м.

X блок. В блоке X пробурена одна скважина №21. По данным ГИС выявлены в трех продуктивных пластах нефтенасыщенные коллектора, в четвертом пласте только водонасыщенные коллектора, УВНК для блока принят на абсолютной отметке -3354 м по подошве нефтенасыщенного пласта по скважине №21, при этом нижняя отметка получения промышленного притока нефти находится на абсолютной глубине – 3285 м.

Продуктивный пласт *КТ-II-I-1.* Эффективная нефтенасыщенная толщина-18,7 м. Коэффициент песчанистости равен-0,15. Коэффициент расчлененности-6.

Продуктивный пласт *КТ-II-I-2.* Эффективная нефтенасыщенная толщина-20 м. Коэффициент песчанистости составляет-0,2, коэффициент расчлененности-9.

Продуктивный пласт *КТ-II-II-3.* Эффективная нефтенасыщенная толщина-21,5м, эффективная водонасыщенная толщина-75,2 м. Коэффициент песчанистости составляет-0,41, коэффициент расчлененности-23.

Продуктивный пласт *КТ-II-II-4.* Эффективная водонасыщенная толщина-96,1 м. Коэффициент песчанистости равен-0,47. Коэффициент расчлененности -23. Высота залежи равна-333 м.

XI блок. В пределах блока XI пробурены скважины №22, 300, 304. По данным ГИС и PLT нефтенасыщенные коллектора выявлены в скважинах №№300, 304. В скважине №22 во всех продуктивных пластах выявлены по ГИС водонасыщенные коллектора.

Продуктивный пласт *КТ-II-I-1***.** Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 10,2 м (скв.№304) до 11,9 м (скв.№300). Коэффициент песчанистости в среднем равен-0,23. Коэффициент расчлененности в среднем-5.

Продуктивный пласт *КТ-II-I-2***.** **Э**ффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 12,4м (скв.№300) до 13,6м (скв.№304). Коэффициент песчанистости в среднем равен-0,28. Коэффициент расчлененности в среднем-6.

Продуктивный пласт *КТ-II-II-3* **Э**ффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 15,2 м (скв.№304) до 31,4 м (скв.№300). Коэффициент песчанистости составляет 0,09-0,14, в среднем 0,11, коэффициент расчлененности 10-14, в среднем 12.

Продуктивный пласт *КТ-II-II-**4*** вскрыт скважинами №№22, 304. Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважине №304 составляет 7,4 м, эффективная водонасыщенная толщина колеблется от 37,6м (сквв№304) до 45,5м (скв.№22). Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,48. Коэффициент расчлененности в среднем 8. Высота залежи равна-515.3 м. Скважина №304 находится в консервации, а скважина №22 ликвидирована.

УВНК принят на абсолютной отметке -3299м по скважине №304 по подошве опробованного нефтенасыщенного пласта.

3 Методика исследований

3.1 Геолого-промысловый контроль разработки

Для проведения эффективного контроля и регулирования процесса разработки необходимо вначале детально рассмотреть состояние разработки залежи нефти. Для этого нужно проанализировать:

- состояние скважин на дату изучения;
- динамику изменения основных геолого-технических показателей;
- состояние обводнения залежи;
- характер распределения пластовых давлений на карте изобар.

Изучение основных показателей состояния разработки позволяет:

- оценить полноту выработки запасов по отдельным участкам пласта;
- оценить эффективность применяемой системы разработки;
- наметить мероприятия по регулированию разработки в целях интенсификации добычи и увеличения коэффициента нефтеотдачи.

Геолого-промысловый контроль заключается в изучении и анализе процесса извлечения нефти из недр, выявлении факторов, влияющих на динамику добычи и обводнение залежи нефти, полноту выработки запасов и другие показатели, характеризующие процесс разработки в целом.

В настоящее время месторождение Алибекмола разрабатывается 4 продуктивными пластами (КТ-II-I-1, КТ-II-I-2, КТ-II-II-3 и КТ-II-II-4), которые объединены в один эксплуатационный объект КТ-II.

Месторождение находится на II-ой стадии разработки, характеризующейся достижением максимального уровня добычи нефти, растущей динамикой фонда, развивающейся системой воздействия на пласт, а также выполнением комплекса геолого-технических мероприятий по регулированию процесса разработки, предусмотренных проектным документом. Несмотря на проводимый комплекс ГТМ, происходит снижение годовых уровней добычи нефти по причине ухудшения энергетического состояния объекта в зоне отбора добывающих скважин. Основной вклад, как в текущий, так и в суммарный отборы обеспечивается скважинами Южного свода толщи КТ-II (рисунок 21).

На месторождении Алибекмола в добывающем фонде объекта пребывает 63 скважины, добыча на которых ведется фонтанным и механизированным способами, с применением непрерывно-дискретной газлифтной технологии (НДГ) и электро-центробежных насосов (ЭЦН). Преобладающим способом эксплуатации на на месторождении является механизированный способ (рисунок 22).

Основная часть фонтанных скважин расположена в центральной части Южного и Северного сводов, где обводненность и вес столба жидкости имеют меньшие значения, в силу расположения скважин в приподнятой части залежи.

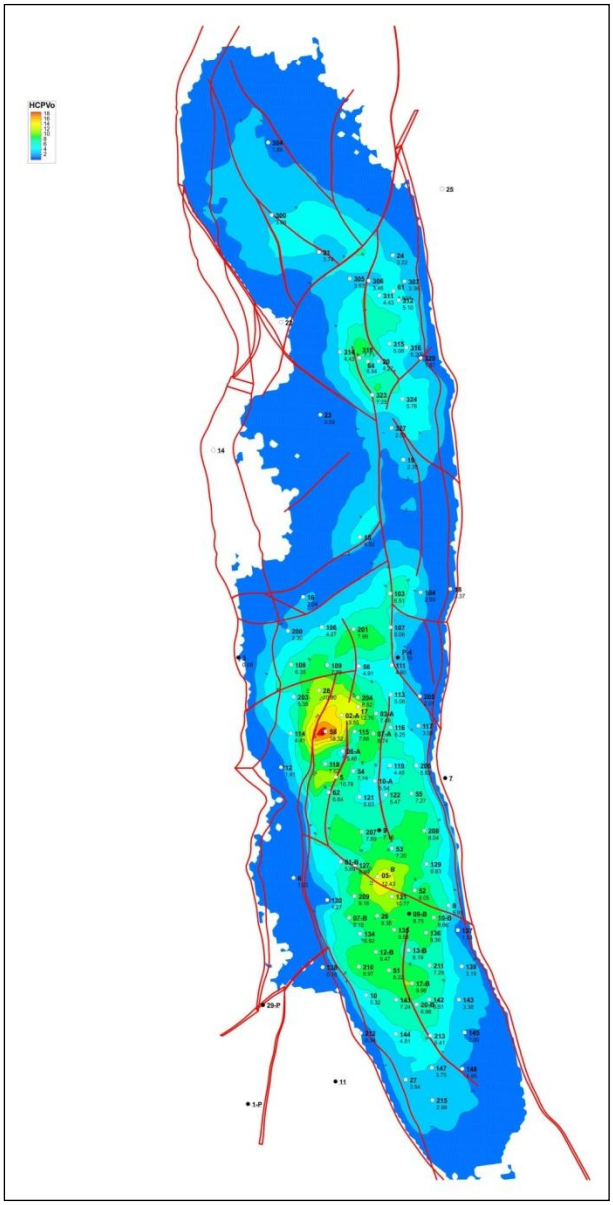


Рисунок 21 - Карта начальных запасов углеводородов по КТ-II

Рисунок 22 - Бурение скважин и ввод в эксплуатацию скважин объекта КТ-II

Другие фонтанные скважины, расположены в опущенной части залежи, отличающейся улучшенными ФЕС коллектора и, возможно, линзовидным характером строения. Остальную часть добывающих скважин составляют механизированные скважины, которых становится с каждым годом больше, за счет увеличения обводненности и снижения забойного давления, чтобы поддерживать определенный постоянный дебит.

На сегодняшний день коэффициенты эксплуатации и использования добывающих скважин, пользования характеризуются минимальными значениями. Это связано с решением о временной остановке большинства скважин добывающего фонда с целью проведения полномасштабных промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин по всей площади месторождения.

Анализ результатов исследования потокометрии добывающих скважин позволил выявить степень притока из каждого интервала и распределить добычу по пластам. Согласно этому анализу наибольший объем нефти поступает из третьего (КТ-II-2-3) и второго (КТ-II-1-2) пластов, где начальные геологические запасы нефти составляют порядка 49% и 32% соответственно (рисунок 23).

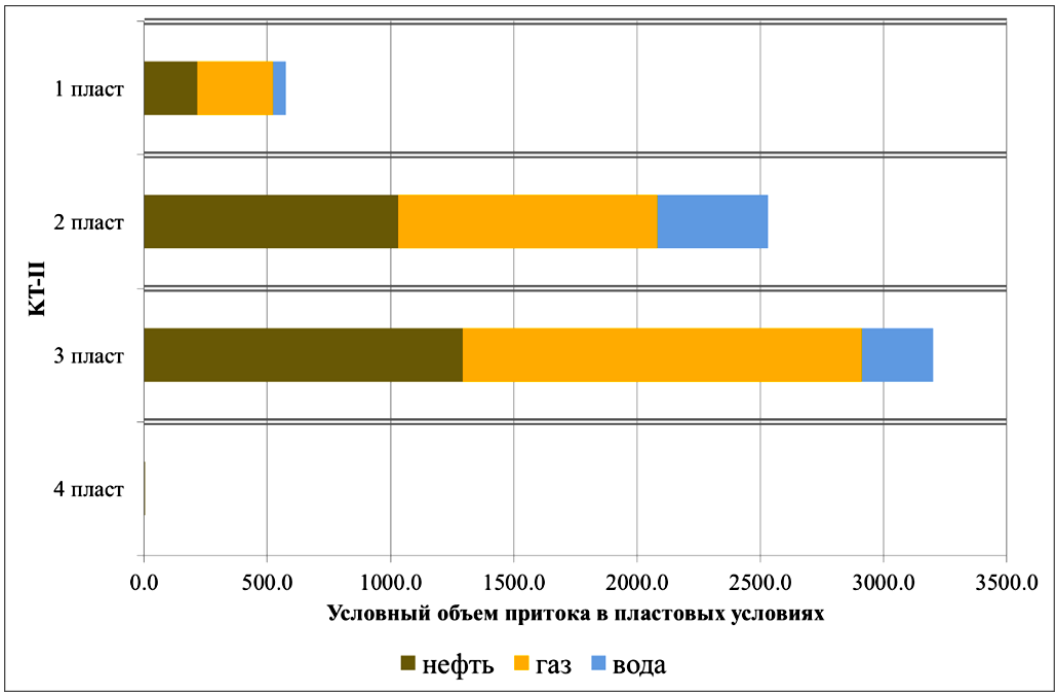


Рисунок 23 - Соотношение отборов нефти, газа и воды в пластовых условиях

Меньший объем добычи воды из третьего пласта вполне закономерен, т.к. большинство работающих на третий пласт скважин находится в центральной части Южного свода, где обводненность низкая и газовый фактор высокий. А второй пласт больше работает в опущенной части залежи к югу от Южного свода, что также подтверждается на карте эффективных толщин (рисунок А – красным и черным кругом выделены указанные зоны).

Карбонатная толща КТ-II месторождения Алибекмола является многопластовым объектом разработки, пласты которого отличаются по толщине, простиранию и фильтрационной характеристике. Совместная (одновременная) эксплуатация всех пластов, вскрытых одной скважиной, снижает эффективность их разработки, особенно тех, по которым не организована отдельная система заводнения. Для создания такой системы потребуется бурение дополнительных добывающих и нагнетательных скважин с созданием самостоятельной сетки, что на сегодня уже не актуально. Для решения задачи выборочного воздействия заводнением на пласты с наибольшим падением пластового давления и с наименьшей проницаемостью в некоторых нагнетательных скважинах применяется технология раздельной закачки.

На месторождении Алибекмола применение технологии раздельной закачки при эксплуатации нагнетательных скважин было начато в 2011г. Для успешного внедрения данной технологии были определены критерии подбора скважин, организован закуп новых видов оборудования и инструмента, подобрана технология монтажа, эксплуатации, ремонта и исследования оборудования. Для подбора скважин были учтены такие факторы, как технические характеристики обсадных колонн, состояние и величина непроницаемой перемычки между разобщаемыми пластами, качество цемента в заколонном пространстве, максимально допустимое давление на обсадную колонну и кривизна ствола скважины.

Для оценки эффективности метода раздельной закачки путем определения характера распространения по площади и разрезу попеременно закачиваемой воды в различные целевые интервалы, с целью дальнейшего внедрения метода в промышленных масштабах для большего охвата заводнением вскрытых перфорацией интервалов и равномерного распределения закачиваемой воды по продуктивным пластам на месторождении проведены геолого-промысловые исследования.

Анализ динамики работы близлежащих добывающих скважин и результатов потокометрии по ним с учетом влияния изменения режима работы нагнетательной скважины на работу соседних добывающих скважин показал, что четко выраженного изменения в работе добывающей скважины не наблюдается, что может происходить из-за ряда факторов: интерференция работы скважин, большое расстояние между скважинами и низкая пьезопроводность, влияние проведения различных ГТМ (ежемесячная чистка скважинного ствола от АСПО) и т.д.

Анализ работы скважины №17В показывает, что уменьшение обводненности в скважине №17В может быть связано с закачкой воды в нижний интервал скважины №211 и с уменьшением приемистости в нагнетательной скважине. В то же время проведение различных технологических мероприятий по оптимизации режима ЭЦН и борьбе с АСПО может также влиять на работу скважины. В свою очередь, увеличение

обводненности в скважине №12В возможно связано с закачкой воды в верхний интервал скважины №210.

В целом, раздельную закачку предлагается применять в скважинах с лучшей приемистостью верхних интервалов перфорации, чтобы улучшить вытеснение в нижнем интервале большей закачкой в нижний интервал для снижения вероятности оставления «целиков» нефти и преждевременного прорыва воды. Также рекомендуется проводить раздельную закачку не менее 6 месяцев в один интервал с тем, чтобы можно было оценить эффект, производимый такой закачкой.

3.2 Индикаторные исследования

Месторождение Алибекмола отличается сложной геологической структурой за счет наличия трещинных карбонатных пород. Распространение, направленность и концентрация трещин остаются одной из основных неопределенностей месторождения. На месторождении проведены индикаторные исследования в пределах Южного свода, чтобы охарактеризовать и проанализировать степень вытеснения нефти закачиваемой водой.

Исследование также помогло ответить на вопросы гидродинамической связи некоторых блоков в районе исследования (рисунок 24).

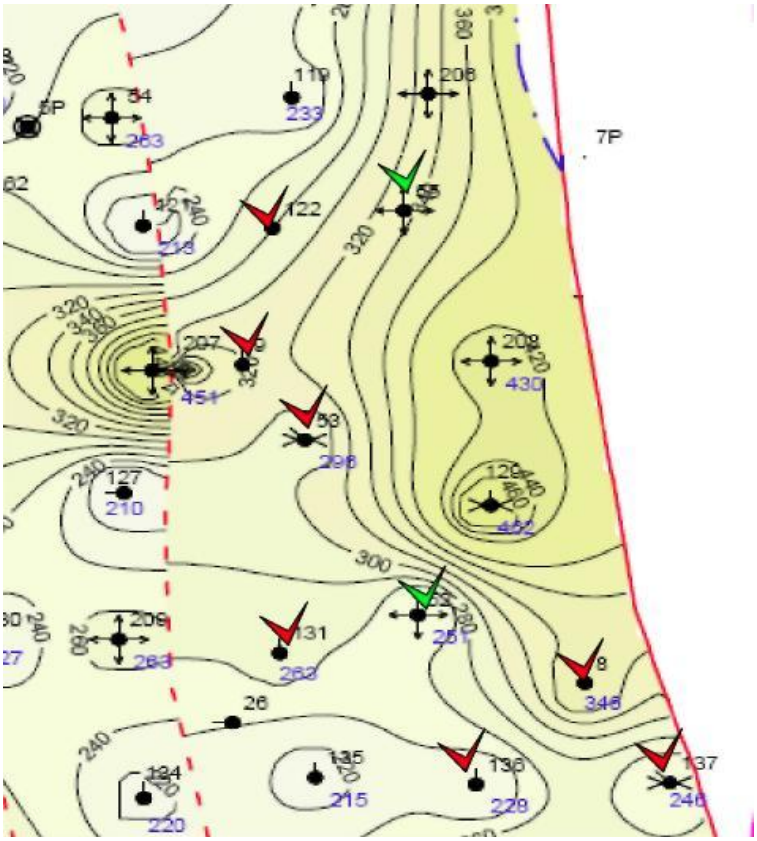


Рисунок 24 - Участок проведенных трассерных исследований

В определенных случаях закачка индикаторов не только исчерпывающе демонстрирует связь между блоками, но и показывает степень эффективности заводнения, пути движения закачиваемой воды и связь района нагнетательных скважин с зоной дренирования добывающих скважин, а также помогает выделить высокопроницаемые и низкопроницаемые зоны в исследуемом районе.

Также следует учитывать степень взаимовлияния всех работающих скважин, что сказывается на характере появления индикаторов в исследуемых скважинах в результате работы других скважин.

Для исследования была выбрана восточная часть Южного свода. Закачка двух типов индикаторов была произведена в две нагнетательные скважины.

Пробы отбирались в течение одного месяца, начиная с четырех раз в сутки в первые дни и до одной пробы в сутки в последние дни исследования.

В результате периодического отбора проб из добывающих скважин были определены скважины, реагирующие на работу данной нагнетательной скважины, и скорость фильтрации потока (таблица 2).

Таблица 2 - Характеристика закачки трассера

№№ скв.	Используемый трассер	Дата закачки	Скорость закачки, $м^3$/час	Концентрация трассера, г/дл.	Объем оторочки трассера, $м^3$
52	флуоресцеин	30.12.2008	6	0,3	30
55	роданид	30.12.2008	23	7,5	40

Трассеры были выявлены на первые-вторые сутки после закачки во многих исследуемых добывающих скважинах. В 2 скважины индикатор вовсе не поступил. Индикатор от первой нагнетательной скважины поступил в пять добывающих скважин, а индикатор от нагнетательной скважины 2 получен только в двух добывающих скважинах из семи скважин исследуемого участка. Диапазоны максимальных скоростей фильтрации достигают от первой скважины - до 1214,5 м/сут, а от второй скважины до 1657,1 м/сут, подтверждая существенную роль трещин в фильтрации.

В 2010г. южная часть Южного свода была выбрана для трассерного исследования. Нагнетательные скважины исследования приведены на рисунке 25. Пробы отбирались из семнадцати скважин.

На рисунке 26 представлено распределение полученных индикаторов по объему за время исследования. В целом, можно проследить влияние всех трех нагнетательных скважин на весь участок исследования. Также можно увидеть некоторые локально экранированные зоны, за счет предполагаемой прерывистости коллекторов.

