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 «Геофизика»

Сүлейменов Әлишер Орынбайұлы
Сейтов Аян Темирболатұлы

Современные проблемы, методы решении и результаты интерпретации данных каротажа месторождении Жанажол

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Специальность: 5В070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

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

Кафедра «Геофизика»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
Геофизики доктор геолого – минералогических наук, профессор
_____Абетов. А. Е
“_____” _____2020 г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: " Современные проблемы, методы решении и результаты интерпретации данных каротажа месторождении Жанажол "

по специальности 5В070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Выполнили
Сүлейменов Әлишер Орынбайұлы
Сейтов Аян Темирболатұлы

Научный руководитель
Магистр технических наук
_____Ниязова А.Т.

«18» _мая_ 2020 г.

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

Кафедра «Геофизика»

5В070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Геофизики доктор геолого – минералогических наук, профессор
_____Абетов. А. Е
“_____” _____2020 г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломной работы

Обучающемуся Сүлейменов Ә.О. , Сейтов А.Т.
Тема: Современные проблемы, методы решении и результаты интерпретации данных каротажа месторождении Жанажол
Утверждена *приказом Ректора Университета №762 – б от "27" января 2020г.*
Срок сдачи законченной работы "___" _____2020 г.
Исходные данные к дипломной работе: были отобраны во время прохождения преддипломной практики
Краткое содержание дипломной работы:
а) общие сведения о месторождении (геолого-геофизическая характеристика месторождения, геолого-геофизическая изученность, тектоника, стратиграфия, нефтегазоносность, водоностность)
б) Анализ применяемого комплекса геофизических исследований скважин
в) Интерпретационная модель обработки диаграмм геофизических исследований скважин
Перечень графического материала: представлены 20 слайдов презентации работы.
Рекомендуемая основная литература: Справочная книга по добыче нефти» Ш.К. Гиматудинов –1974г. Научно-технический обзор ВНИИЭгазпром. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений- 1981 г.

ГРАФИК
подготовки дипломной работы (проекта)

Наименование разделов, перечень Разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Геологическая часть	03.11.2019 – 08.11.2019	выполнили
Анализ применяемого комплекса геофизических исследований скважин	16.01.2020 – 25.01.2020	выполнили
Интерпретационная модель обработки диаграмм геофизических исследований скважин	04.04.2020 – 18.04.2020	выполнили
Современные проблемы ГИС	23.04.2020 – 2.05.2020	выполнили

Подписи
консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу (проект)
с указанием относящихся к ним разделов работы (проекта)

Наименование разделов	Консультанты, И.О.Ф (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Ниязова А.Т. Магистр технических наук	16.01.2020	
Анализ применяемого комплекса геофизических исследований скважин	Ниязова А.Т. Магистр технических наук	17.02.2020	
Интерпретационная модель обработки диаграмм геофизических исследований скважин	Ниязова А.Т. Магистр технических наук	16.03.2020	
Современные проблемы ГИС	Ниязова А.Т. Магистр технических наук	16.04.2020	
Нормоконтолер	Алиакбар М.М. Тьютор		

Научный руководитель _____ Ниязова А.Т.

Задание принял к исполнению обучающийся _____ Сүлейменов Ә.О.

_____ Сейтов А.Т.

Дата "_____"_____2020 г.

АННОТАЦИЯ

Настоящая работа состоит из четырех основных разделов.

В геологической части рассматриваются геологические условия залегания пластов месторождения Жанажол, характеристика продуктивности месторождения, основные свойства пластов, жидкостей и газов, насыщающих продуктивные горизонты.

В технико – технологической части рассматриваются общие технико-технологические вопросы и рассчитано влияние газа на работу глубинонасосных скважин.

В экономической части проекта рассматриваются технико-экономические показатели НГДУ «ОН» за предыдущий год.

В охране труда и окружающей среды рассматриваются основные мероприятия по обеспечению условий безопасности труда, при технологических работах скважин, и мероприятия по охране недр и окружающей среды.

АҢДАТПА

Бұл жұмыс төрт негізгі бөлімнен тұрады.

Геологиялық бөлімде Жаңажол кенорнының қабаттар жатысының геологиялық жағдайы, кенорын өнімділігінің сипаттамасы, өнімді қабаттарды қанықтыратын қабаттардың, сұйықтықтар мен газдардың негізгі қасиеттері қарастырылады.

Техникалық-технологиялық бөлімде жалпы техникалық-технологиялық мәселелер қарастырылады және терең сорғыш ұңғымалардың жұмысына газдың әсері есептеледі.

Жобаның экономикалық бөлімінде МГӨБ «ОН» ның өткен жылғы техникалық-экономикалық көрсеткіштері қарастырылады.

Еңбекті және қоршаған ортаны қорғау бөлімінде технологиялық жұмыстар кезінде еңбек қауіпсіздігі жағдайларын қамтамасыз ету , жер қойнауын және қоршаған ортаны қорғау жөніндегі негізгі іс-шаралар қарастырылады.

ABSTRACT

This paper work consists of four main sections.

In the geological part, we consider the geological conditions of the formation of the Zhanazhol field, the characteristics of the productivity of the field, the main properties of the layers, liquids and gases that saturate the productive horizons.

In the technical and technological part, General technical and technological issues are considered and the influence of gas on the operation of deep-pump wells is calculated.

The economic part of the project considers the technical and economic indicators of OGPD «ON» for the previous year.

In the field of labor and environmental protection, we consider the main measures to ensure labor safety conditions during technological operations of wells, and measures to protect the subsurface and the environment.

СОДЕРЖАНИЕ

Содержание 9
Введение 10
1 Геологическая часть 10
1.1 Общие сведения 12
1.2 История геолого-геофизической изученности и разработки месторождения 14
1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика 15
1.4 Тектоника 23
1.5 Седиментационная модель 31
1.6 Нефтегазоносность 33
2 Анализ применяемого комплекса геофизических исследований скважин 37
2.1 Комплекс методов ГИС 37
2.2 Кавернометрия. 37
2.3 Боковой каротаж (малый и дальний) 38
2.4 Микробоковой каротаж 38
2.5 Гамма каротаж 39
2.6 Гамма-гамма каротаж плотностной ГГКп 39
2.7 Акустический каротаж 40
2.8 Потенциал самополяризаций 41
3 Интерпретационная модель обработки диаграмм геофизических исследований скважин 43
3.1 Методика определения коэффициентов объемной глинистости, пористости и нефте, водо - насыщенности 43
Определение нижнего предела эффективной пористости 47
3.2 Корреляция разреза скважин 50
3.3 Продуктивный пласт 54
4 Современные проблемы ГИС 55
Заключение 60
Список использованной литературы 61

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Жанажол располагается в Мугоджарском регионе Актюбинской области. В 1960 году сейсморазведочными работами найдены поднятия. В 1961 году начато поисковое забуривание.

В 1978 году в 4 скважине добыт долгожданный промышленный приток нефти из карбонатных толщ среднего карбона.

Этой продуктивной толщи дали название КТ-1. Разведочные работы сообразно КТ-1 велись с 1978 г по 1984 г., при бурении разведочной скважины 23 назначена продуктивность нижней карбонатной толщи (КТ- II).