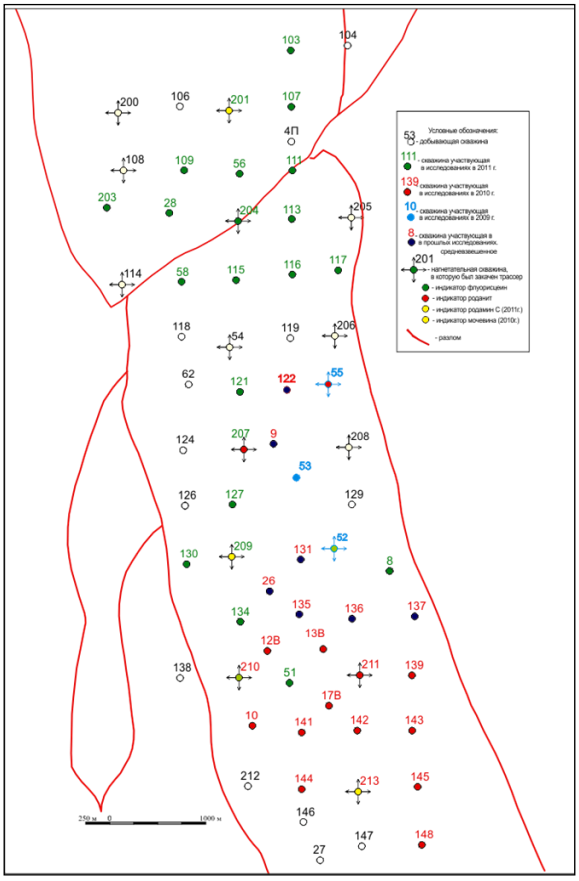


Рисунок 25 - Схема расположения выбранных для индикаторных исследований скважин

Максимальная скорость перемещения индикатора в 1426 м3/сут была зафиксирована от нагнетательной скважины №2 в сторону скважины №3. На рисунке 27 показана роза-диаграмма средневзвешенных по объему скоростей, где выделяется скважина №211 по величине векторов скоростей.

Если учитывать произведение скорости и выявленного объема индикатора (рисунок 28), вектор нагнетаемой воды больше склоняется по направлению север-юг и запад-восток – в большей степени от приподнятой части к опущенной части залежи (рисунок 28)удалить.

Всего по добывающим скважинам в сумме было добыто до 1,29% закачанного индикатора из исследуемых добывающих скважин в течение исследуемого периода (30 дней), что подтверждает существование микротрещин. Для полного понимания и анализа отбор проб должен проводиться намного продолжительнее (больше года) до выявления большей части закачанного индикатора и желательно по всем скважинам одного участка за один период. Максимальное расстояние, преодоленное индикатором в течение 30 дней ~4.9 км. Максимальная скорость (v=L/S) индикатора составила 3900 м/сут. Быстрое достижение добывающей скважины и небольшой извлеченный объем указывают на множество небольших микротрещин в исследуемом участке.

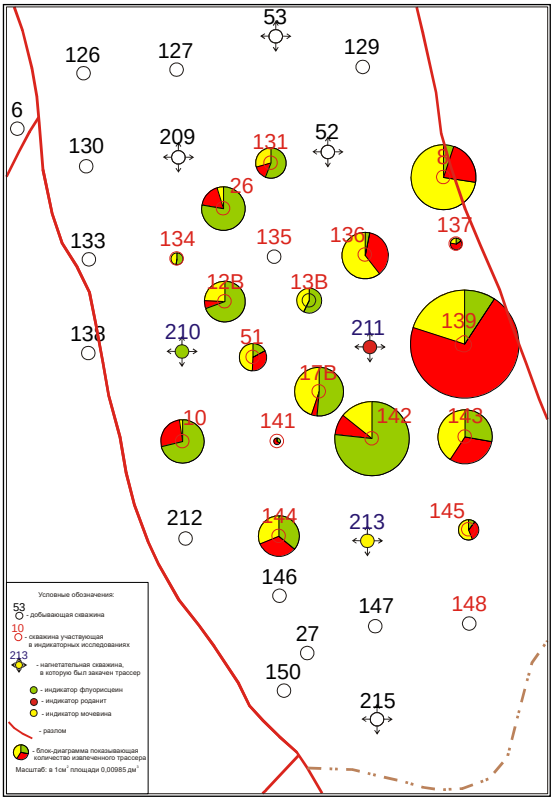


Рисунок 26 - Распределение зафиксированных индикаторов по объему (2010г)

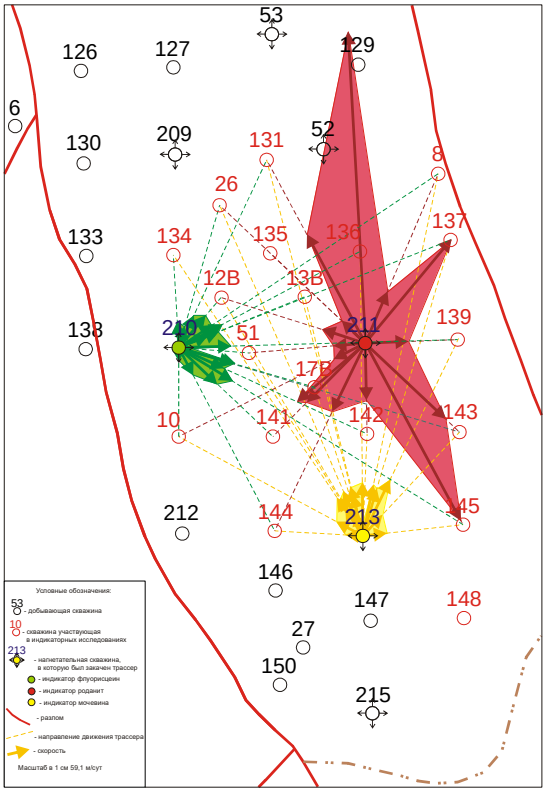


Рисунок 27 - Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по объему скоростей

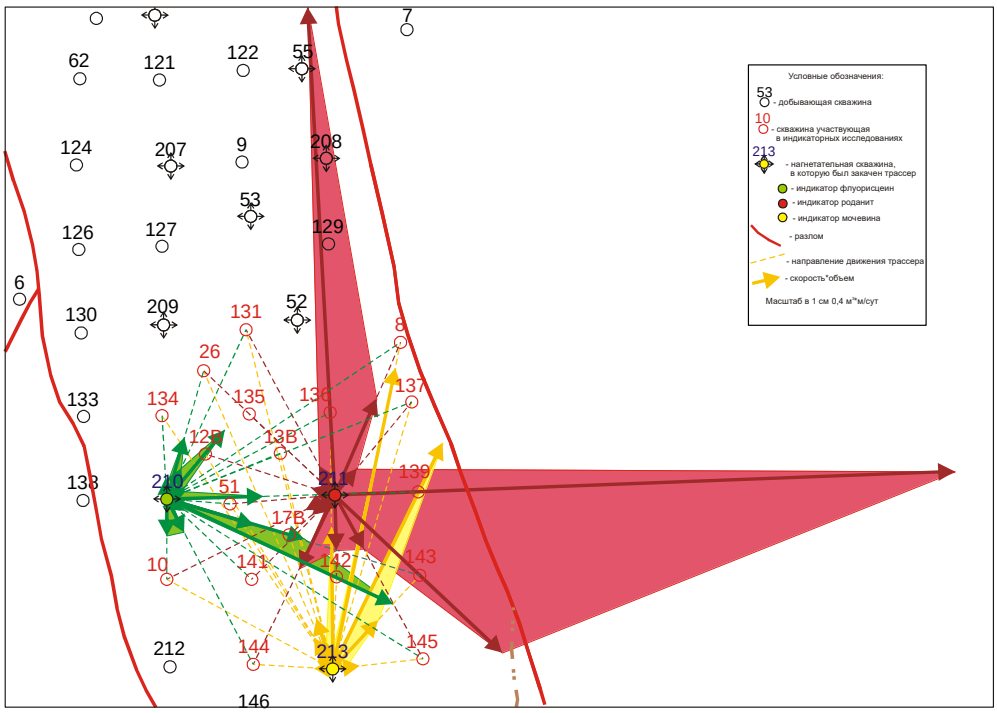


Рисунок 28 - Розы-диаграммы распределения параметра скорость*объем

Движение индикаторов из скважин в противоположных направлениях (с севера на юг и с юга на север) указывает на множество «параллельных» микроканалов

Индикатор из скважины был выявлен во всех исследуемых добывающих скважинах (рисунок Б). Относительно быстрый промежуток времени достижения индикаторов добывающих скважин четко указывает на существование сети микротрещин между северной и южной зонами исследования от Южного свода.

Исходя из вышеуказанного анализа возникает вопрос характера пути перемещения закачанных индикаторов, с учетом того, что скважины, расположенные посередине пути не обводнились, либо имеют небольшую обводненность, а остальные скважины являются нагнетательными (т.е. создают положительное давление в радиусе закачки).

Используя закон Дарси для однородного пласта с усредненными значениями свойств пласта и жидкостей, можно охарактеризовать изменение пластового давления по радиусу дренирования/закачки для добывающей и нагнетательной скважин (рисунок 29).

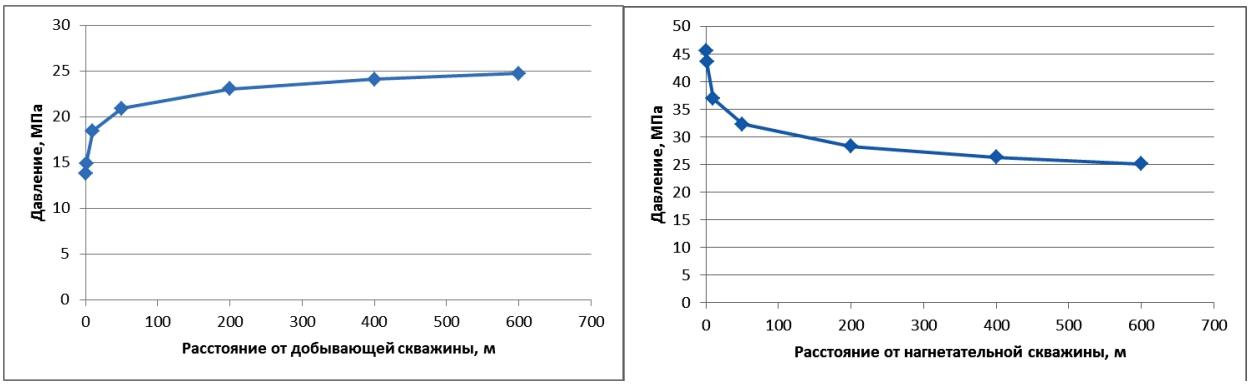


Рисунок 29- Изменение давления по радиусу дренирования и нагнетания

Согласно этой диаграмме изменения давления с учетом принятых значений, на расстояниях больше 200 м градиент изменения давления минимален. При нынешних расстояниях между скважинами, составляющих 500-600 м и в присутствии микротрещин вдали от скважин влияние воздействующих скважин снижается значительно. Поэтому множество микротрещин, возможно, расположено в радиусе 200-500 м от нагнетательных скважин и добывающей скважины по направлению север-юг параллельно геологической складке. В этой связи направление движения закачиваемой воды изменяется, и вода движется, огибая зоны влияния необводненных добывающих скважин в направлении к северной или южной части залежи, в зависимости от закачки.

Индикатор из скважины №207 (рисунок 30) также подтверждает вышеуказанный вывод, но противоположное направление движения жидкостей указывает на множество параллельных трещин в районе указанных выше скважин.

Принимая во внимание глубину залегания пласта и выявление трассеров в добывающих скважинах можно сделать вывод, что движение

трассеров происходит по направлению к опущенной части пласта и гравитационные силы играют весомую роль (сравнение текущих отборов, результатов исследования потокометрии нагнетательных и добывающих скважин с учетом глубины залегания пласта). По потокометрии можно отметить обводнение только нижних интервалов добычи, несмотря на неравномерную приемистость пластов. Это свидетельствует об относительно сопоставимом значении вертикальной проницаемости с горизонтальной проницаемостью (соотношение вертикальной и горизонтальной проницаемостей). Возможно, что это в большей степени происходит за счет вертикальных трещин. Однако большое расстояние между скважинами (до 500-600 м) также может служить причиной обводнения только нижних зон.

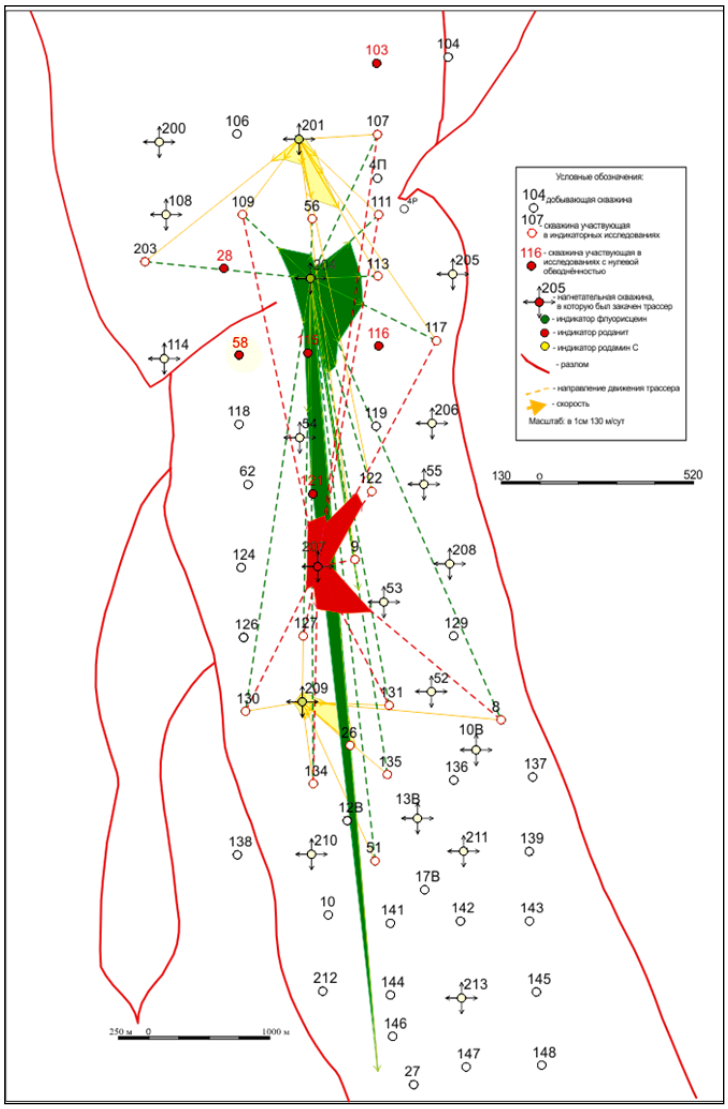


Рисунок 30 -Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по объему скоростей

Анализ распределения скоростей движения трассеров показывает, что вектор скоростей сходится с направлением от свода к опущенной части

пласта и углом наклона пластов, подчеркивая значение гравитационных сил в разработке месторождения Алибекмола совместно с трещинами.

На рисунке 31 представлена структурная карта с направлением открытых и частично открытых трещин по результатам интерпретации снимков скважинных стенок.

Тут также отчетливо вырисовывается вышеуказанные предположения: в восточной части Южного свода имеются по этим данным трещины по направлению «север-юг». На других участках выраженного одного направления трещин не наблюдается.

Все это свидетельствует о том, что закачка и отбор, т.е. процесс разработки, в той или иной степени контролируются направлением и концентрацией трещин, в зависимости от расположения скважин. Трассерные исследования показали сообщаемость блоков на участке исследования, т.е. в зоне Южного свода. В свою очередь это означает, что раздельного блочного подхода быть не должно при расчетах компенсации отбора.

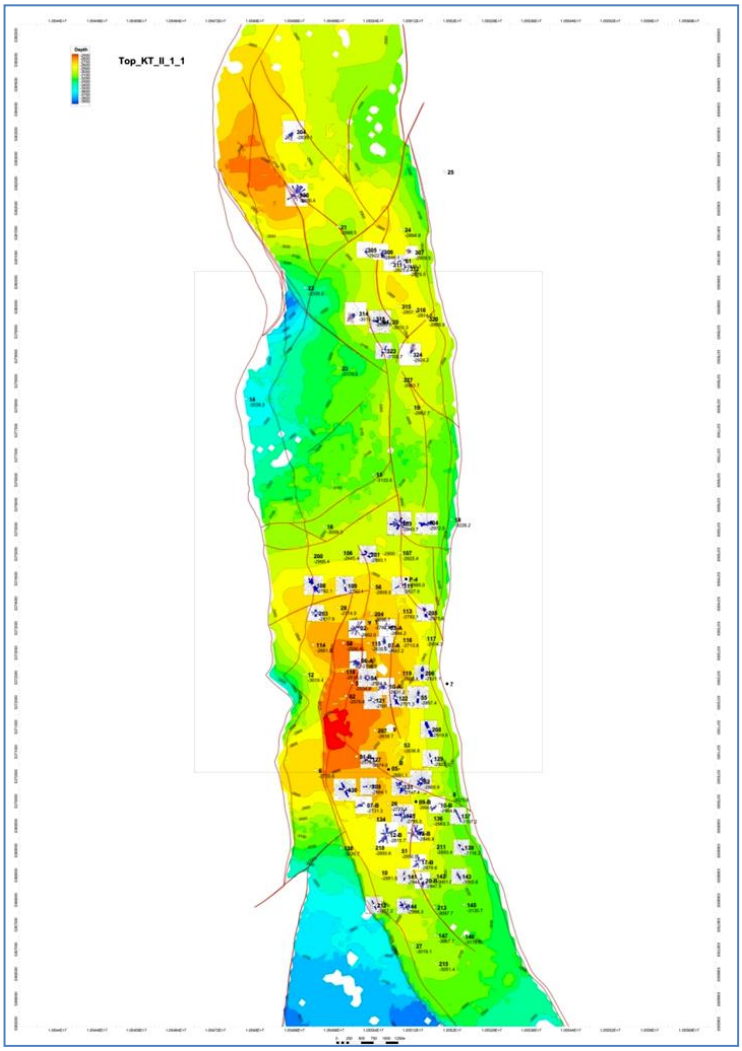


Рисунок 31- Структурная карта с направлением открытых и частично-открытых трещин по интерпретации “FMI”

3.3 Геофизические исследования на стадии освоения месторождения

3.3.1 Сейсморазведка

Интерпретация была проведена по результатам сейсморазведочных работ 3D 2008 г. в объеме около 30 кв. км, затем полученные данные были объединены с материалами интерпретации 3D 2008 г. результате построены карты по площади около 76 кв. км.

Интерпретация геолого-геофизических материалов осуществлялась в интерпретационной системе Geographix Discovery (Landmark) на рабочей станции Dell Precision T3400, а расчет импедансов производился с использованием интерпретационной системы Integral Plus компании Paradigm Geophysical. Корреляция и построение структурных карт по 3D данным выполнялись по следующим отражающим горизонтам: $П^1_2$ и $П_2$, карбонатные породы верхнего визе – каширского горизонта продолжали накопление до смены их терригенными породами подольского яруса, между горизонтами $П_2$ и $П_2^T$. Осадочный чехол региона подразделяется на два структурных этажа: надсолевой и подсолевой. Для стратиграфической привязки опорных отражающих горизонтов были использованы данные отбивок и каротажи по скважинам, предоставленные компанией «КОР». Эти данные позволили выполнить стратиграфическую привязку основных отражающих горизонтов.

Стратиграфическая привязка сейсмических отражений к геологическим реперам выполнялась путем определения экстремумов сейсмической записи, соответствующих опорным и целевым стратиграфическим границам.

Методика привязки была следующей: стратиграфические маркеры, соответствующие кровлям пластов, пересчитывались по опорным горизонтам по годографу скважины А-5 во временной масштаб и наносились на временные разрезы (рисунок 32). Затем проводился совместный анализ данных отбивок и сейсморазведки, в результате которого для дальнейшей корреляции выбирались маркеры сейсмической записи в кровле того или иного стратиграфического подразделения.

Куб когерентности был получен в интерпретационной системе OpendTect и использовался для выделения и трассирования разрывных нарушений, в том числе и малоамплитудных.