К каширскому горизонту московского яруса среднего карбона и верхней части нижнего карбона относится стратиграфически продуктивная толща, которые разделены толщиной от 218 до 419 м на продуктивные толщи КТ- I и КТ- II.

В тектонике месторождение относено к брахиантиклинальной складчатости субмеридинального простирания. Углы падения крыльев от 5 до 13 градусов(рис.25). Складка осложнена двумя сводами - северным и южным, а так же тектоническими нарушениями. Одно из них проходит по западному крылу, а двое других - через центральную часть поднятия. Структура раздроблена на 3 блока: на центральную,южную и северную.

Эффективная толща КТ-II литологически сложена известняками с менее мощными прослоями доломитов, где в ее пределах выделено 2 пачки Г и Д. Коллекторы поровые с открытой пористостью в пределах от 9,5 до 12,6% и проницаемость, которых 0,060-0,395 мкм2. Дельная толща нефти колеблется от 7,75 до 54,2 м, газонасыщенная от 29,2 до 52 м, а глубина залежей 50-350 м. Коэффициент нефтенасыщенности 0,82-0,89, газонасыщенности 0,78-0,83.

Эффективная толща КТ-I литологический осложнена органогенными известняками, глинами и доломитами. Толща КТ-I имеет основные 4 продуктивные пачки: А, Б, В, В1. Пачка А, Б, В распространяется на территорий структуры, а В1 находится на северной части соленого купола (блок III).

Структура и форма насыщения продуктивных пачек в целом по КТ-I , с возможностью сложить их в одну объемно-пластовую залежь с идентичными ГНК (-2560,2 м) и ВНК (-2664-2651 м). Пористость коллектора КТ-I варьируется от 11-14%, проницаемость колеблется 0,08-0,17 мкм^2. Флюидоупорами нефтяной части залежи показаны глинистые породы нижнепермской системы.

В глубине 1000 м скважины ЮЖ-1 начались геологические комплексные каротажи, в пластах КТ-I и КТ-II соответственно были обнаружены различные уровни нефтегазового отображения.

По интерпретации каротажа КТ-I литология секции резервуара - известняк, доломитовый известняк и зольный доломит. По кривой трещины, трещины в резервуаре КТ-I относительно развиты, а типы резервуаров в основном пористые и трещино-поровые. Разделены эффективные резервуары

22слоя/ 58,8м. По интерпретации каротажа КТ-II основная литология секции резервуара представляет собой известняк, а трещины в секции резервуара слабо развиты, а типы резервуаров в основном пористые. Разделены эффективные резервуары 4 слоя / 9,1м.

Объёмным методом проводился расчёт запасов нефти и газа в каменноугольной системе скважины ЮЖ-1. Совокупная толщина четырех нефтяных пластов, двух плохих нефтяных пластов КТ-I и двух нефтегазовых пластов КТ-II составляет 14,0 м, а геологические запасы на единицу площади ($1km^2$) составляют $47,21 \times 10^4$t.

Цель исследования: дипломной работы является, провести анализ применяемых комплексных методов ГИС и их интерпретация на месторождении Жанажол.

Исходя из установленной цели, автором выделены и решены последующие главные **задачи:**

- Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения
- Определения пластов с полезными ископаемыми
- Анализ применяемого комплекса геофизических исследований скважин
- Рассмотреть современные проблемы геофизических исследовании скважин

Объектом исследования является газоконденсатное месторождение Жанажол.

Предметом исследования является история месторождения, разновидности методов ГИС используемые на месторождении Жанажол.

1 Геологическая часть

1.1 Общие сведения

Месторождение Жанажол расположено в восточной окраине Прикаспийской впадины в районе Предуральского плато, находящийся меж Мугоджарских гор и рекой Эмба, входит в состав Мугоджарского района Актюбинской области.

К северо-западу от Жанажола, на расстоянии 35 км находится месторождение Кенкияк, на котором разрабатываются залежи нефти в надсолевом комплексе (нижний мел, юра, пермотриас) и приступили к разработке залежи нефти в подсолевом комплексе - нижней перми и карбоне.

Рельеф территории слабо всхолмлена равниной, раздробленной оврагами и балками. Отметки варьируются от +126 до +272м. Минимальные отметки приурочены к долине реки Эмба, с юго-запада ограничивающей территорию месторождения.

Гидрогеология региона, в основном, обусловлена рекой Эмба. Река распространяется к юго-западу в 3-15км, где ее воды используют для промышленных нужд. Для питья источником является воды в колодцах вблиз реки Эмба, уровень составляет здесь 3 и более метров.

Левый приток Эмбы - Ат-Жаксы не имеет постоянного водотока и наполняется водой в период весеннего половодья. Климатические условия региона континентальные, в жаркий месяц доходит до температуры +40 °С, а в самом холодном месяце -39°С.

В среднем в год выпадает 140-200 мм осадка. Регион малонаселен. К западу в 37км находится месторождение Кенкияк, а к северо-востоку расположен сельскохозяйственная база Жанажол. В 15км начата разработка месторождения Алибекмола и идёт подготовка к началу разработки месторождение Кожасай. В 100км проведен трубопровод Гурьев-Орск.

К востоку от месторождения в 115км построена железнодорожная станция Эмба.

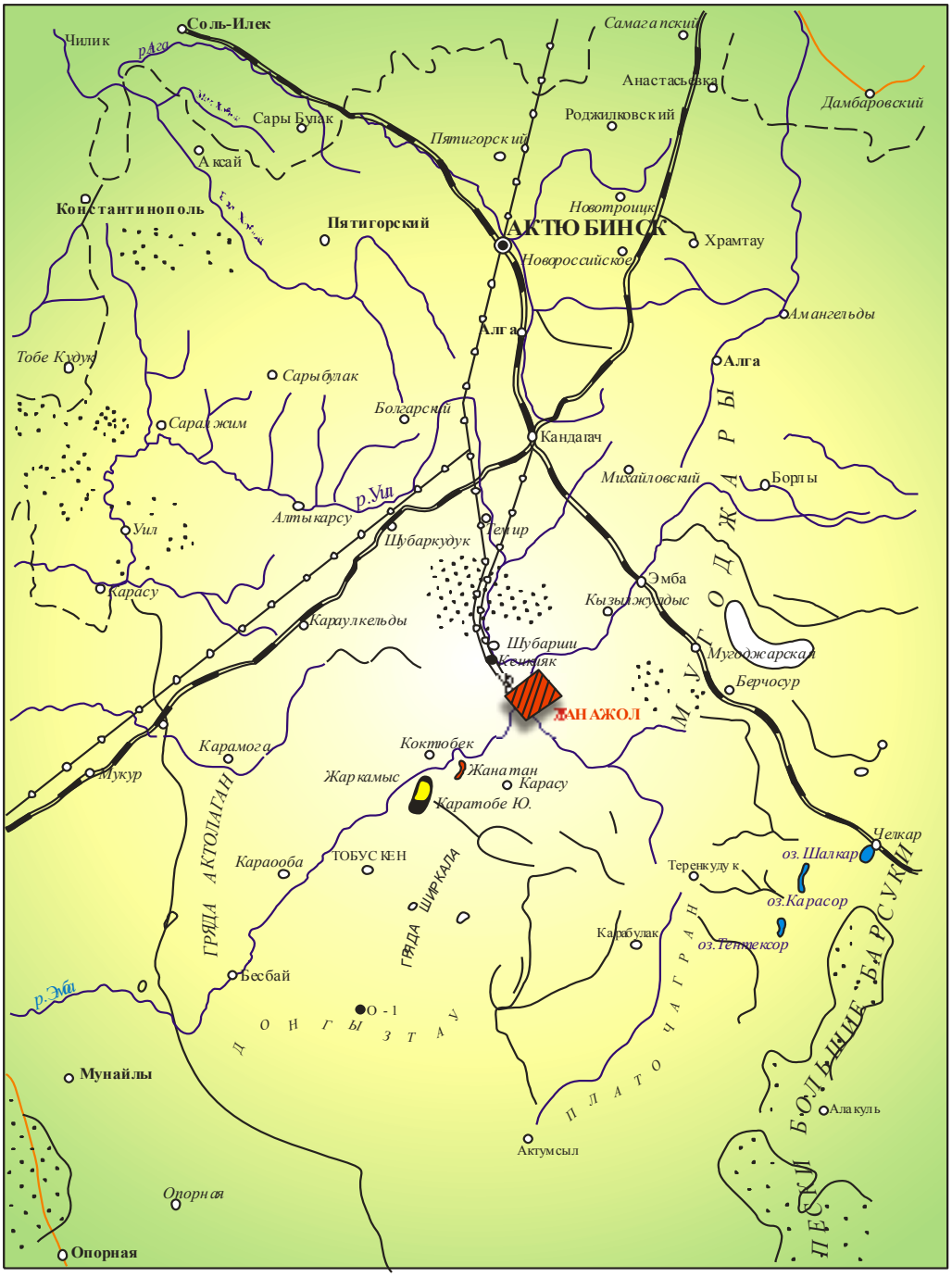
На севере от Жанажола в 140 км есть базовый поселок производственного объединения “Актюбнефте-газгеология” в г. Октябрьске. На данный момент введется строительство дорог от Октябрьска до Жанажола, а также проведена электросеть для пробуривания нефтенасыщенных скважин.

От областного центра, г.Актюбинска, до Жанажола около 240 км.

На местности имеются строительные материалы такие как щебень, глины, песчаники, чернозём, которые применяются для глинистых растворов. Население в основном казахи, занимающиеся отгонным животноводством.

Масштаб 1:3 000 000

30 0 30 км



Условные обозначения:

- площадь работ
- граница области
- нефтепровод
- месторождение нефти
- месторождение нефти, газа, конденсата

Рисунок 1.1 – Обзорная карта месторождения Жанажол

1.2 История геолого-геофизической изученности и разработки месторождения

Впервые информация о геологическом строении района была опубликована в работах С. К. Ковалевского и А. П. Гернгросса. Изучения начались в 1940 году вдоль рек Темир, Эмба и Атжаксы. Они делали маршрут и более детальное, и систематическое изучение территории начинается в 1944 году.

В 1944-1946 годах Каспийско-Аральская партия под руководством Г. И. Водорезова провели геологическую съемку М40 в масштабе.

В результате исследования к участку была составлена геологическая карта и записи, в которой выделились основные вопросы стратиграфии и тектоники данной территории.

Более точные описания даны авторами В. И. Самодуровым и И. В. Ивановым в 1949 году, где они провели геологическую съемку в масштабе 1: 200000 м-40-XXXIV, в которую входит Жанажол. В 1952 году сделана гравиметрическая съемка того же масштаба.

В 1954 году с масштабом 1:50000 на этом районе была осуществлена геологическая съемка с использованием картографического бурения (А. С. Зингер).

В 1960 году, была открыта Жанажольское поднятие и в 1962 году Актюбинской геофизической экспедицией была готова к бурению.

С 1976 года поисковые работы велись Актюбинской нефтеразведочной экспедицей, а с 1978 года – взяла под контроль "Казнефтегазгеология".

В 1981 году бурение разведочной скважины №23 показало, продуктивность нижнего карбонатного слоя (КТ-II).

С 1981 года ведут поиск пластов на месторождении в составе Ассоциации "Актюбнефтегазгеология", созданной 1 октября 1981 года.

В конце 1981 года вновь созданная Ассоциация "Актюбинскнефть" Министерства нефти и газа СССР приступила к бурению разведочных скважин на Жанажоле.

В феврале 1981 года объединения "Гурьевнефтегазгеология" и "Актюбнефтегазгеология" завершили разведку нефтегазоконденсатного месторождения верхних карбонатных пластов Жанажольского месторождения, в то время как разведочные работы по нефтяному месторождению нижних карбонатных пластов все еще продолжались.

По материалам геологоразведочных работ на месторождении Министерством геологии КАЗ. ССР, объединения " Гурьевнефтегазгеология "и" Актюбнефтегазгеология " совместно с Актюбинской нефтеразведочной экспедицией и Каз. НИГРИ была выполнена работа “расчет запасов нефти, газа и конденсата на месторождении Жанажол”.

Запасы нефти, газа и конденсата участка были устоновленны ГКЗ СССР 23 июня 1982 года.

В настоящее время в промышленной разработке находятся семь объектов месторождения (пачки Б, В+В'$_{север}$, В+В'$_{юг}$, Г-III, Д-III, Д$_{в}$-I и Д$_{н}$-I),два объекта А и Г-I находятся в пробной эксплуатации и разрабатываются ограниченным числом скважин.

Разработка взяло начало с бурения первой карбонатной толщи

В 1989 году разработка КТ- II велась со стандартом ЦКР СССР.

1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика

Палеонтологические и геофизические данные показали наличие пород каменноугольной, пермской, триасовой, юрской, меловой систем с соответствующими им подразделениями в отложениях, вскрытых глубокими скважинами в пределах структуры Жанажол.

При биостратиграфической характеристике разрезов месторождения Жанажол за основу принята стратиграфическая схема Восточно-Европейской платформы (1989), куда впервые была введена Прикаспийская впадина как самостоятельный субрегион, в котором выделены региональные горизонты, ярусы. Расчленение вскрытого разреза выполнено на основе комплекса фаунистических данных, выявленных как по керну, так и шламу, но тем не менее, из-за недостаточной охарактеризованность разреза каменным материалом, трудно проследить момент появления нового вида при изучении разреза скважин.

Детальное биостратиграфическое обоснование возраста отложений с учетом геофизических реперов позволило произвести стратиграфическую привязку продуктивных пачек, выделенных в подсолевом карбонатном разрезе.

Палеозойская группа – PZ

Палеозойские отложения вскрыты в составе каменноугольной и пермской системы.

Каменноугольная система (C) представлена тремя отделами.

Стратиграфический диапазон каменноугольной системы условно был разделен на две карбонатные толщи названных КТ-I и КТ-II. Разделом явилась терригенно-карбонатная пачка подольского возраста.