Тектонические разломы хорошо выражены морфологически как линейные вытянутые формы, подчиняющиеся определенным закономерностям, связанными с тектоническими движениями. Анализ куба когерентности при отслеживании на разных временных уровнях по координате T_0 позволяет наблюдать изменчивость этих линейных форм и оценивать характер и степень наклона разломных систем, а также определять их генетическую природу.

На горизонтальных слайсах когерентности разломы выделяются узкими темными линиями, которые хорошо контролируются вертикальными

временными разрезами, в разных направлениях по-разному. Например, субширотные разломы хорошо отображаются по инлайнам, субмеридиональные – по кросслайнам (рисунок 33).

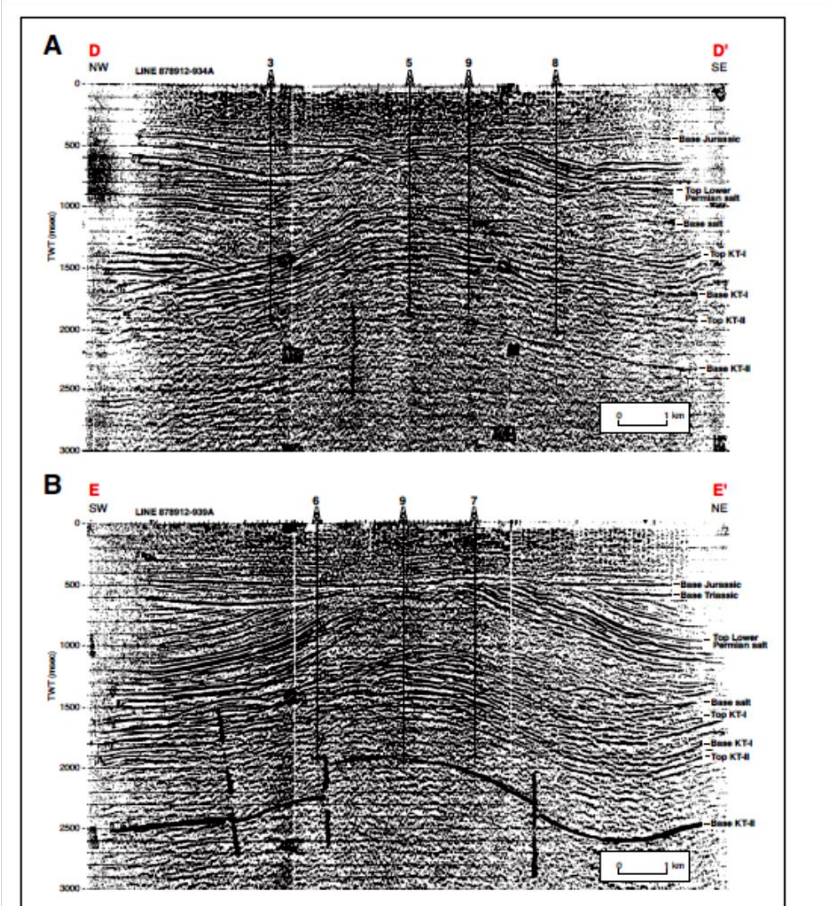


Рисунок 32 - Сейсмические разрезы (1987) через структуру Алибекмола: (А) Северо-Запад – Юго-Восток; (В) Юго-Запад – Северо-Восток.

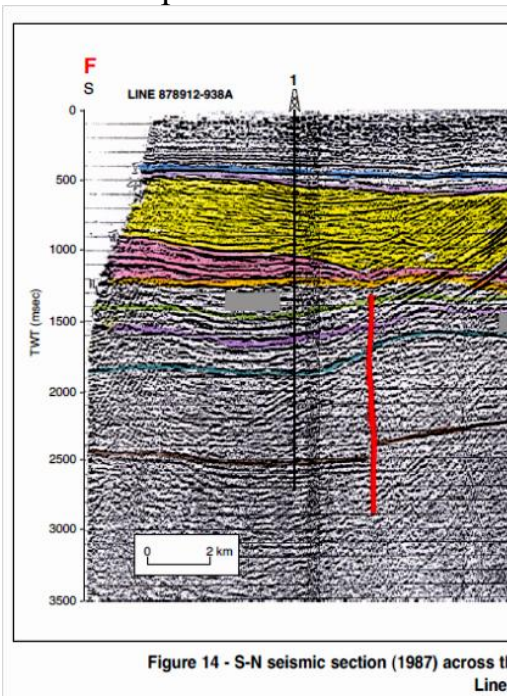


Рисунок 33 - Сейсмические разрезы Юг-Север (1987 г.) на структуре Алибекмола, показывающие перекрывающуюся деформацию соли Нижней Перми

Сейсмическая когерентность внутри аналитического окна оценивается как подобие волнового поля средней трассы к волновому полю пилотной трассы. При отсутствии вариации пространственной амплитуды или формы сигнала, когерентность будет равна единице. Если трассы изменяются, когерентность будет ниже единицы или равна нулю при значительном изменении формы сигнала.

Параметры расчета когерентности были выбраны тестированием для наилучшей визуализации различий, связанных с осадочными телами и разломами. Расчет проводился в окне размером более 26 мс и с максимальным уклоном площадок до 60 мкс/тр.

При визуализации куба когерентности применялась палетка «оттенки серого – grey scale» со значениями от 0 до 1, с отсечением отрицательных значений.

При картировании сейсмических фаций и их анализе использовался программный модуль пакета OpendTect, основанный на технологии NNT (т. н. «нейронных сетей») с неуправляемой (unsupervised) классификацией.

При корреляции фаций горизонтальная изменчивость свойств пласта сопровождается направленной изменчивостью свойств вмещающих отложений и поэтому допустимо выбирать интервал для динамического анализа большим, чем мощность исследуемого пласта.

В процессе работы были проведены эксперименты по подбору ширины окна с интервалами от 8 мс до 30 мс. Оптимальный вариант ширины окна для данного участка – 8 мс. Чем больше окно, тем более расплывчатой становится картина.

Задавались 12 разновидностей формы сейсмического сигнала (сейсмических фаций), каждой из которых соответствовала определенная комбинация цветовой палетки.

Количество сейсмофаций задавалось с целью выявления возможных изменений фаций по площади с учетом их развития в пределах плоского или полого-наклонного рельефа и с целью возможного определения собственно осадочных тел, например, главного речного русла, притоков, а также зон возможных переходов к другим фациальным типам – дельта, заливная равнина, а также области переслаивания.

Куб акустической жесткости (импедансов) был рассчитан с целью определения области распространения пород с улучшенными коллекторскими свойствами, которые могут быть ловушками для нефти.

Исходный импульс был выделен из сейсмического куба посредством выполнения процедур взаимной корреляции, после чего была определена величина сдвига для каротажных данных, обеспечивающая наилучшее согласование каротажных и сейсмических материалов.

Для пересчета временного куба сейсмических данных в куб импедансов использованы материалы акустического и плотностного каротажа из материалов ГИС скважины 301, предоставленных Компанией.

Значения АК, после введения в нее поправок за геотехнологические условия, была пересчитана в скоростную кривую, отражающую изменение значений скорости пробега упругих волн по разрезу. На втором этапе преобразований данных ГИС рассчитывалась кривая акустической жесткости как произведение скорости на плотность и отражающая изменение плотностной и скоростной характеристики разреза.

Для сопоставимости данных ГИС (кривая акустической жесткости) и сейсмических материалов кривая акустической жесткости была отфильтрована в диапазоне частот 10-16 Гц – 58-90 Гц, что соответствует частотному составу инлайн 100, на котором находится скв.301.

На последнем этапе выполнения работ по преобразованию волновых сейсмических полей в разрезы акустической жесткости, все трассы временного сейсмического куба были пересчитаны в трассы значений акустической жесткости (графические приложения 39-49)уд. Полученный куб акустической жесткости отражает изменение плотностных и скоростных свойств пород, слагающих разрез по вертикали и латерали.

Карты по горизонтам, оговоренным с заказчиком, были построены способом T_0 с использованием данных сейсмокаротажа скважины А-5. Структурные карты по всем горизонтам были построены в масштабе 1:10 000 с одной скоростной зависимостью.

В результате выполненной сейсмической съемки 3Д (2004 г.) получены новые материалы, позволяющие уточнить представление о геологическом строении месторождения, в котором разломная тектоника играет структурообразующую роль (рисунки 34-35).

Строение структуры по кровле толщи КТ-II представлено на структурной карте по кровле данной толщи и сейсмических профилях

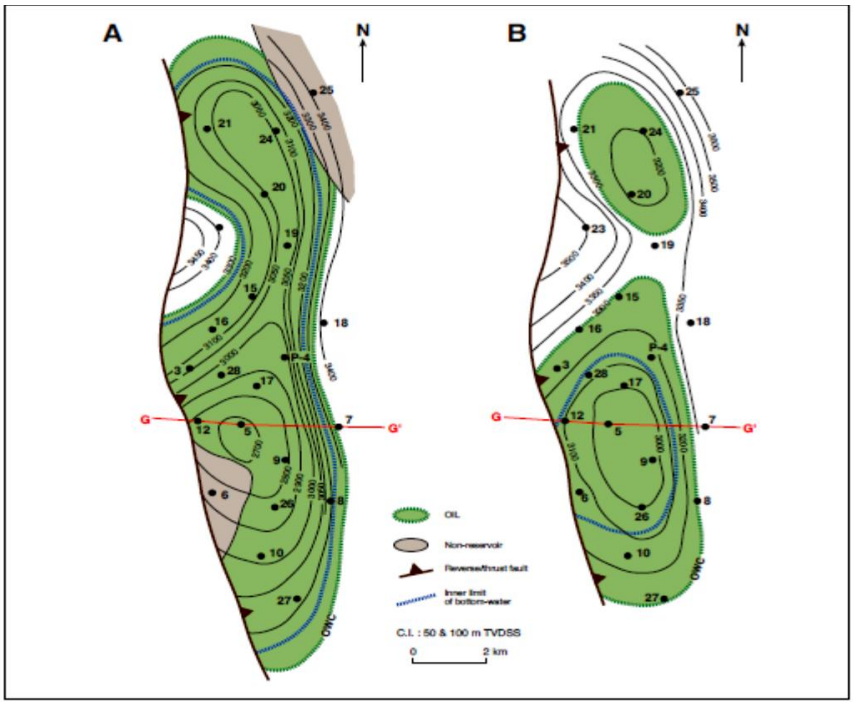
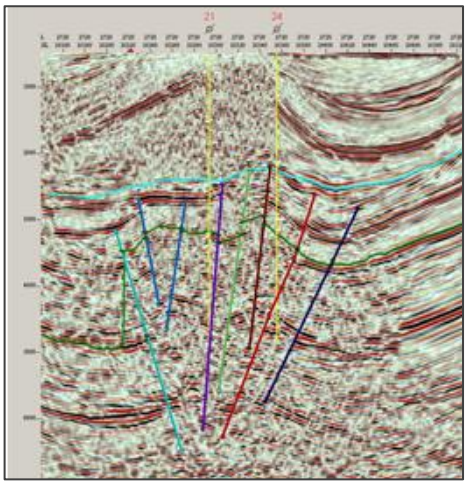
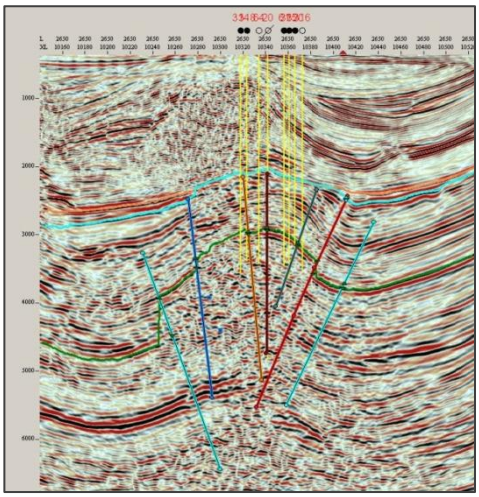


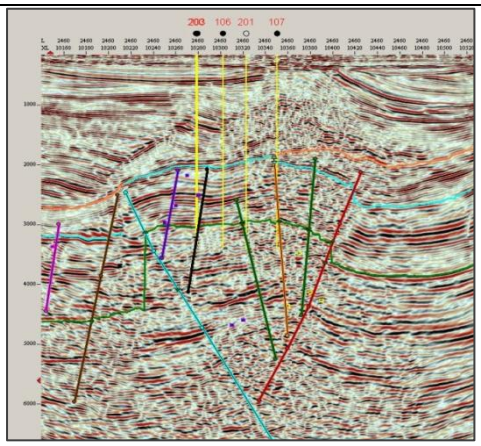
Рисунок 34 - Глубинное строение карбонатного интервала КТ-2 нижнего и среднего карбона над месторождением Алибекмола: (А) верхний коллекторный слой М; и (В) пласт-коллектор (Воцалевский 1999).



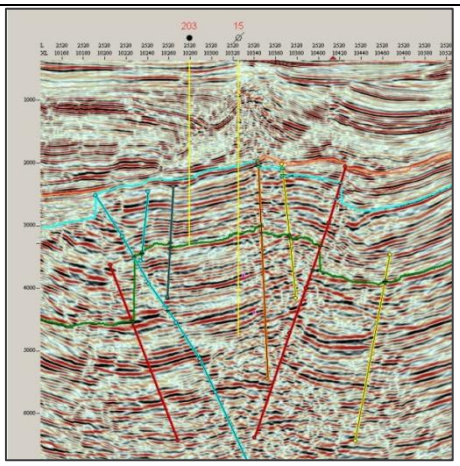
A – A/



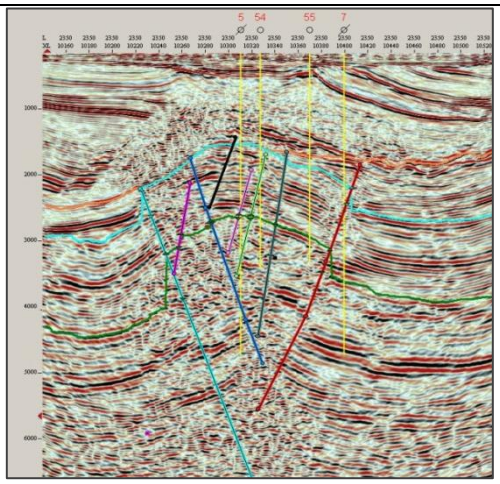
B-B/



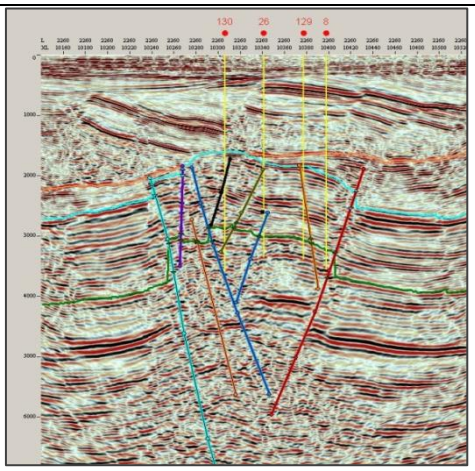
C-C/



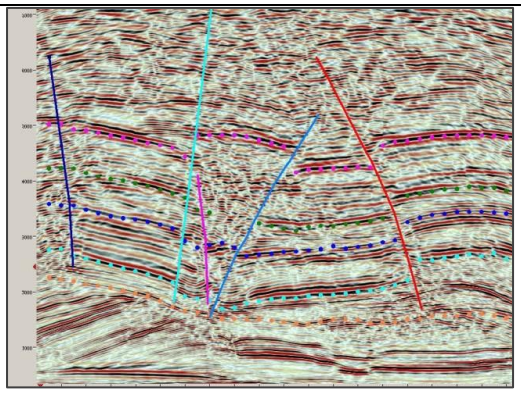
D – D/



E - E/



F - F/



G – G/

Рисунок 35– Прослеживание тектонических нарушений по сейсмическим профилям

Все выделенные разломы хорошо прослеживаются по сейсмическому кубу. Корректность разломов проверялась путем прослеживания по профилям X-line и In-line по сейсмическому кубу атрибутов.

По результатам переинтерпретации изменилось блочное строение толщи КТ-II по сравнению с принятой структурной моделью в ПЗ-2007г. На месторождении по толще КТ-II выделяется 11 блоков (рисунок 36).

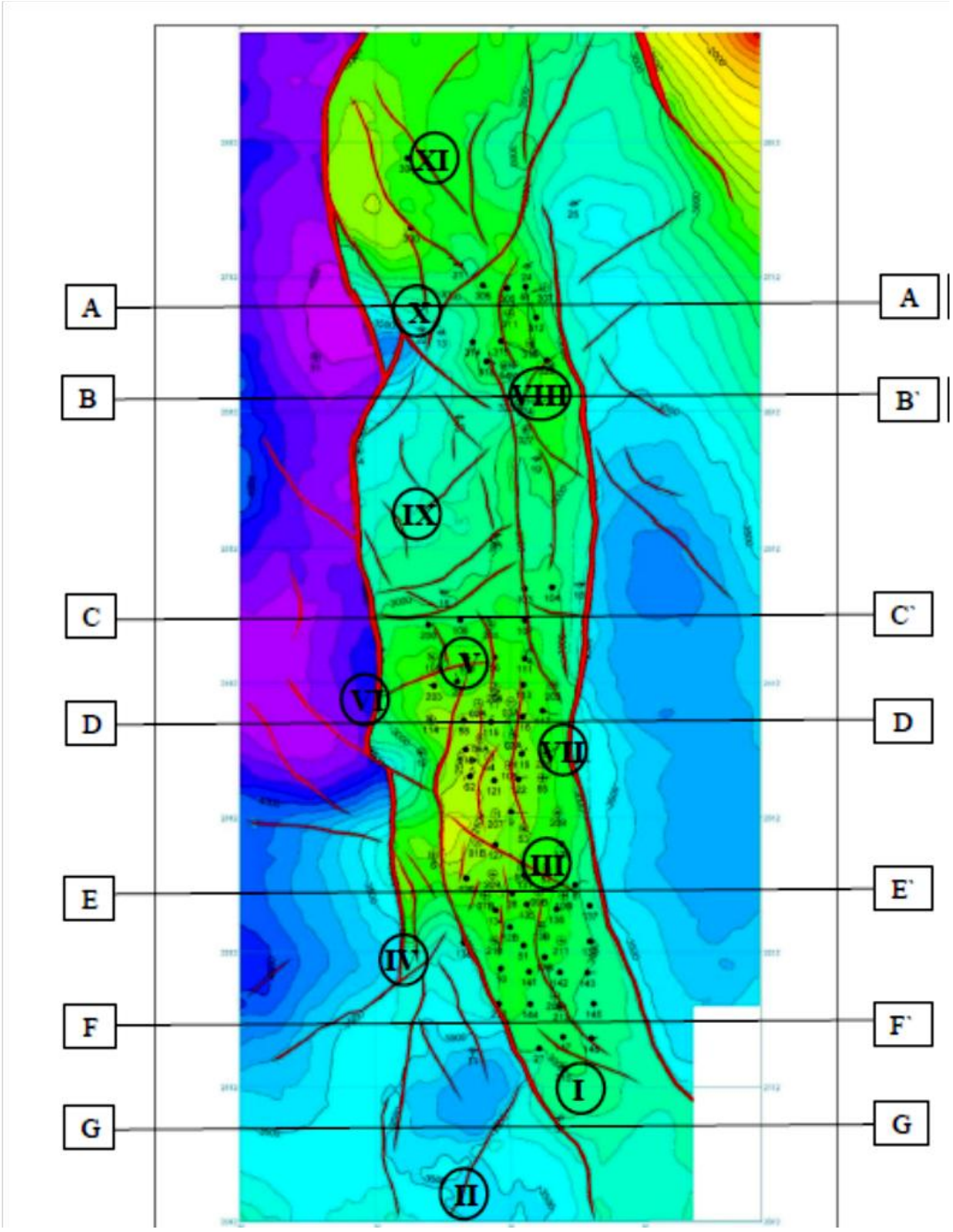


Рисунок 36 – Структурная карта по кровле КТ-II

Изменение блочности структуры связано с выделением малоамплитудных нарушений, количество, местоположение и ориентация

которых отличаются от ранее выделенных. При этом важно отметить, что выделение блоков на южном своде, где разбуренность площади высокая, носит условный характер с точки зрения разработки залежи. Анализ работы эксплуатационных скважин на этом своде, пробуренных в разных блоках, показывает гидродинамическую связанность блоков. Основные структурообразующие нарушения (являющиеся границами залежи с запада и востока), остались практически без изменений и их наличие, протяженность и амплитуда бесспорны и не подлежат сомнению.