При отнесении определенного стратиграфического комплекса к условно разделенным продуктивным карбонатным толщам, рассматривались ряд критериев, начиная от палеонтологических исследований до гидродинамических, позволяющих установить наличия покрышек, границы развития карбонатного резервуара, близких по своим свойствам пород-коллекторов, флюидной системы, термобарических параметров и т. д.

Карбонатная толща КТ-II охватывает отложения от веневского горизонта верхнего визе до каширского горизонта нижнемосковского подъяруса включительно. При этом полностью в вскрытом разрезе отсутствуют

отложения верхнебашкирского подъяруса, прикамского горизонта нижнего башкира.

Литологическая граница между КТ-II и КТ-I, так называемой подсолевой межкарбонатной толщи отложений (МКТ), по палеонтологическим данным отвечает стратиграфической границе между нижнее- и верхнемосковским подъярусами среднего карбона.

Карбонатная толща КТ-1 представлена отложениями каменноугольной системы в виде среднего отдела (*верхнемосковский* подъярус - подольский и мячковский горизонты) и верхнего отдела (касимовский и гжельский ярусы).

Ниже дается подробное описание вскрытого стратиграфического разреза месторождения Жанажол:

Таблица 1 – Вскрытый стратиграфический разрез месторождения Жанажол

<table>
<tr><th>Система</th><th>Отдел</th><th colspan="3">Ярус (подъярус, горизонт)</th><th colspan="2">Группы нефтяных пластов</th></tr>
<tr><td>Пермская (P)</td><td>нижний (P_1)</td><td colspan="3">Ассельский + Сакмарский (P_{la}+P_{ls})</td><td colspan="2">Первая подсолевая терригенная пачка</td></tr>
<tr><td rowspan="15">Каменноугольная (C)</td><td rowspan="2">верхний карбон (C_3)</td><td colspan="3">Гжельский ярус (C_{3g})</td><td rowspan="3">Верхняя карбонатная толща (КТ-I)</td><td>А</td></tr>
<tr><td colspan="3">Касимовский (C_{3k})</td><td>Б</td></tr>
<tr><td rowspan="5">средний карбон (C_2)</td><td rowspan="4">московский (C2ml)</td><td rowspan="2">верхний подъярус</td><td>мячковский горизонт (C_{2m2mc})</td><td>В</td></tr>
<tr><td>Подольский горизонт (C_{2m2hd})</td><td colspan="2">Вторая подсолевая терригенная пачка</td></tr>
<tr><td rowspan="2">нижний подъярус</td><td>каширский горизонт (C_{2m1k})</td><td rowspan="4">Нижняя карбонатная толща (КТ-II)</td><td rowspan="2">Г</td></tr>
<tr><td>верейский горизонт (C_{2m1v})</td></tr>
<tr><td>Нижнее-башкирский (C2b)</td><td></td><td>Северо-кельтменский и краснополянский горизонты</td><td rowspan="6">Д</td></tr>
<tr><td rowspan="6">нижний карбон (C_1)</td><td rowspan="3">Серпуховский (C_{ls})</td><td rowspan="2">верхний подъярус (C_{ls2})</td><td>Протвинский горизонт (C_{ls2pr})</td></tr>
<tr><td>Стешевский горизонт (C_{ls2st})</td></tr>
<tr><td>нижний подъярус (C_{lsl})</td><td>Тарусский горизонт (C_{lsltr})</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Визейский (C_{lv})</td><td>верхний подъярус (C_{lv3})</td><td>Веневский горизонт (C_{lv3vn})</td></tr>
<tr><td>верхний подъярус (C_{lvl+2})</td><td></td><td colspan="2">Третья подсолевая терригенная пачка</td></tr>
</table>

Нижний отдел (C_1) вскрыт в составе визейского и серпуховских ярусов.

Ярус Визе (C_1S) показан терригенным и карбонатным строениями.

Подъярусы нижнего и средних отложении (C_1v^{1+2}) вскрыты на глубину от 29м (№72) до 472м (№3) и обозначен серыми, в некоторых местах аргиллитами, песчаниками, реже встречаются гравелитами и формируют III толщу терригенных пород.

В верхней части разреза она выделяется породами визейского яруса включенный в веневский горизонт мощностью от 63м до 85м. Выявленные отложения: серые известняки, органогенные, детритовые, комковатые с прослоями доломитов.

Породы яруса визе преграждаются отложениями серпуховского яруса. По литологическим свойства они ограничиваются известняками и доломитами.

Ярус Серпуховск (C_1S) осложнен доломитами, реже известняками, серыми, темно-серыми, мелкокристаллическими, органогенными, массивными, стилолитовыми швами.

С учетом четких каротажных коррелятивов и палеонтологических данных серпуховские отложения расчленяются на три горизонта: *тарусский (C_1s^1tr)* в пределах нижнего подъяруса, толщиной от 76 до 86м, *стешевский (C1s2st)* толщиной 47,4-91м, *протвинский (C1s2pr)* толщиной 110-173м. Отложения данных горизонтов в литологическом плане мало, чем отличаются от веневских, характеризуясь широким распространением биомофорно-полидетритовых и водорослевых, а также тонкозернистых известняков. Однако породообразующих организмов становится меньше, обедняется родовой состав фораминифер. Особенностью тарусского горизонта является частая смена пористых прослоев плотными, обилием глинистых слойков; для стешевского горизонта характерно развитие частых пористых известняков, особенно фораминиферово-детритово-водорослевых разностей. В середине горизонта выделяется пласт сильно перекристаллизованного крепкого известняка.

Протвинские отложения, как и тарусские, характеризуются частым чередованием пористых и плотных прослоев известняков биомофорно-детритово-водорослевых, сгустковых, встречаются прослои известняковых гравелитов.

Среднекарбонатные отложения(C_2) показаны нижнебашкирским и московскими ярусами.

Отложения нижнего башкирского яруса с неоднородностью отрезают породы верхнего серпуховского яруса.

Башкирский ярус (C_2b) представлен только нижним подъярусом (C_2b_1), в виде краснополянского и северокельтменского горизонтов, которые практически не отличаются друг от друга.

Данный комплекс отложений исключительно охарактеризован фауной, осложнен в основном известняками, с редкими прослоями доломита темно-серыми, органогенными, массивными**,** кавернозно-пористыми, со стилолитовыми швами, редкими прослойками аргиллитов. Главными породообразующими организмами являются фораминиферы, брахиоподы, водоросли, остатки иглокожих. Толщина нижнебашкирских образований находится в пределах 71,4 - 148м. Для них характерна по сравнению с другими частями разреза КТ-II, большая доломатизация.

Московский ярус (C_2m) состоит из двух подъярусов (C_2m_1) и (C_2m_2,), при чем нижний (C_2m_1) залегает с резким стратиграфическим несогласием на башкирские отложения.

Нижний подъярус (C_2m_1) состоит из двух горизонтов. *Верейский горизонт* (C_2m_1vr) имеет толщину от 76,5 до 145,5м, *каширский горизонт* (C_2m_1ks) изменяется в еще более резких пределах – от 72 до 181м, при этом наибольшие толщины характерны для северной части месторождения.

Для данного комплекса отложений характерна фациальная изменчивость, выраженная многообразием разностей известняков, частой сменой разных групп литогенетических типов породы по площади и по разрезе. В основании комплекса, как уже отмечено, с резким размывом, покрывающим башкирские отложения, залегает пачка плотных фораминиферово-водорослевых, окатанно-зернистых и комочковых известняков с обильными сообществами фораминифер.

Как видно из вышеизложенного, отложения КТ-II с учетом их литолого-фациальных особенностей, гидродинамической связь развивалось в обстановке мелководного шельфа. С изменением данных положений это отразилось на слагающие породы, их генетических признаках, величине толщин, степени коррелируемости разрезов скважин.

Толща представлена в основном фациями открытой платформы. На западе проявляется платформенно-окраинная песчаная фация.

В процентном отношении биогермно-обломочных известняков в разрезе КТ-II намного больше (67,4%), чем в КТ-I (44,2%). Микритовые известняки и доломиты сосредоточены главным образом в разрезе КТ-I.

По распределениям разных классов горных пород южного и северного поднятий видно, что отложения северного поднятия относятся к ограниченно-платформенной фации. Следовательно, доломит и микритовый известняк в основном располагаются в пределах северного блока. А отложения южного поднятия относятся к наследственно открыто-платформенной фации, следовательно, оолитовые и внутриобломочные известняки, которые образовались при высокоэнергетических условиях, располагаются преимущественно на южном поднятии.

Толщина КТ-II в пределах площади месторождения изменяется, увеличиваясь с юга на север – от 649м в скважине 3 и 826м в скважине 72.

Подъярус верхнемосковский (C_2m_2) показан горизонтами мячковский и подольсий.

Горизонт подольский (C_2m_2pd) сложен доломитами реже известняками, аргиллитами и гравелитами. В свою очередь горизонт распределяется на две продуктивные толщи: на верхние и нижние карбонатные толщи.

Подсолевая межкарбонатная толща (МКТ) мощностью от 254м до 393м является флюидоупорной покрышкой для залежей углеводородов во второй карбонатной толще. Их возраст впервые был определен по характерному комплексу фораминифер в интервалах 3119-3113м, 3087-3084м, 3051-3048,9м, 3024,4-3019,5м в скважине 1. В литологическом отношении толща представлена чередованием светло-серых, серых глинистых известняков, кристаллических, микрокристаллических, неглинистых, местами буро-серых, криптокристаллических, биокластических, онколитовых, сферолитовых

известняков и песчаников средне, мелко, крупнозернистых, фельдшпатовых, детритовых, известковых. В известняках иногда встречаются мелкие стилолиты, заполненные черным органическим веществом, в изломе - мелкие доломиты; светло-серыми, темно-серыми неравномерно глинистыми карбонатными алевролитами, в нижней части в глинистых алевролитах местами встречаются кварцевые гальки; серыми, темно-серыми, разной карбонатности, неравномерно алевритистыми аргиллитами.

Карбонатная часть подольского горизонта, представленная в основном известняками светло-серыми, органогенно-обломочными, прослоями микрозернистыми, плотными, крепкими, имеет толщину от 122м до 229м и составляет нижнюю часть верхней или первой карбонатной толщи месторождения (КТ-I).

Мячковский горизонт (C_2m_2mc) толщиной от 53 до 161м представлен светлыми, прослоями темно-серыми органогенно-обломочными, микрозернистыми известняками и доломитами. Мячковский возраст определен по комплексу фораминифер из скважин №1 (интервал 2998-2993м), №5 (инт. 3117-3114м, 3003-3000м, 2945-2938м) и конодонтами найденных в скважине №8 (интервал 2909-2903м).

Верхнее каменноугольные отложения(C_3) из-за множество органогенных остатков подчеркивается ярусами касимовский и гжельский ярусы.

Ярус Касимовский (C_3K) определен по комплексу фораминифер из скважины 5 (2832-2824м, 2824-2819м), №1 (2900-2898м), №6 (2909-2906, 2899-2897, 2894-2888, 2884-2879м), №12 (3013-3001м) и конодонтов их скважин №5 (2832-2824, 2819-2816м), №8 (2819-2814м). По этим данным касимовский ярус представлен в полном объеме, т.е. в составе всех зон: *“Protriticites pseulomontiparus”, “Obsoletes obsoletes”, “Mantiparus montiparus”, “Triticites acutus, T.arcticus”*.

По литологий на территорий большое распространение имеют породы такие как доломиты и известняки, но на востоке выделены серые мелкокристаллические ангидриды. Мощность горизонта касимовский калеблется от 59 до 130 м.

Ярус Гжель (C3g) показан верхними и нижними частями. Особенностью данного яруса является известняки с оргоническими остатками, которые на 60-75% из растительных и морских отложений. Рассматриваемая часть гжельского яруса представлена двумя зонами – “*Triticit stucrenberg*” “*yigulites yiguleusis*”, что подтверждается находками фораминифер в интервалах 2984,2-2980м и 2936,6-2930м в скважине 12.

В нижней части разреза терригенной породы яруса гжель показаны глинами, доломитами, оргоногенными песчниками**.** Возраст установлен благодаря находкам фузулинид в интервале 2762-2704м в скважине 1, а также конодонтов в скважинах 6, 7, 9, 12, 23.

Также по результатам бурения скважин в сводовой части южного поднятия в районе скважин №№655, 2092, 5086, 5089 отмечается полное

размытие отложений гжела, что возможно связано с наличием здесь тектонических нарушений f_1 и $f_1^{/}$.

Общая толщина гжельского горизонта изменяется от 45 до 133,9м.

Таким образом, верхняя продуктивная толща КТ-I представлена фациями открытой платформы, органогенно-платформенными, платформенно-окраинными песчаными фациями, а также испарено-платформенными фациями.

Пермские отложения (P) представлены двумя отделами: нижним и верхним.

Нижняя часть пермской системы (P_1) выделена всеми ярусами

Ярусы ассель и сакмарский (P_1a+P_1s) образуют региональный флюидоупор для залежей углеводородов в КТ-I.

Ассельский ярус подтвержден фауной фораминифер в скважинах №1 (2646-2645м, 2498-2495м). Покрышка в значительной степени глинистая по составу и изменяется в резких пределах. Так, толщина сакмарского яруса изменяется от 4 до 402 м, а ассельского от 13 до 676,8м.

Кунгурский ярус ($P_1к$) представлен гидрохимическими отложениями подсолевой толщи и образует флюидоупор для продуктивной карбонатной части в пределах данного месторождения.

Нижележащий отдел яруса представлен терригенными отложениями, на верхней части встречается толща галогенных отложений, выше покрывает терригенно-сульфатные породы**,** представленные алевролитами.

Толщина яруса изменяется от 33 до 1596м.

Верхняя часть пермской системы (P_2) показан пестроцветными, серыми известняками, пелитами реже ангидритами и имеются также алевролиты Песчаники мелко-тонкозернистыми с включениями слюд. Глины серые, темно-серые, местами красноцветные**.** Мощность верхне-пермских отложений составляет от 20 м до 2032 м.