На структурной карте по кровле *толщи КТ-II* структура имеет вид брахиантиклинальной складки, осложненной двумя сводами - северным и южным.

Вершина южного свода определяется изогипсой -2400 м, размеры в пределах изогипсы -3200 м, амплитуда 800 м. При этом юго-западное крыло южного свода осложнено сдвигово-взбросовым тектоническим нарушением субмеридианального направления. Амплитуда смещения кровли КТ-II по вертикали составляет порядка 300 м.

Вершина северного свода очерчивается изогипсой -2800 м, размеры в пределах изогипсы -3000 м, амплитуда 200 м. Так же, как и южный свод, северная часть площади осложнена тектоническими нарушениями, в том числе сдвигового характера.

Межкарбонатная толща МКТ. Для толщи МКТ, так же, как и перекрывающей её толщи КТ-I, на сейсмических картах предполагалась область эрозионного предассельского срезания. Однако результаты интерпретации материалов ГИС не подтвердили предположение об эрозии толщи МКТ на северном своде. Скважинами №№21, 22, 300, 304 вскрыты отложения, толщина которых достигает 134-664м. На структурной карте по кровле МКТ структура представлена антиклинальной складкой, осложненной на востоке и западе тектоническими нарушениями, со сводом в районе скважины №121. Размеры складки по изогипсе минус 2400 м составляют 6,7 х 3 км.

Карбонатная толща КТ-I. Структуру поверхности кровли карбонатного резервуара отображает карта по кровле карбонатной толщи КТ-I. Особенностью строения толщи КТ-I является резкое утончение ее толщины, обусловившее выделение при сейсмической интерпретации зоны срезания толщи КТ-I предассельским размывом (рисунок 37)

На северном своде площади по сейсмическим данным предполагалось полное её отсутствие. Однако результаты интерпретации материалов ГИС скважин, пробуренных в этой зоне (скв.№21,22,300,304), не подтвердили предположение о полной эрозии толщи КТ-I на северном своде структуры. Возможно некорректная корреляция секции волнового поля, соответствующей верхней карбонатной толще КТ-I, и предположение о размыве отложений КТ-I вызвано резким сокращением толщины верхнемосковско-верхнекаменноугольных отложений на северном своде месторождения и влиянием поперечного взброса.

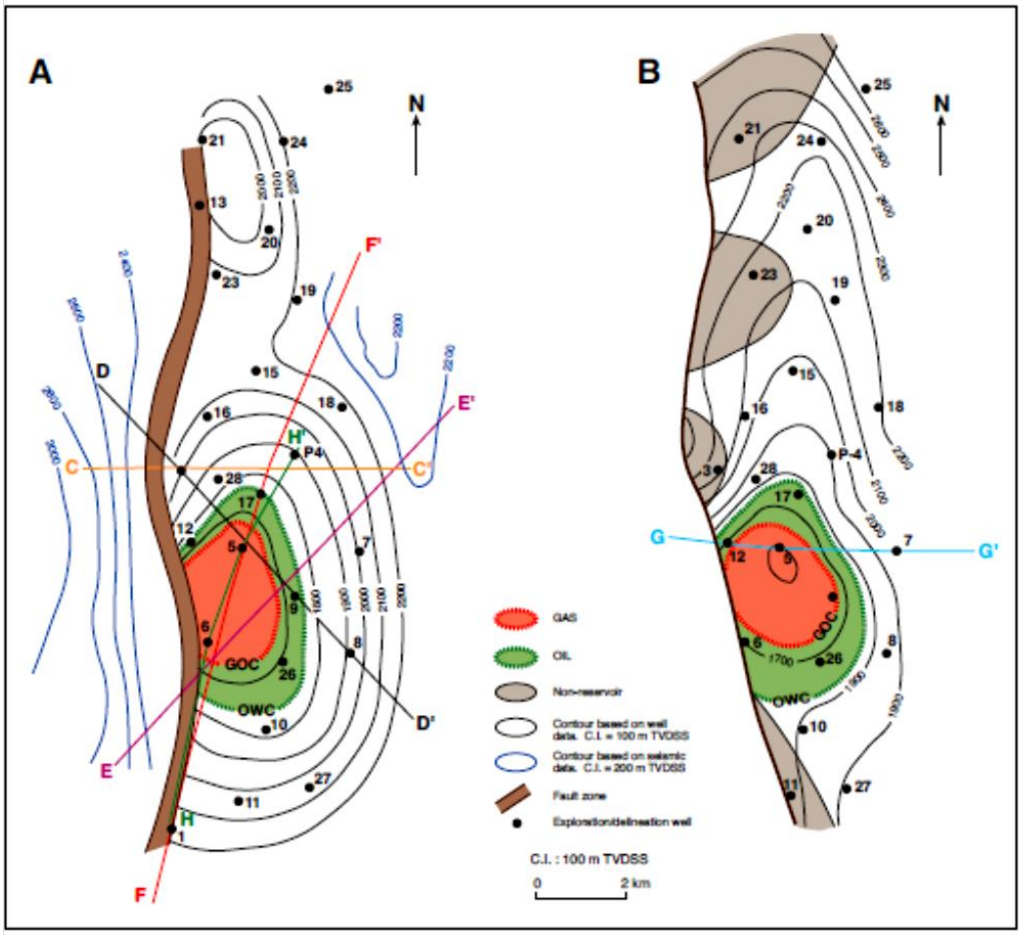


Рисунок 37 - Две структурные интерпретации по кровле КТ-1:
(А) основанная на сейсмических и скважинных данных с выделением структуры амплитудой > 500 метров с замыканием на сбросе;
и (В) основанная на большой скважинной базе данных с выделением структуры амплитудой <200 метров и заполненную ловушку с замыканием на сброс (Воцалевский, 1999)

3.3.2 Геофизические исследования скважин в открытом стволе

На месторождении Алибекмола для проведения геофизических исследований скважин пробурено 8 скважин. Бурение скважин в продуктивной части разреза производилось долотом диаметром 215.9 мм на полимерном буровом растворе со следующими параметрами: удельный вес 1.28-1.33г/см^3, вязкость 45-64 сек, удельное электрическое сопротивлением от 0.078-0,086 Ом·м при 18-20˚С до 0.026 Ом·м при 74.2˚С. Плотность воды в пластовых условиях – 1.043 г/см^3

Комплекс ГИС включал следующие виды геофизических исследований:

• Гамма-каротаж – ГК;

• Спектральный гамма-каротаж (СГК);

• Кавернометрию - Кв;

• Электрокаротаж ближней и дальней зоны зондами различных модификаций – БК;

• Плотностной каротаж - ГГКп;

• Акустический каротаж - АК;

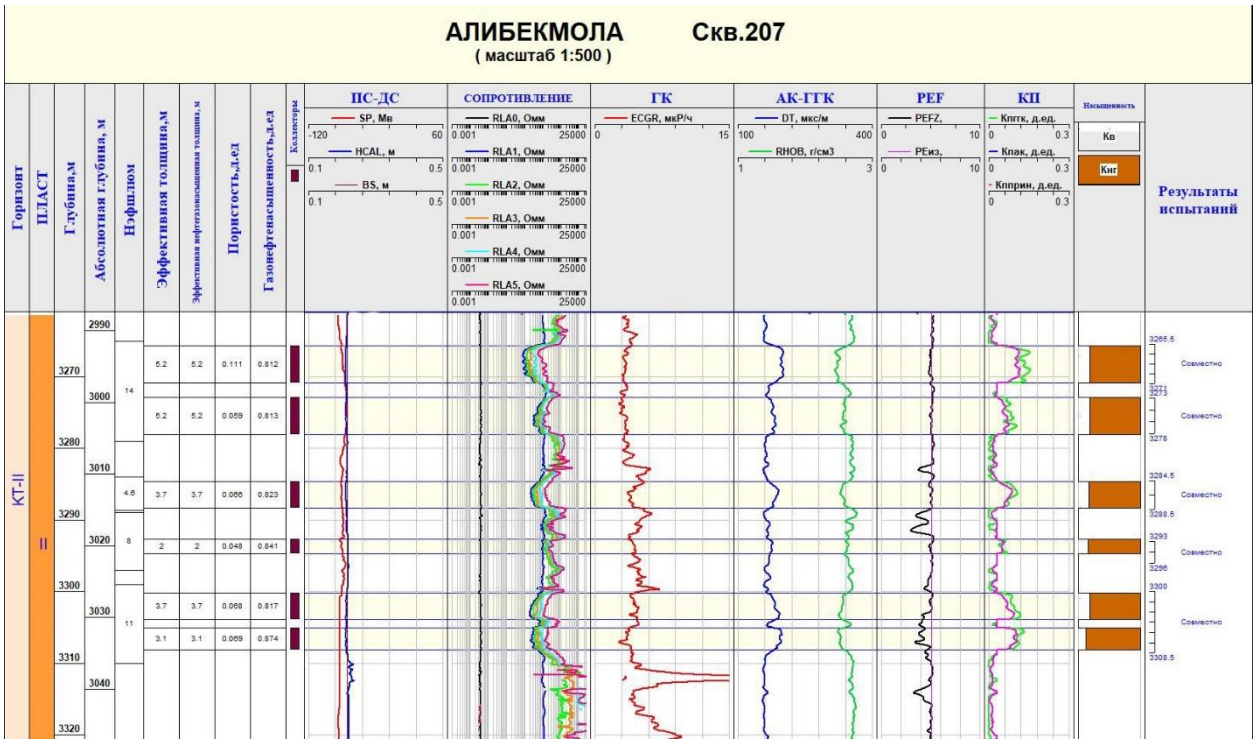
• Нейтронный каротаж – Кпннк;

• Фотоэлектрический эффект (ФЭФ).

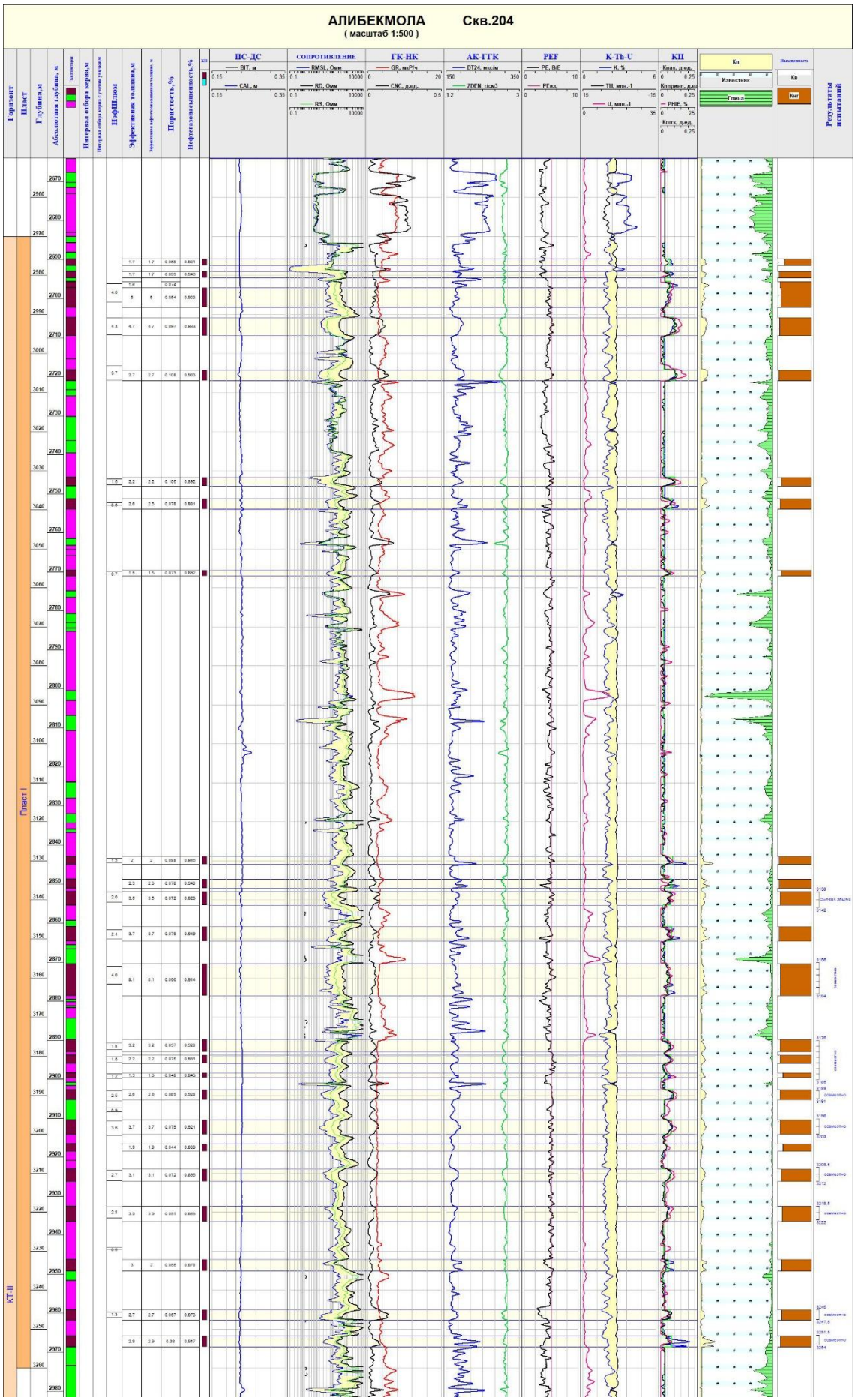
Для контроля искривления ствола скважин и ориентации их в пространстве по мере углубления скважин выполнялась инклинометрия со снятием отсчетов через 25 м. Качество цементирования обсадных колонн оценивалось по материалам акустической цементометрии (АКЦ).

Качество материалов геофизических исследований соответствует требованиям инструкции. При оперативной интерпретации данных ГИС выделены интервалы коллекторов, дана оценка их эффективных толщин, определены коэффициенты пористости и характер насыщения.

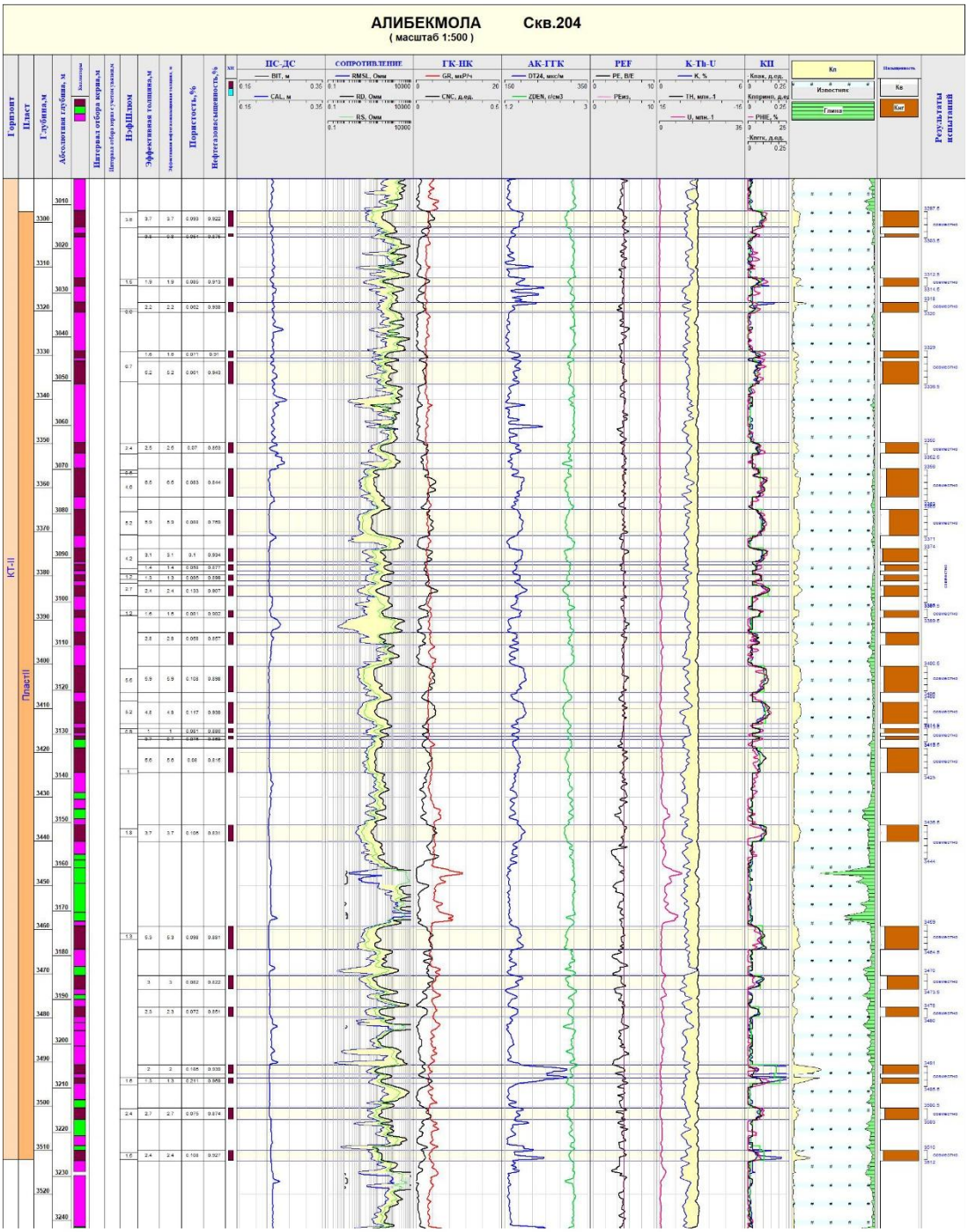
Основными задачами геофизических исследований скважин решались с помощью комплекса ГИС, включающий радиоактивный, электрический, акустический и нейтронный каротажи (рисунок 38). Данные геофизических исследований скважин увязывались с данными описания и анализа образцов пород (шлама, керна). В частности, установлено, что значения пористости по керну выше, чем средневзвешенная пористость по ГИС. Это объясняется тем, что имеются пласты с пористостью ниже 4%, в которых получена нефть, и их влиянием средневзвешенного значения пористости по ГИС. Значения проницаемости при определении по керну и ГДИС близки между собой.



А


АЛИБЕКМОЛА Скв.204
(масштаб 1:500)
Горизонт
Пласт
Глубина,м
Абсолютная глубина, м
Интервал отбора керна,м
НефЭффТолщина,м
Эффективная толщина,м
Пористость,%
Нефтегазонасыщенность,%
ПС ДС
BIT, м
CAL, м
СОПРОТИВЛЕНИЕ
RMSL, Омм
RD, Омм
RS, Омм
ГК НК
GR, мкР/ч
CNC, д.ед.
АК ГТК
DT24, мкс/м
ZDEN, г/см3
PEF
PE, D/E
PEжз,
K Th U
K, %
TH, мпн.-1
U, мпн.-1
КП
Кпор, д.ед.
Кпрпр, д.ед.
PHIE, %
Кпгт, д.ед.
Кп
Известняк
Глина
Насыщенность
Кв
Кнг
Результаты испытаний
Пласт I
КТ-II

Б



В

Рисунок 38 – Интерпретация ГИС. А: скв. 207, КТ-II пласт-II; Б: скв. 204, КТ-II пласт-I, В: скв. 204, КТ-II пласт-II

Расчленение разреза на потенциальные коллекторы и вмещающие породы осуществлялось по количественным признакам, использовалось граничное значение открытой пористости, принятое в подсчете запасов 2007 г., равным Кп.гр = 4%, объемная глинистость Кгл.гр = 10%, проницаемость – 1 мкм^2*10^{-3}.

Объемная глинистость (Кгл) определялась по двойному разностному параметру, рассчитанному по кривой естественной радиоактивности. Далее использовалась формула Ларионова - зависимость глинистости от двойного разностного параметра (ΔГК):

$$Кгл=0.333*(2^{(2*\Delta ГК)}-1), где$$

$$\Delta ГК =(ГК-ГКмин) / (ГКмак-ГКмин)$$

где ΔГК – двойной разностный параметр

ГКмин - минимальные показания ГК в «чистых» коллекторах или плотных интервалах;

ГКмак - максимальные показания ГК в глинах

Общая и открытая пористость оценивалась по данным плотностного, нейтронного и акустического каротажей.

При интерпретации использовались следующие параметры скелета и жидкостей:

Доломит – плотность – 2.87 г/см^3;

Известняк – плотность – 2.71 г/см^3;

Известняк - матрица ΔТ – 156 мкс/м;

Доломит - матрица ΔТ – 143 мкс/м;

Аргиллит – плотность – 2.45 г/см^3;

Фильтрат – плотность – 1.0 г/см^3;

Газ – плотность – 0.168 г/см^3;

Нефть – плотность – 0.805 г/см^3.

Минерализация пластовых вод на месторождении составляет для толщи КТ-II 92 г/л.

Коэффициент водонасыщенности по данным ГИС был определен по уравнению Арчи для чистых неглинистых коллекторов:

$$Кв = (a*Rв/Кп^{m}Rп)^{1/n}$$

где:

Кв – водонасыщенность;

Rв – сопротивление пластовой воды;

Кп – пористость по каротажу;

Rп – истинное сопротивление пласта в непромытой зоне;

m – экспонента цементации;

n – экспонента насыщения.

При определении коэффициента водонасыщенности использованы петрофизические зависимости для условий карбонатных отложений месторождения Алибекмола:

$$a=1;\ b=1;\ m=1.95;\ n=1.47;\ Rw=0.045\ Ом·м.$$

Для повышения достоверности определения фильтрационно-емкостных свойств и *коэффициента нефтегазонасыщенности* выполнено опробование пластов, имеющих по комплексу ГИС неоднозначную характеристику по насыщенности и принадлежности к группе коллекторов или неколлекторов. Из новых скважин пластовый микроимидж был записан только в скважине

№151, таким образом, общее количество проведенных FMI составило 53 скважины.

Исходя из типа пород-коллекторов на месторождении, компаниями Шлюмберже и Везерфорда в 53 скважинах были изучены: наличие стилолитовых швов, несогласий, разломов и трещин, их ориентация, углы падения в приствольной части скважин пластовым микроимиджером (FMI). По результатам проведенного анализа FMI выявлены трещины открытые, частично открытые, залеченные трещины. Формирование их происходило в основном в приразломных частях месторождения. Трещины разнонаправленные, большинство из них направлены с Востока-Юго-Востока на Запад-Северо-Запад и с Северо-Северо-Запада на Юго-Юго-Восток. Углы падения трещин меняются от 10 до 90°, в основном от 20 до 85°, максимальная плотность трещин достигает до 44 трещин на метр, минимальное значение - 5 трещин на метр. Средняя раскрытость трещин изменяется в диапазоне 0.001÷0.1 мм.

Результаты интерпретации ГИС по новым скважинам использовались для уточнения геологической модели месторождения.

Метод ПЛТ (профиль притока) был проведён компанией Тюменьгеофизика с приборами МЕГА-ПЛТ-9 в новых скважинах. С помощью этого метода были определены работающие интервалы притока газа, нефти, воды и оценена целостность колонн в скважинах.

3.3.3 Геофизические исследования при контроле за разработкой

Основными задачами ГИС-контроля в обсаженных скважинах традиционно считают: контроль процесса вытеснения углеводородов водой (с выходом на количественное определение текущего насыщения пластов), а также контроль параметров состава, профиля притока и технического состояния ствола скважины.

Систему наблюдений за добывающей скважиной можно разделить на следующие технологические комплексы контроля:

- характера изменения параметров продуктивности и насыщения пластов;
- нарушений в работе скважины, возникающих вследствие опережающего обводнения, межпластовых перетоков;
- негерметичностей технического оборудования.

Контроль за разработкой месторождений нефти и газа предусматривает следующие определения:

1) динамики водонефтяных, водогазовых и газонефтяных контактов;
2) дебита и состава флюидов в скважинах;
3) профилей отдачи в приемистости пластов — дебитометрия и расходометрия;
4) интервалов прорыва нагнетаемых вод;

5) нефтеотдачи пластов.

Основные геофизические методы, применяемые при контроле за разработкой:

- Термометрия;
- Механическая расходометрия;
- Влагометрия (диэлькометрия);
- Индукционная резистивиметрия;
- Термокондуктивная резистивиметрия;
- Барометриия;
- Шумометрия;
- Плотнометрия;
- Метод меченого вещества;
- Локация муфт;
- Дефектоскопия и толщинометрия;
- Гамма-гамма цементометрия;
- Акустическая цементометрия;
- Интегральный гамма-каротаж;
- Нейтронный каротаж;
- Импульсный нейтронный каротаж.

При прохождении бурящей скважиной разреза карбонатной толщи в ней прибором МДТ замеряется профиль текущего пластового давления по пластам продуктивной толщи. Все перечисленные исследования имеют большую ценность, но для такого очень сложного эксплуатационного объекта, как карбонатная толща КТ-II, этого недостаточно.

Контроль за разработкой карбонатной толщи КТ-II месторождения Алибекмола представляет значительные трудности в связи с многопластовым характером эксплуатационного объекта. Поэтому на месторождении помимо традиционных методов контроля широко используются такие методы как дебитометрия и расходометрия, термометрия и другие промыслово-геофизические исследования для определения профилей притока в добывающих скважинах и профилей поглощения в нагнетательных.

Одной из ключевых задач, поставленных перед анализом разработки месторождения, является разработка комплекса геофизических, геолого-промысловых и исследовательских работ, проведение которых в процессе эксплуатации позволит получить недостающую информацию, необходимую для совершенствования его эксплуатации.

При проведении программ исследовательских работ выданы с учетом текущего состояния разработки КТ-II месторождения Алибекмола и запланированной на дальнейший период эксплуатации технологии его разработки.

Программа исследовательских работ по месторождению Алибекмола предусматривает:

- доизучение коллекторских свойств каждого из выделенных пластов;

- изучение физико-химических свойств пластовых жидкостей и газов каждого из пластов в отдельности;

- определение и уточнение положения ВНК;

- исследование гидродинамических свойств пласта и скважин;

- изучение характера связи залежей с законтурной зоной, степени неоднородности, трещиноватости и прерывистости каждого из пластов.

В эксплуатационной скважине № А-054 месторождения Алибекмола был проведен ГИС комплексным прибором КСАТ-12 содержащим датчики ВТ (высокочувствительный термометр), МН (манометр), ВЛГ (влагомер), СТИ (термоиндикатор притока), ЛМ (локатор муфтовых соединений), ГК (гамма-каротаж для привязки глубин), разноскоростная расходометрия, с целью определения профиля притока и характера поступающего флюида, дебита скважины, забойного давления и температуры (рисунок 39).

Модуль предназначен для исследования скважин при контроле за разработкой нефтяных и газовых месторождений. Имеет два стыковых устройства, верхнее для подключения модуля расходомера и нижнее- для подключения различных модулей приставок.

Технические характеристики:

Номер	Наименование канала	Условное обозначение	Диапазон	Погрешность	Разрешение
03	Температура внутри модуля, °С Номер прибора	Твн. №пр	0…+120 -	±2 -	0,1 -
04	Индикация зенитного угла, градус	ОР	0…180	±3	0,1
05	Индикация угла поворота, градус	ОР	0…360	±3	0,1
06	Индикация шума (СЧ), кГц	Ш	0,1…12	-	-
07	УЭП, См/м	УЭП	0,1…50	±5%	0,002
08	Температура, °С	Т	-10…+120	±0,5	0,005
09	Давление, МПа	М	0…60	±0,3	0,002
10	Содержание воды в нефти, %	ВЛ	0…100	-	0,02
11	Индикация шума (ВЧ), кГц	Ш	12…32	-	-
12	Индикация шума (НЧ), кГц	Ш	0…100	-	-
13	Локатор муфт, сигнал/шум	ЛМ	>5/1	-	-
14	Термоиндикация притока, $м^3/ч$	СТИ	0,1…50	-	0,04
15	МЭД гамма-излучения, мкР/ч	ГК	1…100	±10%	0,01

Базовая спецификация:

Максимальная рабочая температура	120 °С
Максимальное рабочее давление	60 МПа
Диаметр	38 мм
Длина	1 500 мм
Масса, не более	10 кг
Исполнение	6% H_2S

Варианты исполнения:

КСА-Т12.38-120/60	КСА-Т12.43-120/60	КСА-Т12.38-150/80	КСА-Т12.43-150/80

Рисунок 39 - Прибор КСАТ-12 – профиль приемистости

Передача информации происходит через одножильный кабель в цифровом формате КСАТ.

Область применения:

- измерение температуры;
- определение температурных аномалий;
-измерение давления;
- измерение удельной электрической проводимости (УЭП) жидкости;
- измерение мощности экспозиционной дозы (МЭД) гамма-излучения;
- индикатор притока;
- определение мест негерметичности обсадной колонны;
- определение интервалов притока флюида в скважину;
- определение состава скважинной жидкости;
- исследование природы акустических шумов в скважине;
- определение положения муфтовых соединений НКТ и обсадных труб;
- определение интервалов перфорации;
- привязка измеряемых параметров по глубине;
- индикация зенитного угла скважины;
- индикация угла поворота модуля вокруг оси.

Для выполнения первой части комплекса исследований выбран скважинный аппаратурный комплекс Кедр-М-ГКТ-38К, содержащий в своем составе следующий набор датчиков:

• Термометр
• Манометр
• Резистивиметр
• Индикатор притока
• Влагомер

Для исследований НКТ использованы приборы «Кедр-М-Р-38К-120/60-03, Кедр-М-Р-38К-150/60-03» — модуль механического расходомера, для определяет направления потока. Предназначен для работы в НКТ и колоннах до 7 дюймах включительно. На рисунке 40 изображен Модуль скважинный «Кедр-М-Р-38К-03»

Рисунок 40 - Комплексный прибор КЕДР-38

Дополнительные модули:

• Механический расходомер «Кедр-М-Р-38К-03» (рисунок 41)
• Плотномер «Кедр-М-Р-38К-03»

Технические характеристики скважинного комплексного прибора.

Прибор предназначен для исследования в нефтяных и газовых скважинах в процессе их эксплуатации или ремонта.

Рисунок 41 - Модуль расходометрии

Исследования проводились на кабеле прибором «Кедр-38». Все полученные материалы соответствуют требованиям “Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах” и технических рекомендаций к скважинным приборам. Скважинные приборы проэталонированы в соответствии с инструктивными положениями и откалиброваны перед началом записи. Глубины при проведении каротажа были увязаны по ГК к каротажу открытого ствола.

3.3.4 Анализ лабораторных исследований керна

Важным условием для наиболее полного изучения коллекторских свойств каждого из пластов является получение кернового материала при бурении новых скважин (рисунок 42).

Рисунок 42 Лабораторные исследования керна

Для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов были проанализированы материалы комплекса ГИС и данные лабораторного изучения образцов керна. Лабораторные исследования керна проводились на отобранных образцах для определения открытой пористости, плотности породы и зерен, газопроницаемости параллельно и

перпендикулярно наслоению, карбонатности. По керну также определялся петрографический состав пород, по отдельным скважинам определены сжимаемость, упругие свойства горных пород, интервальное время продольных и поперечных волн, минеральный состав, трещиноватость пород. Литологическое макроописание шлама выполнялось непосредственно на буровой, наряду с оценкой признаков нефти, определения петрографического состава и биостратиграфических (палинологические и микрофаунистические) исследований.

Продуктивные толщи по описанию керна сложены известняками с прослоями доломита, глин, редко конгломератов. Коллекторами нефти служат известняки и доломиты.

По макро- и микроописаниям керна толщи КТ-II установлено, что в продуктивных отложениях присутствуют коллекторы поровые, каверново-поровые, порово-трещинные и каверново-трещиноватые. Зависимость параметра пористости от пористости и параметра насыщения от насыщенности описываются уравнениями: Рп=Кп-1.95 с достоверностью аппроксимации равной 0.92; Рн = Кв -1.47 с достоверностью аппроксимации R2=0.98. (Рисунок 43, 44)

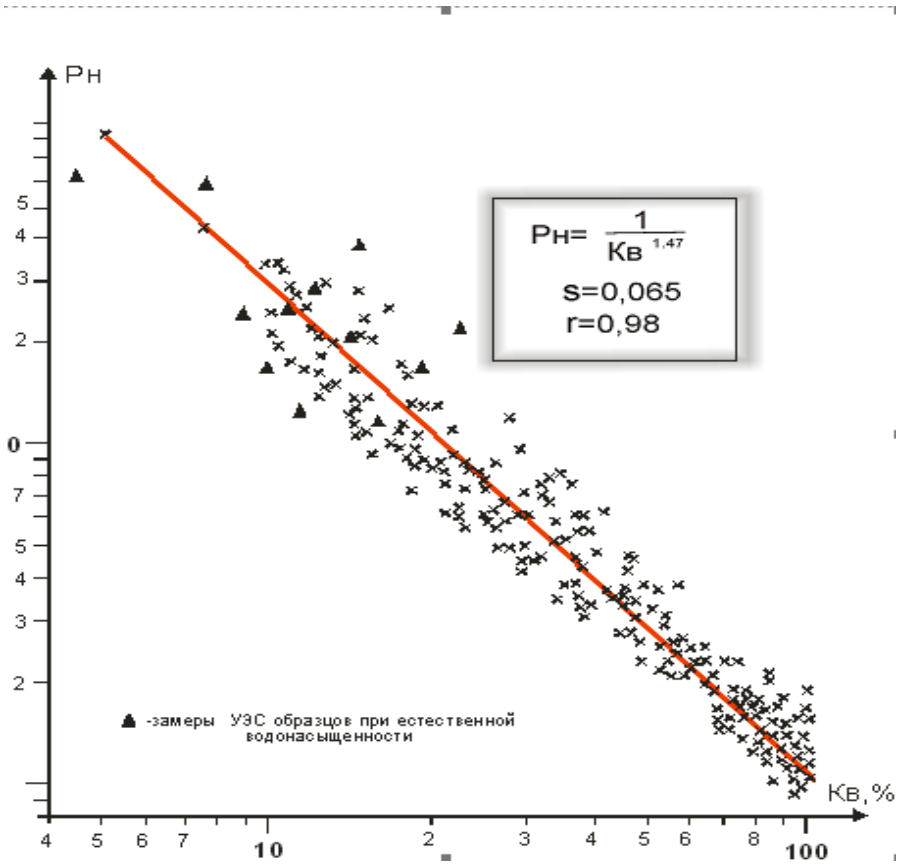


Рисунок 43 - Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности

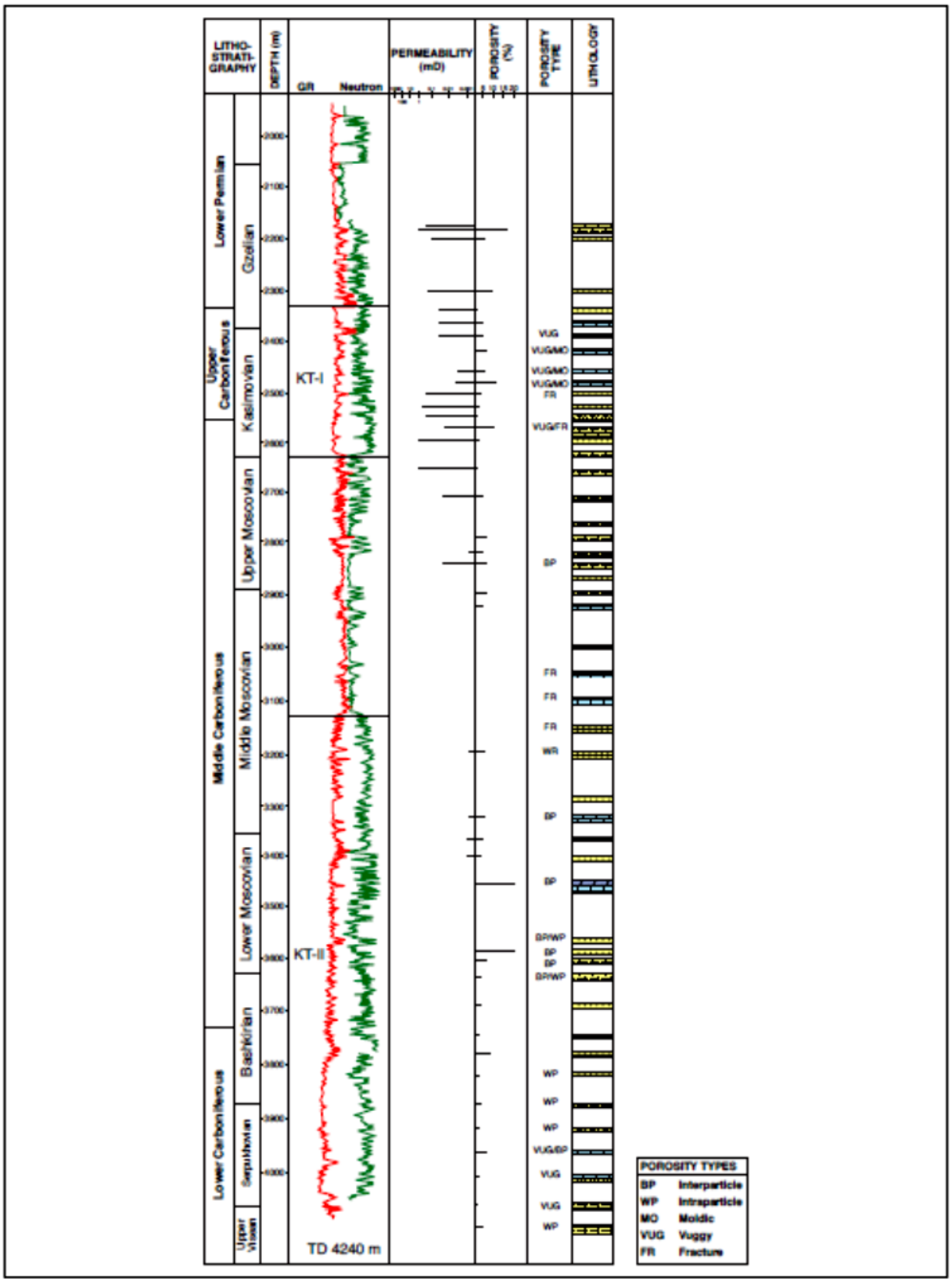


Рисунок 44- Изменение пористости и проницаемости с глубиной в образцах керна из скважины Алибекмола Р-4, также показаны каротажные кривые, типы пористости и литология

4 Результаты исследований

4.1 Уточнение основных параметров пластов эксплуатационного объекта КТ-II

4.1.1 Анализ результатов исследования керна

Для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов были использованы имеющиеся материалы общепринятого комплекса ГИС и данные лабораторного изучения образцов керна.