Мезозойская группа – MZ

Отложения мезозоя пробурено всеми скважинами. При бурении скважин были выявлены отложения триаса, юры и мела показанные терригенными породами. Представлены песчаниками, глинами, алевролитами, ангидритами, конгломератами и реже доломитами.

Мощность отложении составляет от 509 до 2270м.

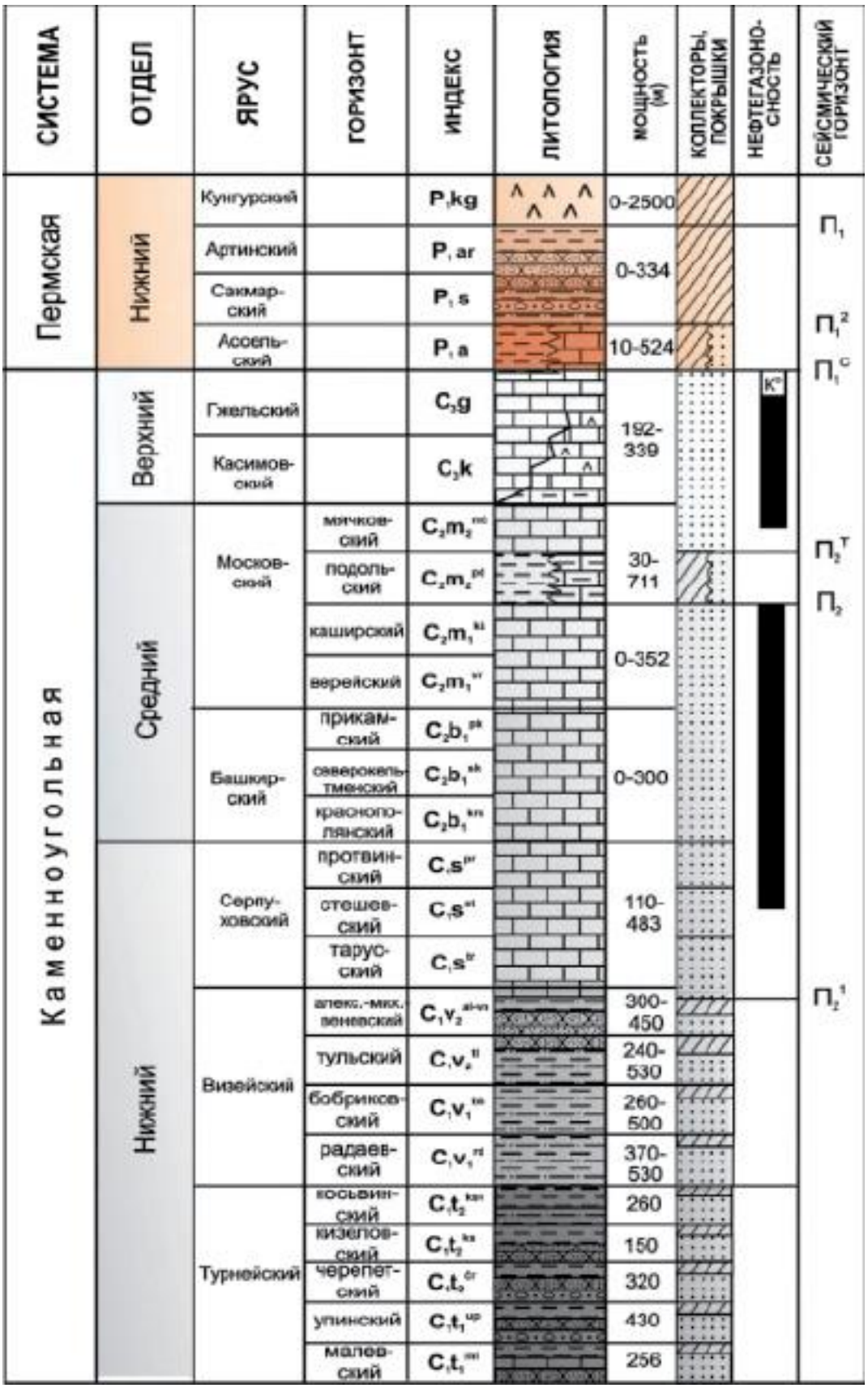


Рисунок 1.2 – Литолого-стратиграфический разрез подсолевых отложений ЖанажолТорткольской зоны

Рис. 3. Геологический профиль по линии Кожасай-Синельниковская-Жанажол (составили О.С. Обрядчиков, А.А. Константинов).

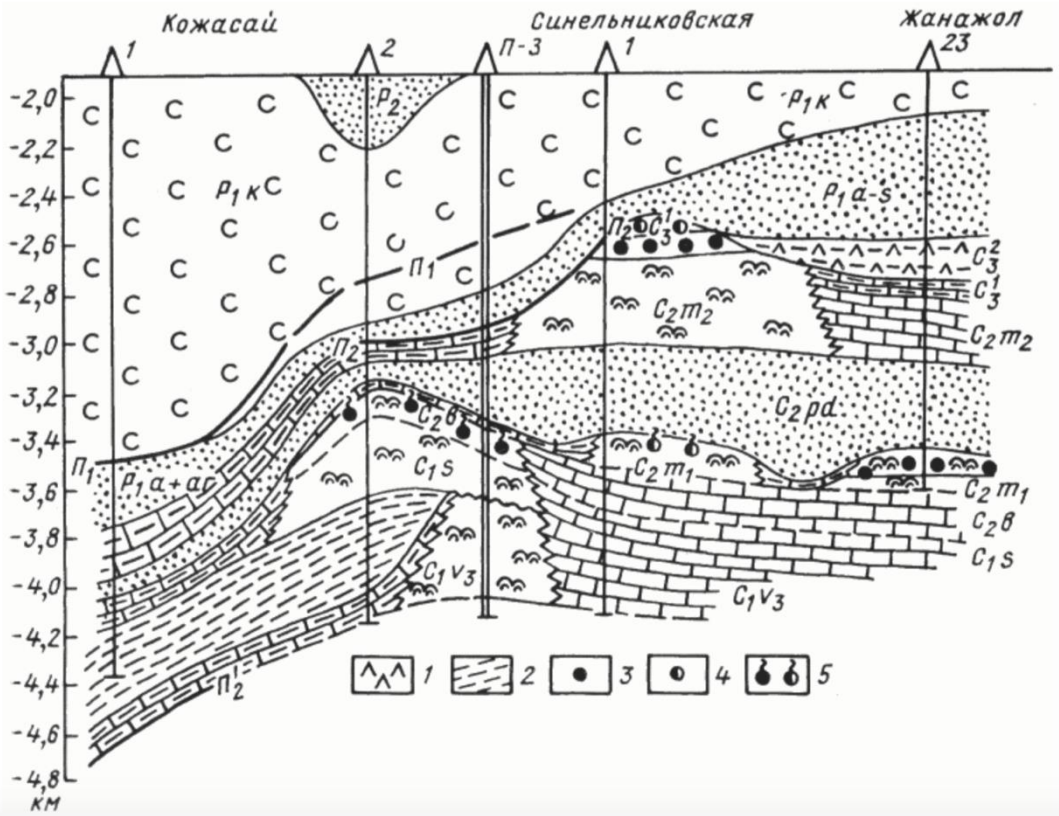


Рисунок 1.3 – Геологический профиль по линии Кожасай- Синельниковская-Жанажол (Составили Обрядчиков О.С., Константинов А.А.)

1.4 Тектоника

Месторождение Жанажол приуочено к восточной части Прикаспийского бассейна, который в свою очередь разъединен от Уральской складчатой ситемы Ащисайским и Сакмаро-Кокпектинским разломами. (рис.1.4).

Продуктивный горизонт $П_3$, прикреплен к осадочной толще с погружением подсолевого ложа в сторону центральной части Прикаспийской впадины. Бассейн подразделяется на основные 4 группы **:** Коздысайскую (7-7,5км), Жанажольскую (5,5-6км), Шубаркудукскую (7,5-8км), Кенкиякскую (6,5-7км). Мощность ступеней варьируется от 9-13км до 60км.

Региональные ступени, осложнены брахиантиклинальными подъемами и впадинами, простирающимися преимущественно параллельно боковой области. Одним из таких этапов является Жанажольский, для которого характерно развитие массивных массивов карбонатных пород. На Жанажольской ступени расположены структуры Урихтау, Жанажол, Синельниковская и др. Самое крупное из перечисленных поднятий – Жанажольское. Оно приурочено к северо-восточной вершине Жаркамысского выступа фундамента, получившего название Тамдыкульский свод с отметкой по поверхности фундамента – 7км.

По результатам поисково-разведочного этапа структура Жанажол представляла собой брахиантиклинальную складку, вытянутую в северо-восточном направлении и осложненную двумя локальными поднятиями: северным и южным. Здесь разведаны две самостоятельные газонефтяные залежи – в верхней и в нижней карбонатных толщах.

В 2002 году в рамках отчета «Переводе запасов нефти из категории C_1 в высшую категорию «В» месторождения Жанажол» по фактическим данным пробуренных скважин на месторождении был выделен ряд тектонических нарушений, делящих его на восемь блоков. Данные тектонические нарушения были в основном проведены по данным скважин, где на одной гипсометрической отметке отмечались разнонасыщенные пласты-коллекторы.

В 2003 году на лицензионной территории были проведены сейсмические работы 2D объемом 832,6 пог. км, а в 2004-05 гг. на месторождении была выполнена 3D сейсморазведка на площади 405 км^2. Полученные новые материалы сейсморазведки с геолого-геофизическими данными пробуренных скважин мало изменили представление о геологическом строении месторождения, как о брахиантиклинали с двумя сводами – юго-западным и северо-восточным и осложненной несколькими сбросами малой протяженности.

В связи с тем, что сейсмическая интерпретация не подтвердила ранее принятую (2002 г.) структурную модель, специалисты ТОО "Научно-исследовательский институт Каспиймунайгаз" совместно с Пекинским институтом переосмыслили 3D сейсмику в геологической программе "Petrel", используя данные ГИС, интерпретации., а также разработку с целью уточнения развития тектонических нарушений.

Тектонические нарушения были выявлены путем прослеживания их по сейсмическим профилям (рис. 1.5. -1.7).

По результатам интерпретаций в обеих карбонатных толщах были тектонические нарушения, которые достаточно четко выделяются на сейсмических профилях. Эти тектонические нарушения имели амплитуду смещения между блоками 10-20 метров.

Строения КТ-II. Общие размеры брахиантиклинали вытянутой с юго-запада на северо-восток по замкнутой изогипсе -3600м составляет 32 х 9-8 км. Общая толщина КТ-II изменяется в сторону утонения с северо-востока на юго-запад. Углы наклона южной и северной переклинали пологие, около 2-2,4°, более крутые восточное и западное крылья - в пределах 5,0-14,7°.

Южный свод. По кровле КТ-II (пачка «Г») наивысшее положение свода отмечено на глубине -3120м, а оконтуривающая изогипса -3600м. Размеры свода по изогипсе -3400м составляет 13 х 5 км. В пределах всего южного поднятия и части седловины по данным сейсмики и бурения скважин получил развитие **1 блок,** осложненный в центральной части малопротяженным и малоамплитудным тектоническим нарушением f_1. С северо-востока блок ограничен сбросом f_2 субмеридионального направления и являющегося границей с блоком 2 северного свода.

Северный купол по данным сейсмики и бурения скважин осложнен 10 малоамплитудными и малопротяженными тектоническими нарушениями от f_3 до f_{12}. В пределах северного свода выделяется два блока: II и III. **Блок 2** занимает большую часть поднятия, а **блок 3** получил развитие только в сводовой части и ограничен со всех сторон сбросами f_4, f_7 и f_8. Абсолютная глубина залегания кровли КТ-II на северном своде отмечается на отметке -3100м. Размеры свода по замкнутой изогипсе -3400м составляет 13 х 5 км.

Строение КТ-I в основном повторяет геологическое строение карбонатной толщи КТ-II. Размеры складки по замкнутой изогипсе -2650м несколько меньше, чем в КТ-II – 29 х 8 км. Южное и северное крылья брахиантиклинальной структуры по кровле КТ-I имеют угол наклона около 2 - 5°, а восточное и западное - 3 - 12°. Крылья северного свода имеют более крутое погружение, чем крылья южного. Толщина продуктивной части КТ-I увеличивается с запада на восток и с юга на север.

Абсолютные отметки глубины залегания кровли КТ-I на южном и северном сводах составляют соответственно минус 2340м и минус 2280м. Размеры южного и северного сводов по замкнутой изогипсе -2500м составляют соответственно 9 х 4 км и 11 х 5 км.

В верхнемосковское время по данным сейсмики произошло нивелирование (затухание) тектонических нарушений f_3, f_5, f_6 и f_{11} выделенных в толще КТ-II, но в тоже время на южном своде у сброса f_1 появилось параллельное ответвление $f_1^{/}$.

Остальные выявленные тектонические нарушения f_2, f_4, f_7, f_8, f_9, f_{10}, f_{12} получили развитие в верхней карбонатной толще с некоторым отклонением в направлении и протяженности относительно нарушений в толщи КТ-II.