На месторождении Алибекмола керн отобран в 9 скважинах Северного свода (№№ 19, 20, 21, 22, 23, 24, 61, 64, 304) и 29 скважинах Южного свода (№№ 1, 3, П-4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 25, 26, 27, 28, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 58, 62, 212). Всего на месторождении с отбором керна пройдено 3862.75 м, вынос керна 1868.9 м, что составляет 48.4% от проходки. Всего проанализировано 2640 образцов керна.

На *Северном своде* месторождения с отбором керна пройдено 814.3 м, вынос керна 335.99 м, что составляет 41.3% от проходки. Из продуктивной толщи КТ-II с отбором керна пройдено 748.3 м, с выносом 342.93 м или 45.8% от проходки. Всего по Северному своду месторождения проанализировано 428 образцов керна, из них на продуктивную толщу КТ-II приходится 411 образец керна.

На *Южном своде* с отбором керна пройдено 3048.45 м, вынесено 1532.91 м керна или 50.3% от проходки. В продуктивной толщи КТ-II с отбором керна пройдено 1543.65 м, с линейным выносом 882.98 м, т.е. 57.2% от проходки. Общее количество проанализированных образцов на Южном своде месторождения составляет – 2212, из них 1865 образцов керна приходится на продуктивную толщу КТ-II.

Кондиционные значения пористости и проницаемости выше граничных (Кп≥4%, Кпр≥0,1 мкм^2*10^{-3}) составляют 708 образцов, из них 80 образцов приходится на Северный свод, 628 – на Южный свод месторождения.

Лабораторные исследования керна проводились в отделе природных резервуаров лаборатории ОАО «АктюбНИГРИ», «Гипровостокнефть» и «Core Laboratories LLP» г. Атырау. На отобранных образцах проведены определения открытой пористости, плотности породы и зерен, газопроницаемости параллельно и перпендикулярно наслоению, карбонатности. По керну также определялся петрографический состав пород.

По скважине № 58 определены сжимаемость, упругие свойства горных пород и определение интервального времени продольных и поперечных волн.

По скважине №304 определялся минеральный состав породы, изучалась трещиноватость.

Дифракционный анализ (XRD) проведен на 53 образцах керна скважин №61 и №304.

Шлам отобран по 81 скважине. Литологическое макроописание шлама выполнялось непосредственно на буровой, наряду с оценкой признаков нефти, так же определен петрографический состав и выполнены биостратиграфические (палинологические и микрофаунистические) исследования.

За проектный период скважины с отбором керна не проводились, и дополнительно керн не анализировался.

Продуктивные толщи по описанию керна сложены известняками с прослоями доломита, глин, редко конгломератов. Коллекторами нефти служат известняки и доломиты. Цемент контактного, порового, крустификационного, регенерационного типов, представлен тонко- и мелкокристаллическим кальцитом, редко ангидритом.

По макро- и микроописаниям керна толщи КТ-II установлено, что в продуктивных отложениях присутствуют коллекторы поровые, каверново-поровые, порово-трещинные и каверново-трещинные.

На месторождении наряду с изучением пород с матричной пористостью изучались и низкопоровые коллектора. Для этого были выбраны скважины №№ 212 и 304. Анализировано 90 образцов керна из пластов 3 и 4, при этом в скважине № 212 получено 3 образца с пористостью от 0.28 до 0.55% и с проницаемостью от 1.23 до 3.73 мД, в скважине №304 пористость по 3 образцам изменяется в пределах 2.75-2.94%, проницаемость – 0.187-1.04 мД. К сожалению, интервалы, в которых выделены такого типа коллектора, в этих скважинах не опробованы.

В скважинах №№10 (инт. отбора керна 3552-3554 м, инт. иссл. PLT 3551-3553.5 м, работающий интервал – 3551-3552.5 м), 28 (интервалы отбора керна 3475-3480 м, инт. иссл. PLT 3468-3477м, работающий интервал – 3469.2-3471.4 м) и 51 (глубина отбора керна 3345.3 м, инт. иссл. PLT 3344-3347 м, работающий интервал – 3344-3345 м), где керн характеризуется пористостью от 1.87 до 5.3% и проницаемостью от 0.23 до 1.2 мД, были перфорированы интервалы, близко расположенные к интервалам отбора керна, притоки нефти и газа оказались очень незначительные – дебит нефти от 1 до 5.1 $м^3$/сут и газа- от 0.1 до 1.2 $м^3$/сут. Таким образом, можно сделать вывод, что низкопоровые коллектора пока остаются недоизученными.

Зависимость параметра пористости от пористости и параметра насыщения от насыщенности описываются уравнениями:

$Рп=Кп^{-1.95}$ с достоверностью аппроксимации равной 0.92;

$Рн = Кв^{-1.47}$ с достоверностью аппроксимации R^2=0.98.

4.1.2 Анализ результатов интерпретации геофизических исследований скважин

Оценка коллекторских свойств пластов-коллекторов и их нефтенасыщенности.

Таблица 3 - Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм2*10-3	Коэффициент открытой пористости, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5
Толща КТ-II (северный свод)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	5	5	-
	Количество определений, шт	78	80	-
	Среднее значение	2.93	0.101	-
	Коэффициент вариации	2.657	0.282	-
	Интервал изменения	0.1-47.1	0.0407-0.202	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	16	16
	Количество определений, шт	-	454	428
	Среднее значение	-	0.065	0.746
	Коэффициент вариации	-	0.320	0.161
	Интервал изменения	-	0.040-0.180	0.439-0.950
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин, шт.	13	-	-
	Количество определений, шт	45	-	-
	Среднее значение	0.698	-	-
	Коэффициент вариации	1.145	-	-
	Интервал изменения	0.01-3.02	-	-
Южный свод				
толща КТ-II (южный свод)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	12	15	-
	Количество определений, шт	545	628	-
	Среднее значение	6.744	0.097	-
	Коэффициент вариации	2.202	0.311	-
	Интервал изменения	0.1-132.04	0.040-0.197	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	85	82
	Количество определений, шт	-	3032	2914
	Среднее значение	-	0.071	0.838
	Коэффициент вариации	-	0.311	0.105
	Интервал изменения	-	0.017-0.185	0.400-0.950
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин, шт.	55	-	-
	Количество определений, шт	163	-	-
	Среднее значение	3.97	-	-
	Коэффициент вариации	3.634	-	-
	Интервал изменения	0.016-132.9	-	-

Результаты оценки коллекторских свойств продуктивных отложений и их насыщенности, определенных по ГИС и по керну с учетом новых данных, полученных в результате бурения новых скважин приведены в таблице 3.

По данным геофизических исследований скважин породы-коллекторы пачка *КТ-II-1 пласт 1* характеризуются средневзвешенной пористостью 0.060 доли ед., изменяющейся в пределах 0.040-0.140 доли ед. Нефтенасыщенность коллекторов колеблется от 0.465 до 0.950 доли ед., в среднем составляя 0.784 доли ед.

В продуктивной части разреза по керну пачка характеризуется открытой пористостью, равной 0.100 доли ед., варьирующей в пределах 0.057-0.137 доли ед. Проницаемость изменяется от 0.1 до 11.01 мкм^2*10^{-3}, составляя в среднем 1.264 мкм^2*10^{-3}.

Пачка КТ-II-1 пласт 2 представлен коллекторами по данным ГИС со средневзвешенной пористостью, изменяющейся в диапазоне 0.040÷0.125 доли ед., составляя в среднем 0.060 доли ед., среднее значение нефтенасыщенности – 0.677 доли ед., изменяется в пределах 0.439-0.913 доли ед. По данным керна пористость изменяется в пределах 0.082-0.149 доли ед., в среднем составляя 0.119 доли ед., проницаемость – от 0.1 до 1.24 мкм^2*10^{-3}, в среднем – 0.503 мкм^2*10^{-3}.

*Пачка КТ-II-2 пласт **3*** по данным ГИС представлен коллекторами с пористостью в среднем равной 0.067 доли ед. и интервалом изменения 0.040-0.180 доли ед. Диапазон изменения нефтенасыщенности – 0.468-0.927 доли ед., среднее значение составляет 0.758 доли ед.

По лабораторным исследованиям керна открытая пористость изменяется от 0.040 до 0.202 доли ед. и равной в среднем 0.102 доли ед. Проницаемость колеблется в пределах 0.1-47.1 мкм^2*10^{-3} и составляет в среднем 4.48 мкм^2*10^{-3}. По данным гидродинамических исследований интервал изменения проницаемости составляет 0.105-3.02 мкм^2*10^{-3}, в среднем – 1.303 мкм^2*10^{-3}.

Пачка КТ-II-2 пласт 4 по данным ГИС представлен коллекторами с пористостью равной в среднем 0.062 доли ед. и варьирующей в пределах 0.041-0.104 доли ед. Интервал изменения нефтенасыщенности – 0.530-0.891 доли ед., среднее значение составляет 0.710 доли ед.

Данный пласт представлен двумя анализами керна со средней пористостью равной 0.041 доли ед. и со средней проницаемостью 0.142 мкм^2*10^{-3}.

Южный свод

Пачка КТ-II-1 пласт 1. Пористость по результатам ГИС в среднем составляет 0.065 доли ед., варьирует в диапазоне 0.020-0.150 доли ед. Нефтенасыщенность изменяется от 0.400 до 0.950 доли ед., средняя нефтенасыщенность коллекторов – 0.850 доли ед.

По лабораторным исследованиям керна среднее значение пористости равно 0.116 доли ед., с интервалом изменения 0.044-0.152 доли ед., среднее

значение проницаемости – 0.9 мкм^2*10^{-3}, варьирует в пределах 0.1-3.09 мкм^2*10^{-3}.

Статистические ряды распределения проницаемости пород-коллекторов продуктивных горизонтов в целом по месторождению представлены ниже в таблице 4.

Таблица 4 - Статистические ряды распределения проницаемости

По данным геофизических исследований, мкм^2		По данным лабораторного изучения керна, мкм^2*10^{-3}		По данным геофизических исследований, мкм^2		По данным лабораторного изучения керна, мкм^2*10^{-3}	
Интервал изменения	Число случаев	Интервал изменения	Число случаев	Интервал изменения	Число случаев	Интервал изменения	Число случаев
Северный свод				***Южный свод***			
КТ-II-1 пласт 1							
-	-	0.1-1	15	-	-	0.1-1	7
-	-	1-10	9	-	-	1-10	4
-	-	10-100	1	-	-	10-100	0
КТ-II-1 пласт 2							
-	-	0.1-1	7	-	-	0.1-1	103
-	-	1-10	1	-	-	1-10	68
-	-	10-100	0	-	-	10-100	11
КТ-II-2 пласт 3							
-	-	0.1-1	24	-	-	0.1-1	129
-	-	1-10	14	-	-	1-10	156
-	-	10-100	5	-	-	10-100	67
КТ-II-2 пласт 4							
-	-	0.1-1	2	-	-	0.1-1	0
КТ-II							
-	-	0.1-1	48	-	-	0.1-1	239
-	-	1-10	24	-	-	1-10	228
-	-	10-100	6	-	-	10-100	78

Пачка КТ-II-1 пласт 2 по данным ГИС характеризуется со средневзвешенной пористостью, изменяющейся в интервале 0.030-0.180 доли ед., в среднем равной 0.073 доли ед. Значение нефтенасыщенности варьирует в интервале 0.420-0.950 доли ед., в среднем составляя 0.847 доли ед.

Пористость по образцам керна варьирует от 0.040 до 0.191 доли ед., в среднем составляя 0.089 доли ед.; проницаемость изменяется от 0.1 до 37.17 мкм^2*10^{-3}, в среднем составляя 2.76 мкм^2*10^{-3}. По данным гидродинамических исследований средняя проницаемость двух исследовании составляет 2.624 мкм^2*10^{-3}.

Пачка КТ-II-2 пласт 3 эффективная пористость колеблется от 0.017 до 0.185 доли ед., в среднем составляя 0.073 доли ед., нефтенасыщенность – 0.400-0.950 доли ед., в среднем – 0.830 доли ед. Диапазон изменения пористости по данным керна составляет 0.040÷0.197 доли ед., средняя пористость – 0.101 доли ед.; газопроницаемость изменяется в пределах от 0.1 до 132.04 мкм^2*10^{-3}, средняя проницаемость – 8.98 мкм^2*10^{-3}. По гидродинамическим исследованиям проницаемость в среднем составляет 0.749 мкм^2*10^{-3}, изменяясь в пределах 0.124-5.76 мкм^2*10^{-3}.

Пачка КТ-II-2 пласт 4 представлен коллекторами с пористостью, по данным ГИС, изменяющейся от 0.041 до 0.092 доли ед., в среднем равной 0.065 доли ед.; нефтенасыщенностью изменяющейся в диапазоне 0.589÷0.939 доли ед., в среднем равной 0.806 доли ед. Значения пористости по керну выше, чем средневзвешенная пористость по ГИС. Это объясняется тем, что имеются пласты с пористостью ниже 4%, в которых получена нефть, и их влиянием средневзвешенного значения пористости по ГИС.

Значения проницаемости при определении по керну и ГДИС близки между собой.

Выводы:

Таким образом, анализ имеющегося материала по керну, ГИС и ГДИС показали, что лучшими коллекторскими свойствами обладает толща КТ-II Южного свода месторождения, имеющая пористость по ГИС в среднем равной 0.071 доли ед., среднюю нефтенасыщенность – 0.838 доли ед. и среднюю проницаемость по ГДИС – 3.97 мкм^2*10^{-3}.Свойства коллектора Северного свода месторождения несколько ниже: пористость по ГИС в среднем равна 0.065 доли ед., средняя нефтенасыщенность – 0.746 доли ед., значение проницаемости по ГДИС – 0.698 мкм^2*10^{-3}.

4.2 Уточнение расчлененности эксплуатационного объекта и толщин пластов

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ и дана характеристика толщин, так как структура имеет вид брахиантиклинальной складки, осложненный двумя сводами-северным и южным, эти своды

разделены на 11 блоков, результаты анализа приведен в таблице 5 по месторождению.

Таблица 5 - Характеристика толщин пласта по месторождению

Толщина	Наименование	КТ-II-1-1	КТ-II-1-2	КТ-II-2-3	КТ-II-2-4	КТ-II
Общая	Средняя, м	180,8	93,4	287.2	222.6	581.5
	Интервал изменения, м	52-276	80-147	215-329	205-230	257-956
	Коэффициент вариации	0,16	0,1	0,08	0,05	0.26
Газонасыщенная	Средняя, м	-	-	-	-	-
	Интервал изменения, м	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Нефтенасыщенная	Средняя, м	14,8	29,1	53,9	6,1	92,2
	Интервал изменения, м	0,9-54,7	2,1-71,5	0,2-129,2	0,2-18,9	0,2-231,2
	Коэффициент вариации	0,71	0,55	0,55	0,94	0,59
Водонасыщенная	Средняя, м	14,5	5,4	22	27,9	25,3
	Интервал изменения, м	-	2,1-10,5	2,5-75,2	4,6-96,1	2,1-171,3
	Коэффициент вариации	-	0,53	0,77	0,87	0,99
Эффективная	Средняя, м	14,8	28,5	59,5	19,9	103,5
	Интервал изменения, м	0,9-54,7	2,1-71,5	0,2-129,2	0,2-96,1	15-231,5
	Коэффициент вариации	0,71	0,71	0,62	0,99	0,49

Общая толщина толщи КТ-II меняется от 257 до 956 м, при этом по северному своду от 282 до 768,7 м, по южному своду от 257 до 917 м.

Нефтенасыщенная толщина коллекторов продуктивной толщи колеблется в пределах 0,2-231,2 м, при этом по северному своду от 9,8 до 135,6 м, по южному своду от 0,2-231,2 м.

Толщина эффективных пропластков по толще также варьирует в диапазоне 15-231,5 м, при этом по северному своду варьирует в диапазоне от 21,5 до 231,5 м, по южному своду от 15 до 231,2 м.

4.3 Показатели неоднородности пластов

Для уточнения характеристики слоистости пласта и степени его прерывистости были *проанализированы статистические показатели*, характеризующие неоднородность пластов, приведенные в таблице 6 по

месторождению, в таблице 6 по блокам, в таблице 7 по северному и южному своду.

Таблица 6 - Характеристика неоднородности пластов по блокам

Горизонт	Количество скважин	блок	Коэффициент песчанистости		Коэффициент расчленённости	
			среднее значение	интервал изменения	среднее значение	интервал изменения
КТ-II-1-1	31	I	0,12	0.05-1	6	1-13
КТ-II-1-2	32		0,59	0.3-0.8	12	3-17
КТ-II-2-3	29		0,33	0.03-0.52	18	2-33
КТ-II-2-4	3		0,34	0.88-1.00	2	1-2
КТ-II	32		0,35	0.18-0,52	33	7-54
КТ-II-1-1	1	II	0,27	0,27	2	2
КТ-II-1-2	1		1	1	1	1
КТ-II-2-3	1		0,19	0.19	3	3
КТ-II-2-4	1		-	-	-	-
КТ-II	1		0.25	0.25	6	6
КТ-II-1-1	38	III	0,15	0,04-1	6	1-19
КТ-II-1-2	40		0,36	0,04-1	10	1-19
КТ-II-2-3	43		0,34	0,13-0,51	24	10-38
КТ-II-2-4	14		0,25	0,1-1	4	1-14
КТ-II	40		0,33	0,18-0,5	40	20-73
КТ-II-1-1	5	IV	0.11	0.04-0.20	10	3-19
КТ-II-1-2	4		0.11	0.1	5	2-11
КТ-II-2-3	5		0.26	0.11-1.00	12	1-27
КТ-II-2-4	-		-	-	-	-
КТ-II	5		0.22	0.14-0,28	26	4-45
КТ-II-1-1	1	V	0.12	0.12	10	10
КТ-II-1-2	1		0.3	0.3	9	9
КТ-II-2-3	1		0.58	0.58	9	9
КТ-II-2-4	-		-	-	-	-
КТ-II	1		0.31	0.31	28	28
КТ-II-1-1	1	VII	0.11	0.11	7	7
КТ-II-1-2	1		0.2	0.2	8	8
КТ-II-2-3	1		0.13	0.13	6	6
КТ-II-2-4	-		-	-	-	-
КТ-II	1		0.15	0.15	21	21
КТ-II-1-1	16		0.20	0.07-1.00	11	1--39
КТ-II-1-2	19	VIII	0.32	0.1-0.7	9.4	3-19
КТ-II-2-3	19		0.29	0.02-0.52	18	3-39
КТ-II-2-4	5		0.52	0.45-0.66	8	5-14
КТ-II	20		0.98	0.14-0.55	36	10-98
КТ-II-1-1	2	IX	0.10	0.06-0.14	4	2-5
КТ-II-1-2	2		0.38	0.4-0.8	7	2-11
КТ-II-2-3	2		0.44	0.17-0.52	15	7-23
КТ-II-2-4	-		-	-	-	-

Продолжение таблицы 6

КТ-II	2		0.30	0.19-0.33	25	11-39
КТ-II-1-1	1	X	0.15	0.15	6	6
КТ-II-1-2	1		0.2	0.2	9	9
КТ-II-2-3	1		0.41	0.41	23	23
КТ-II-2-4	1		0.47	0.47	23	23
КТ-II	1		0.35	0.35	61	6
КТ-II-1-1	3	XI	0.23	0.20-0.33	5	4-7
КТ-II-1-2	3		0.28	0.2-0.6	6	6
КТ-II-2-3	3		0,11	0.09-0.14	11.7	10-14
КТ-II-2-4	2		0.48	0.33-0.89	7.5	3-12
КТ-II	3		0.22	0.17-0.24	28	25-32

Таблица 7 - Характеристика неоднородности пластов по месторождению

Горизонт	Количество скважин	Коэффициент песчанистости			Коэффициент расчленённости		
		среднее значение	интервал изменения	коэффициент вариации	среднее значение	интервал изменения	коэффициент вариации
КТ-I	102	0.20	0.03-0.5	0.73	18	2-43	0.46
КТ-II-1-1	96	0.15	0.04-1	0.99	7	1-39	0.8
КТ-II-1-2	101	0.41	0.04-1	0.49	10	1-19	0.42
КТ-II-2-3	100	0.32	0.02-1	0.48	19	1-39	0.45
КТ-II-2-4	25	0.37	0.1-1	0.5	6	1-23	0.97
КТ-II	104	0.33	0.14-0,55	0.43	35	4-98	0.43

По толще КТ-II коэффициент песчанистости меняется в пределах от 0,14 до 0,55 и составляет в среднем 0,33, при этом по северному своду от 0,14 до 0,55 (в среднем-0,33), по южному своду от 0,14 до 0,52 (в среднем-0,29).

Коэффициент расчлененности в толще также варьирует в диапазоне 4-98 м, при этом по северному своду варьирует в диапазоне от 10 до 98, по южному своду от 4 до 73.

Исследование профиля притока

Методика интерпретации рассмотрена на примере эксплуатационной скважины А-054 месторождения, где проведен ГИС комплексным прибором Кедр-М-ГКТ-38К и модулем Кедр-М-Р-38К-03 (А-054), содержащим датчики ВТ (высокочувствительный термометр), МН (манометр), ВЛГ (влагомер), СТИ (термоиндикатор притока), ЛМ (локатор муфтовых соединений), ГК (гамма-каротаж для привязки глубин), разноскоростная расходометрия, с целью определения профиля притока и характера поступающего флюида, дебита скважины, забойного давления и температуры. Конструкция скважины: максимальный доход прибора (с учетом м.з.-1.4 м)-3359.0 м.

По результатам работающих интервалов перфорации выявлено из 117.0 м общей мощности перфорации принимают только 62.2 м. Коэффициент охвата составил 53.2 %.

При нагнетании в скважину интервалы перфорации: 2878.0-2884.0, 2990.0-2992.0, 2999.0-3003.0, 3019.5-3021.0, 3026.0-3028.0, 3033.0-3037.0, 3063.0-3066.0, 3076.5-3080.0, 3084.0-3087.0, 3341.0-3343.0-не принимают.

Интервалы перфорации 3362.0-3368.0, 3372.0-3376.0 м исследованиями не охвачены, так как текущий забой составил 3359.0 м. (рисунок 45).

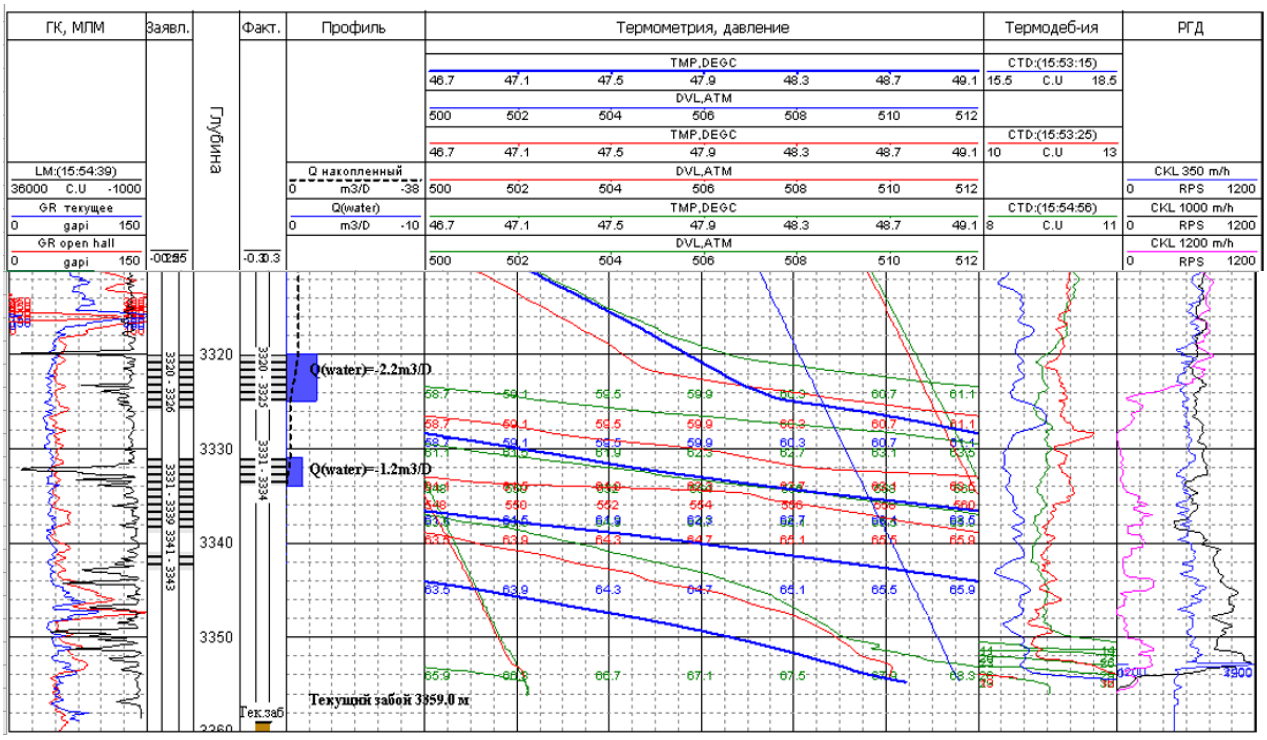


Рисунок 45 - Профиль приёмистости скважина А-054, масштаб 500

Основным интервалом поглощения является интервал перфорации 3280.0-3306.0 м. Общая приемистость рассчитывалась в программе ««EMERAUDE» (Kappa Engineering) по записям механической расходометрии на разных скоростях и на данный момент составило: -35.9 м3/сут.

Качество методов термометрии и расходометрии удовлетворительно из-за затяжек и неравномерного движения прибора (Профиль приёмистости).

Метод ПЛТ (профиль притока) был проведён компанией Тюмень геофизика с приборами МЕГА-ПЛТ-9 (рисунок 46). С помощью этого метода были определены работающие интервалы притока газа, нефти, воды и оценена целостность колонн в скважинах.

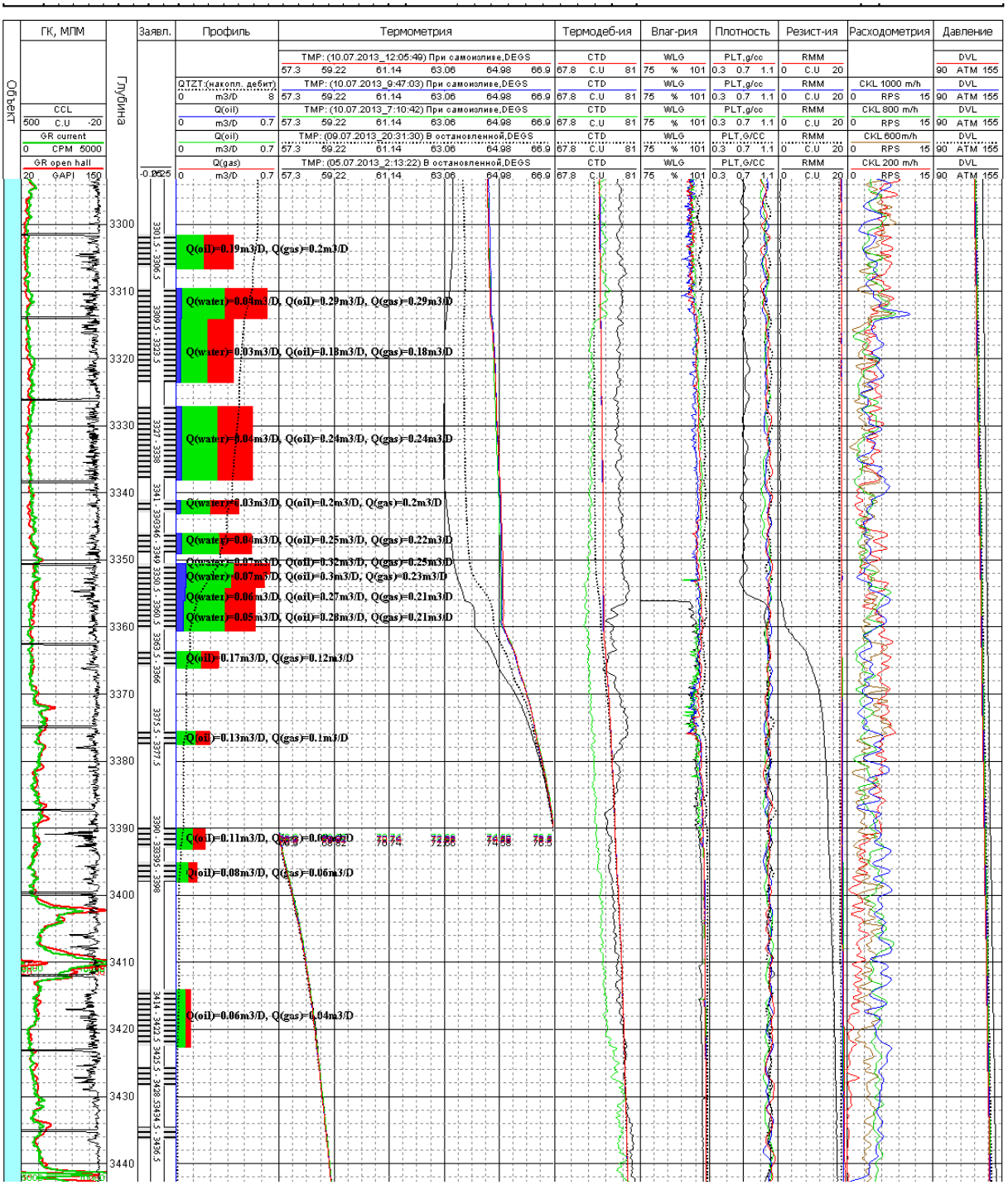


Рисунок 46 - Профиль притока скважины А-058, масштаб 1:500

По скважине А-058 выполнены замеры в интервале детальных исследований 2866.0 - 3485.0 м в динамическом режиме работы скважины (рисунок 47). Регистрация ГК, МЛМ, СТД осуществлялась для отбивки башмака НКТ, забоя и привязки к интервалу исследований. Выполнены замеры механической расходометрии в интервале детальных исследований в динамическом режиме работы скважины. Проведен анализ результата замера: исследования притока (рисунок 48).

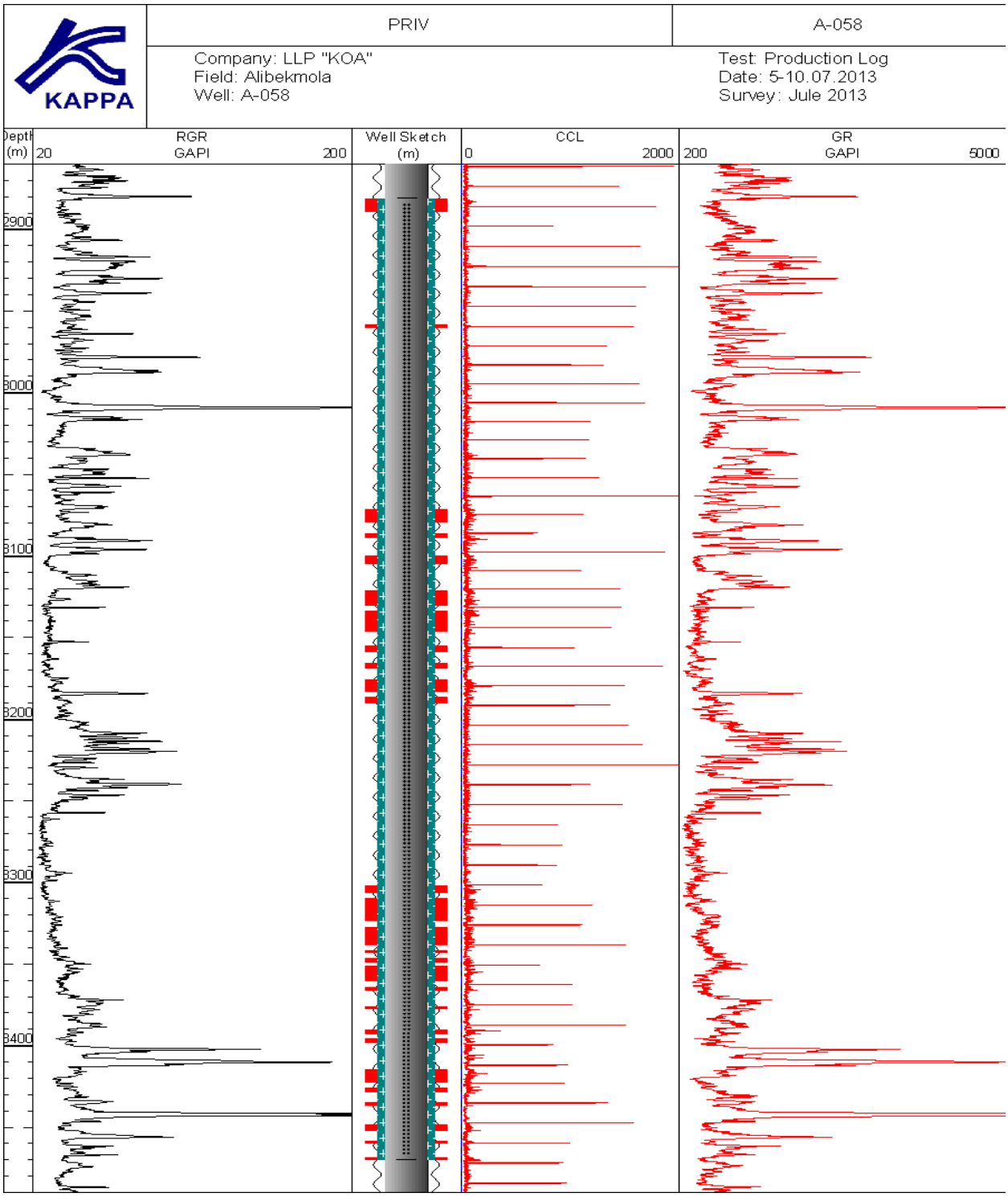


Рисунок 47 - замер в интервале детальных исследований 2866.0 - 3485.0 м в динамическом режиме работы скважины

Contributions by phase

Zones m	Qw res. m3/D	Qo res. m3/D	Qg res. m3/D
Inflow 1(2881.0-2889.0)	0.00	0.00	0.00
Inflow 2(2958.0-2960.0)	0.00	0.00	0.00
Inflow 3(3071.0-3079.5)	0.00	0.00	0.00
Inflow 4(3086.0-3089.0)	0.00	0.00	0.00
Inflow 5(3099.5-3102.0)	0.00	5.00E-2	5.00E-2
Inflow 6(3102.0-3104.5)	0.00	0.00	0.00
Inflow 7(3120.5-3122.0)	0.00	4.00E-2	4.00E-2
Inflow 8(3122.0-3130.5)	0.00	0.00	0.00
Inflow 9(3133.5-3146.5)	0.00	0.00	0.00
Inflow 10(3154.5-3158.5)	0.00	0.00	0.00
Inflow 11(3165.5-3169.0)	0.00	0.00	0.00
Inflow 12(3175.5-3183.0)	0.00	0.00	0.00
Inflow 13(3186.0-3190.0)	0.00	0.00	0.00
Inflow 14(3301.5-3306.5)	0.00	0.19	0.20
Inflow 15(3309.5-3314.0)	4.00E-2	0.29	0.29
Inflow 16(3314.0-3323.5)	3.00E-2	0.18	0.18
Inflow 17(3327.0-3338.0)	4.00E-2	0.24	0.24
Inflow 18(3341.0-3343.0)	3.00E-2	0.20	0.20
Inflow 19(3346.0-3349.0)	4.00E-2	0.25	0.22
Inflow 20(3350.5-3352.0)	7.00E-2	0.32	0.25
Inflow 21(3352.0-3354.0)	7.00E-2	0.30	0.23
Inflow 22(3354.0-3356.0)	6.00E-2	0.27	0.21
Inflow 23(3356.0-3360.5)	5.00E-2	0.28	0.21
Inflow 24(3363.5-3366.0)	0.00	0.17	0.12
Inflow 25(3375.5-3377.5)	0.00	0.13	0.10
Inflow 26(3390.0-3393.0)	0.00	0.11	9.00E-2
Inflow 27(3395.0-3398.0)	0.00	8.00E-2	6.00E-2
Inflow 28(3414.0-3422.5)	0.00	6.00E-2	4.00E-2
Inflow 29(3425.5-3428.5)	0.00	0.00	0.00
Inflow 30(3434.5-3436.5)	0.00	0.00	0.00
Inflow 31(3448.0-3451.0)	0.00	0.00	0.00
Inflow 32(3451.0-3452.0)	0.00	4.00E-2	3.00E-2
Inflow 33(3458.0-3460.0)	0.00	0.00	0.00
Inflow 34(3468.0-3470.0)	0.00	5.00E-2	2.00E-2

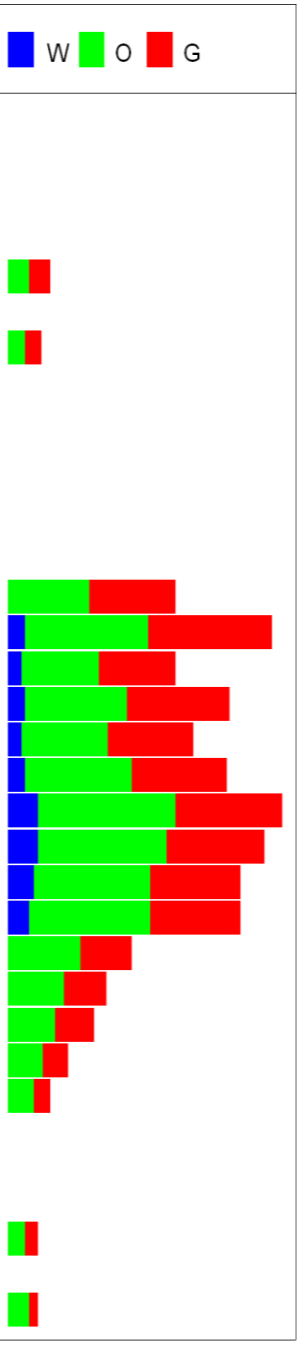


Рисунок 48 - Распределение притока по интервалам

Интервалы перфорации и границы по локатору муфт в заявленных интервалах отмечаются не чётко. Забой скважины не определялся, так как не входил в интервал исследований по плану работ из-за нахождения на забое посторонних предметов (проволоки). Нарушений эксплуатационной колонны, кроме перфорированных объектов в интервале исследований не отмечено.

Анализ интервалов перфорации. Общая эффективная мощность перфорированной колонны составляет 145.5 м, из них работающая мощность 71.0 м. К охв составил 48.8 %. Для получения достаточной и надежной

первичной информации о свойствах пластовых флюидов выполнен отбор глубинных проб из наблюдательных скважин.

4.4 Выводы и рекомендации

1 В результате выполненной работы по переинтерпретации трехмерных сейсмических материалов были получены полигоны разломов и структурные поверхности по кровле сейсмического горизонта КТ-II и по кровле продуктивного горизонта КТ-II (сейсмический горизонт согласован с данными бурения), которые позволили уточнить представление о геологическом строении месторождения, и легли в основу геологической модели. По результатам переинтерпретации изменилось блочное строение толщи КТ-II, по сравнению с принятой в 2008г структурной моделью.

2 Индикаторные исследования показали гидродинамическую связь между блоками в зонах исследования.

3 На рисунке 49 показано фактическое бурение скважин по годам с 2008г. На Северном своде было пробурено 11 скважин за 2008 и 2009гг. Ожидаемый дебит по нефти в 30 т/сут по этим скважинам не оправдался, более того, дебит нефти по некоторым скважинам составил менее 10 т/сут из-за низких ФЕС. Возможно, по этим причинам приостанавлено разбуривание Северного свода, и начато уплотнение сетки скважин Южного свода. На рисунке 49 представлена разбуренность КТ-II на дату анализа; также представлено отклонение от утвержденного варианта. Фонд нагнетательных скважин значительно меньше утвержденного плана. В большей степени это связано с тем, что эти скважины должны были быть переведены в 2010г и 2011г под закачку, но в связи с высокой неоднородностью и потому разностью дебитов, многие из них не были переведены под закачку.

4 Объект КТ-II отличается сложным строением структуры, низкой проницаемостью и пьезопроводностью, а также влиянием трещин, что снижает эффективность вытеснения нефти водой. Поэтому дальнейшее уплотнение сетки увеличит вовлекаемые запасы нефти.

5 Заводнение трещинных карбонатов сопряжено с не очень эффективным вытеснением, по сравнению с более однородным матричным пластом. Разработка без заводнения, даже если и отличается высоким дебитом на начальном этапе за счет хорошего начального пластового давления, как в случае данного месторождения, дебит неизбежно снижается значительно, из-за снижения пластового давления и увеличивается газовый фактор. Неэффективное вытеснение связано с циркуляцией нагнетаемой воды через трещинные каналы. Характер напластования также отрицательно влияет на степень вытеснения и скорость прорыва воды.

Схожая ситуация наблюдается на месторождении Алибекмола. Если скважины центральной части Южного свода и некоторые скважины

Северного свода работают с высоким газовым фактором, то в других зонах скважины работают с большей обводненностью.

Таким образом, в результате настоящего анализа предложены дополнительные рекомендации по повышению эффективности системы разработки в целях оптимизации добычи и увеличения коэффициентов извлечения углеводородного сырья.

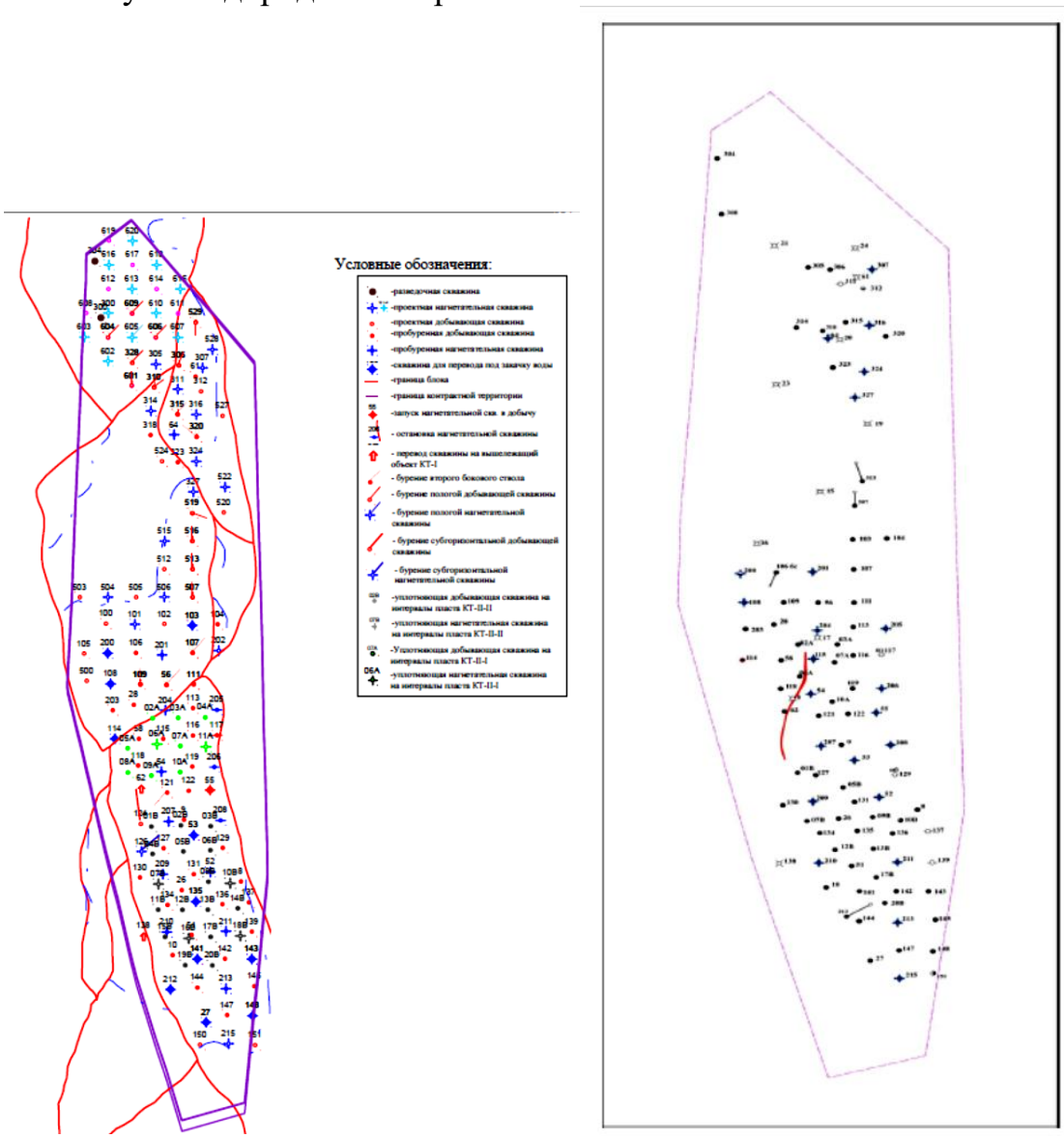


Рисунок 49 - Схема расположения скважин объекта КТ-II. а) до проведения исследований Вариант 4 2008г; б) после проведения исследований

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Одной из ключевых задач, поставленных перед анализом разработки месторождения, является разработка комплекса геофизических, геолого-промысловых и исследовательских работ, проведение которых в процессе эксплуатации позволит получить недостающую информацию, необходимую для совершенствования его эксплуатации.

Исследовательские работы выполнены с учетом текущего состояния разработки КТ-II месторождения Алибекмола и запланированной на дальнейший период эксплуатации технологии его разработки.

Комплексный анализ промысловых и геофизических данных на месторождении Алибекмола включающий:

-анализ результатов переинтерпретации высокоразрешающей сейсморазведки;

-исследование результатов ГИС в открытом и закрытом стволах;

- изучение характера связи залежей с законтурной зоной индикаторными методами;

-анализ лабораторных исследований образцов керна.

Позволил решить следующие задачи:

1 В результате выполненной работы по переинтерпретации трехмерных сейсмических материалов были получены полигоны разломов и структурные поверхности по кровле сейсмического горизонта КТ-II и по кровле продуктивного горизонта КТ-II (сейсмический горизонт согласован с данными бурения), которые позволили уточнить представление о геологическом строении месторождения, и легли в основу геологической модели. По результатам переинтерпретации изменилось блочное строение толщи КТ-II, по сравнению с принятой в 2008г структурной моделью;

2 Индикаторные исследования показали гидродинамическую связь между блоками в зонах исследования;

3 Геофизические исследования скважин позволили выделить интервалы коллекторов, доизучить коллекторские свойства каждого из выделенных пластов толщи КТ-II, дать оценку их эффективных толщин, определить коэффициенты пористости и характер насыщения, определить и уточнить положения ВНК;

4 Промысловые исследования в комплексе с потокометрией показали степень неоднородности, трещиноватости и прерывистости каждого из продуктивных пластов толщи КТ-II;

5 Для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов и увязка данных комплекса ГИС проведены лабораторные исследования по изучению свойств образцов керна.

На основе применения современных технологий промыслово-геофизических исследований подробно доизучены коллекторские свойства продуктивных горизонтов толщи КТ-II месторождения Алибекмола и дана

оценка эффективности этих исследований для изучения свойств сложно-построенных коллекторов и выбора эффективных условий разработки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1 Косков, В.Н. Комплексная оценка состояния и работы нефтяных скважин промыслово-геофизическими методами:

учеб. пособие / В.Н. Косков, Б.В. Косков, И.Р. Юшков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. –226 с.

2 «Технологическая схема разработки нефтегазоконденсатного месторождения Алибекмола», ОАО «Гипровостокнефть», г.Самара, 2002г;

3 «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Алибекмола», АО «НИПИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2005г;

4 «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения Алибекмола», АО «НИПИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2005г;

5 «Анализ разработки месторождения Алибекмола», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2006г;

6 «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Алибекмола в Мугалжарском районе Актюбинской области Республики Казахстан по состоянию на 01.01.2007 г.», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2007г;

7 «Уточненная технологическая схема разработки месторождения Алибекмола», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2008г;

8 «Пересчет запасов углеводородов залежей VI блока месторождения Алибекмола Актюбинской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.10. 2009 г.», ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», г.Атырау, 2009г;

9 «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки месторождения Алибекмола», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2010г.;

10 «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», утвержденные постановлением правительства РК от 10 февраля 2011 года;

11 РД 39-0147035-202-87 «Методические указания по проведению геолого-промыслового анализа разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», Москва, 1987г.

12 «Анализ разработки месторождения Алибекмола» по состоянию на 01.01.2012г, ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2012г.

13 Султанов С. А. Контроль за заводнением нефтяных пластов. М., Недра, 1974. Геолого-промысловый анализ при разработке нефтяных месторождений. М., Недра, 1977

14 Орлинский Б. М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. М., Недра, 1977.

15 Каналин В.Г. Интерпретация геолого-промысловой информации при разработке нефтяных месторождений. М.-Недра. 1984.

16 Чоловский И. П., Брагин Ю.И. Промыслово-геологический контроль разработки месторождений углеводородов.-Москва ГУП. Нефть и газ.2002.-224с.

17 Токарев М.А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. М.: Недра, 1990. 267 с.

18 Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н., Токарев М.А. Новые возможности контроля за распределением остаточных запасов и динамикой насыщенности пласта с помощью электрометрии в обсаженной скважине // Нефтяное хозяйство. 2004.№ 7. С. 52 - 54.

19 Токарев М.А., Исхаков И.А., Асмоловский В.С. Контроль за разработкой нефтяных месторождений с помощью комплекса геофизических исследований // Нефтяное хозяйство. 2002. № 4. С. 47 - 50.

20 Токарева Н.М., Ситдикова Д.Ф., Мифтахова Г.М. Гидродинамические методы регулирования разработки нефтяных объектов и оценка их эффективности // Научные исследования: информация, анализ, прогноз. Книга 25 / Под ред. Кирикова О.И. Воронеж: ВГПУ. 2009. С. 440 - 451.

Приложение А

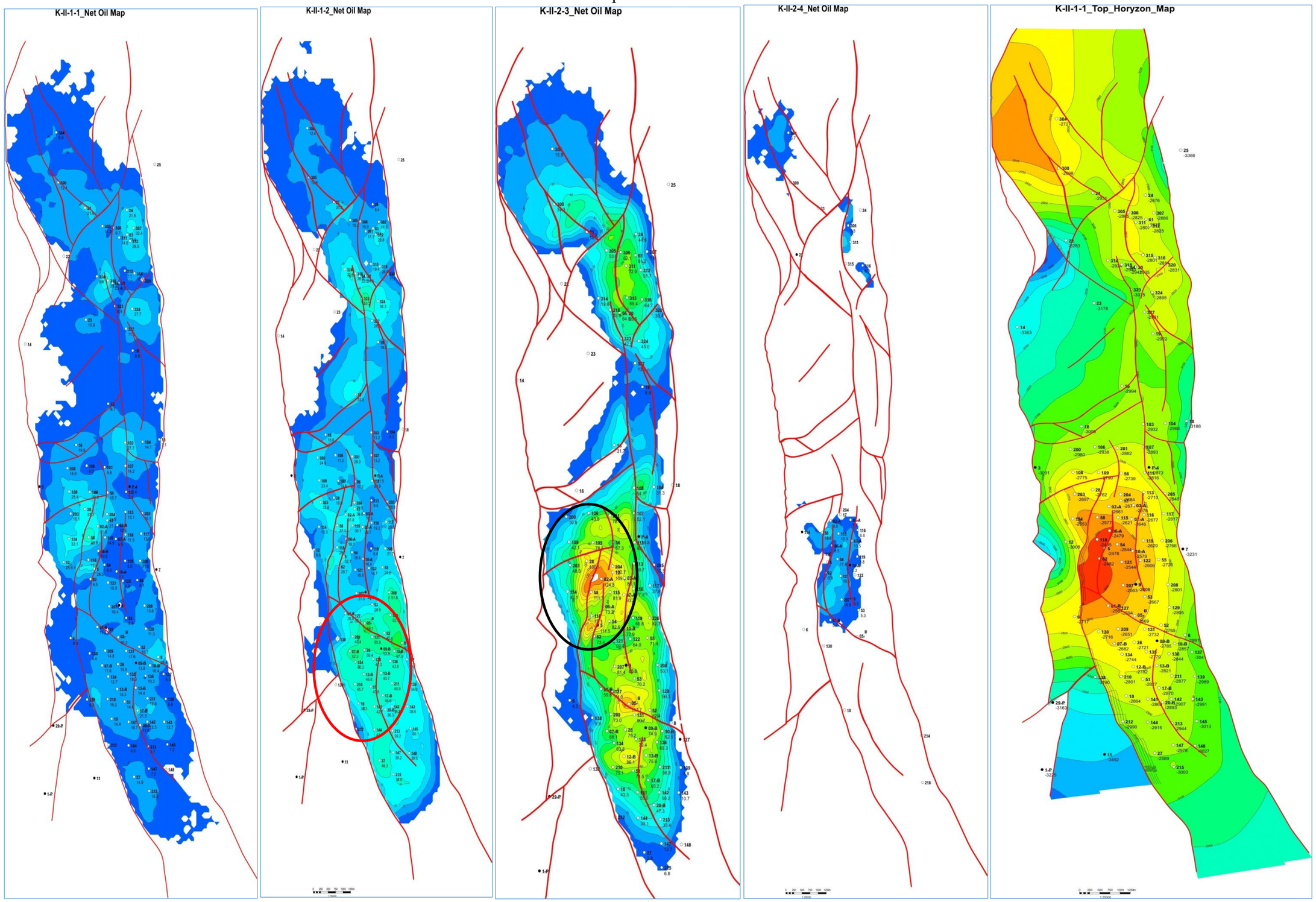
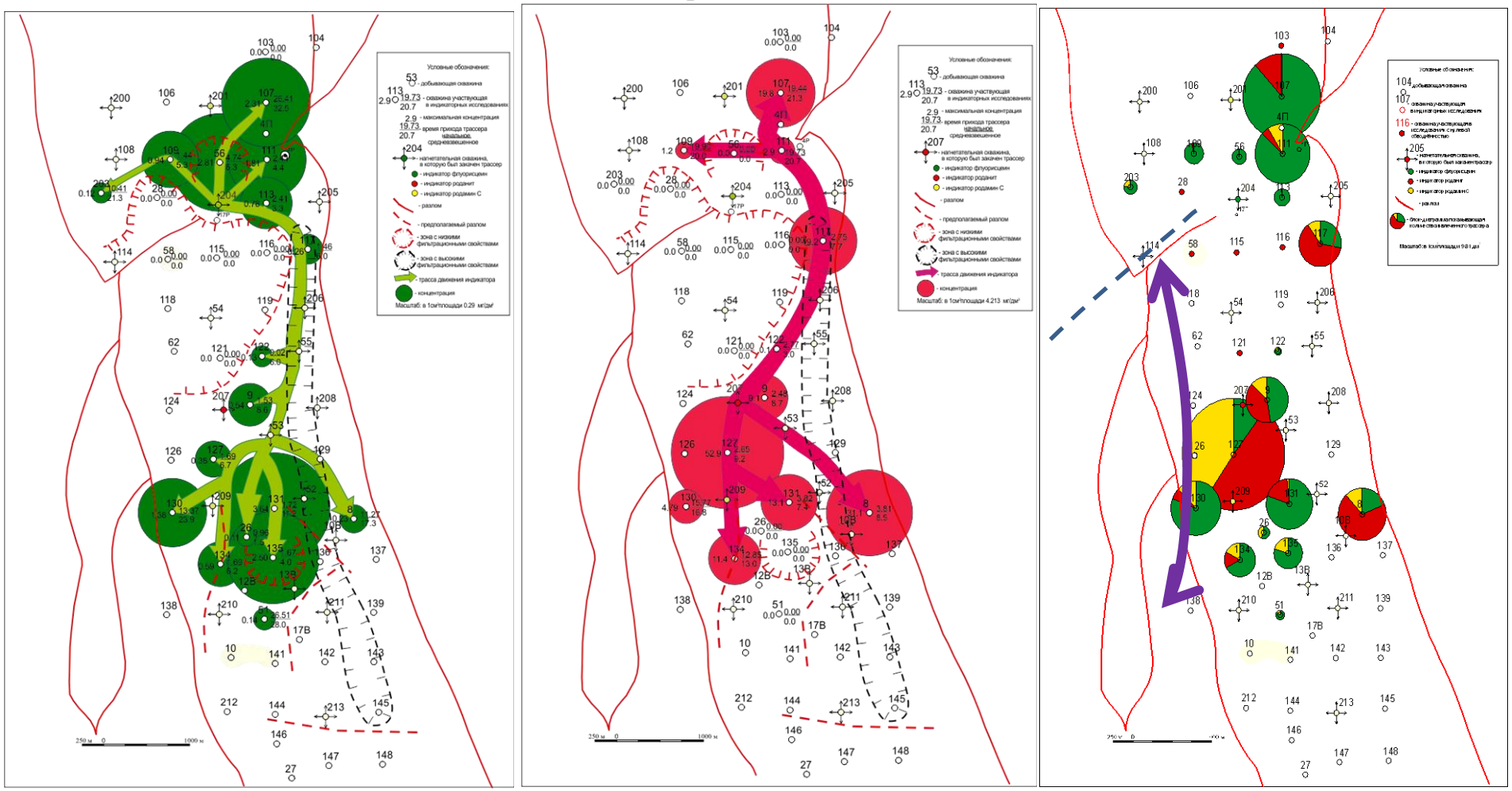


Рисунок А - Карта эффективных толщин по горизонтам КТ-II и структурная карта по кровле КТ-II

Приложение Б



флюоресцеина натрия

индикатора роданистого аммония

распределение зафиксированных индикаторов по объему

Рисунок Б – Схема основных трасс индикатора