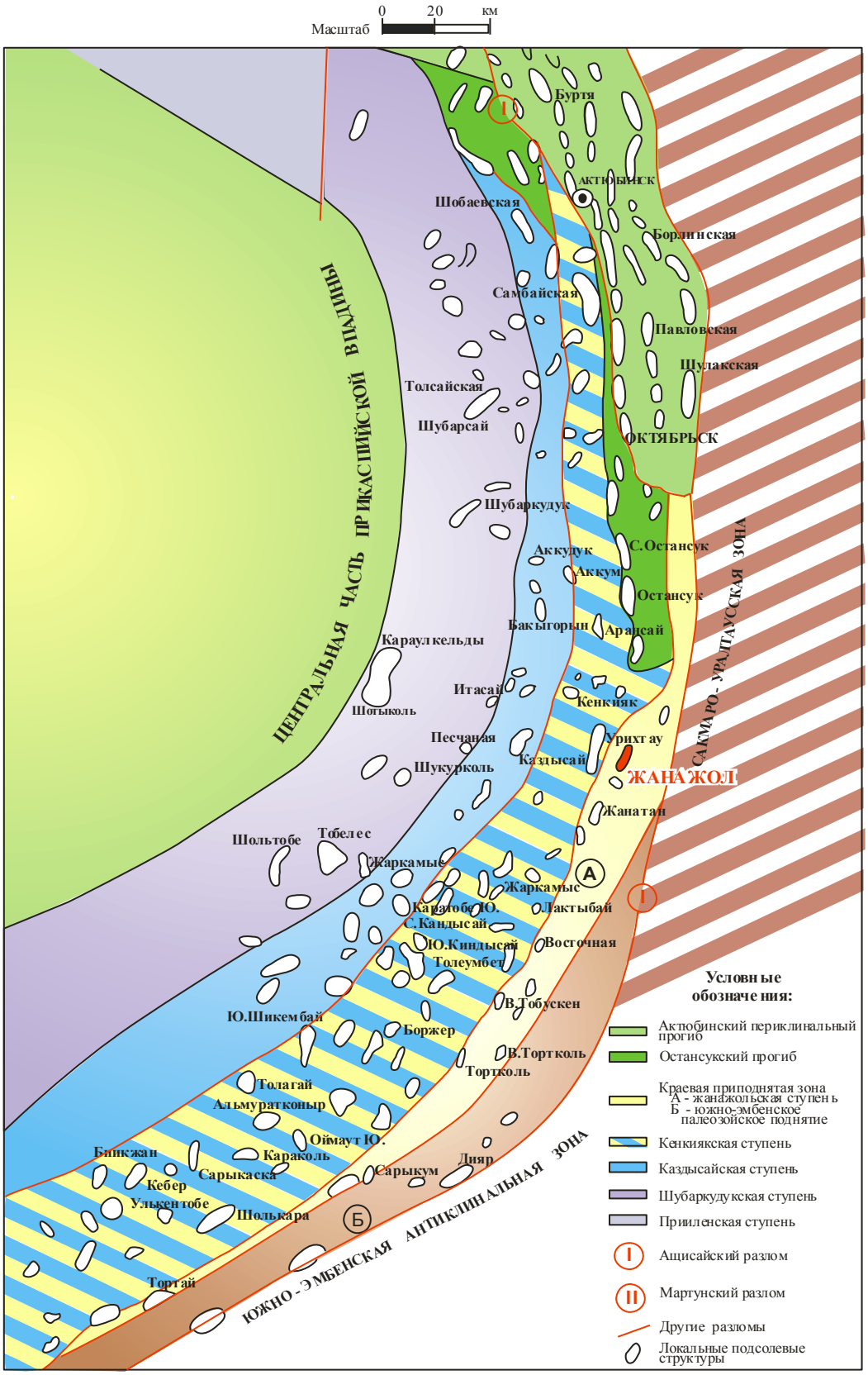


Рисунок 1.4 – Тектоническая схема подсолевых отложений восточной части Прикаспийской впадин

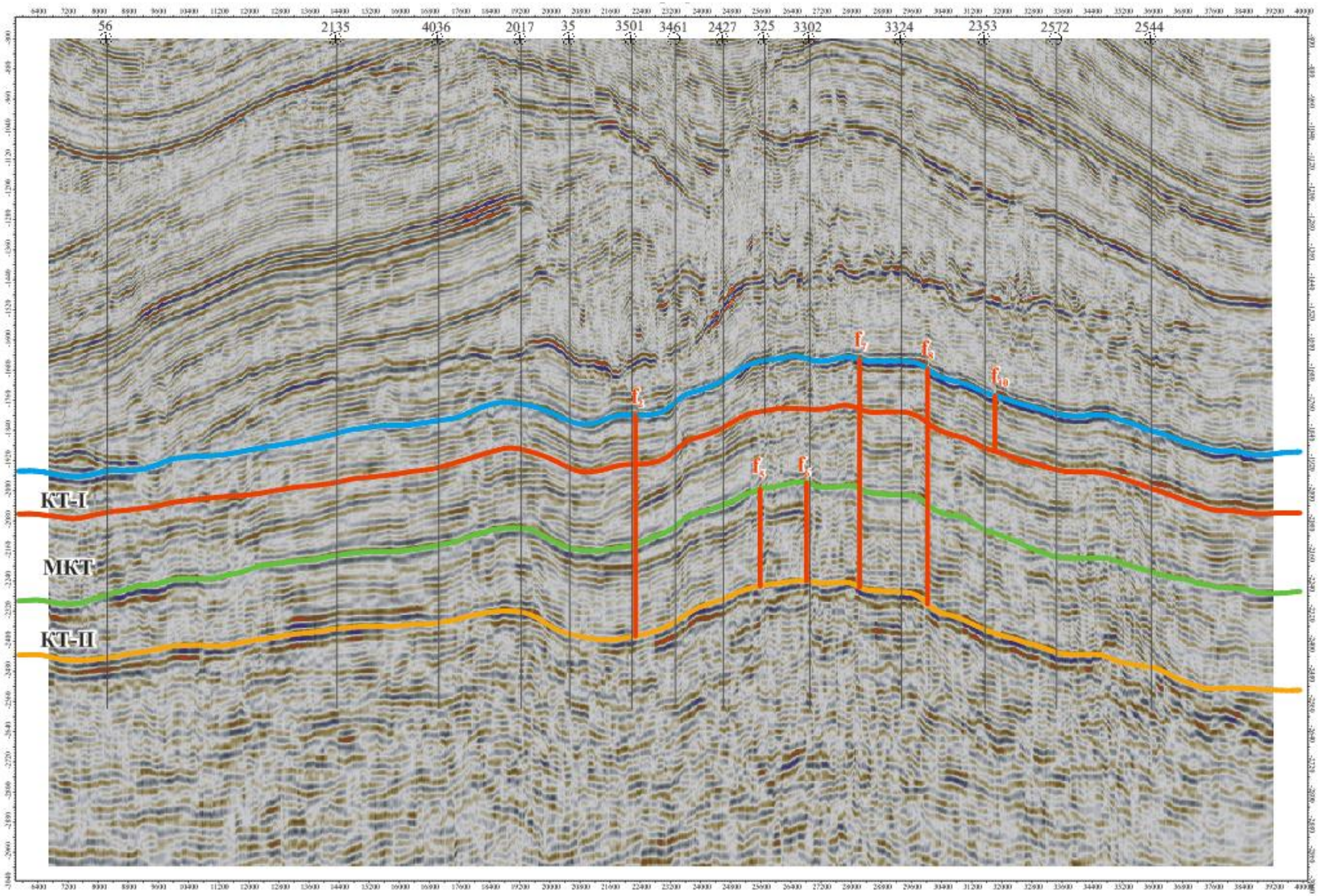


Рисунок 1.5 – Сейсмический профиль Xline 650

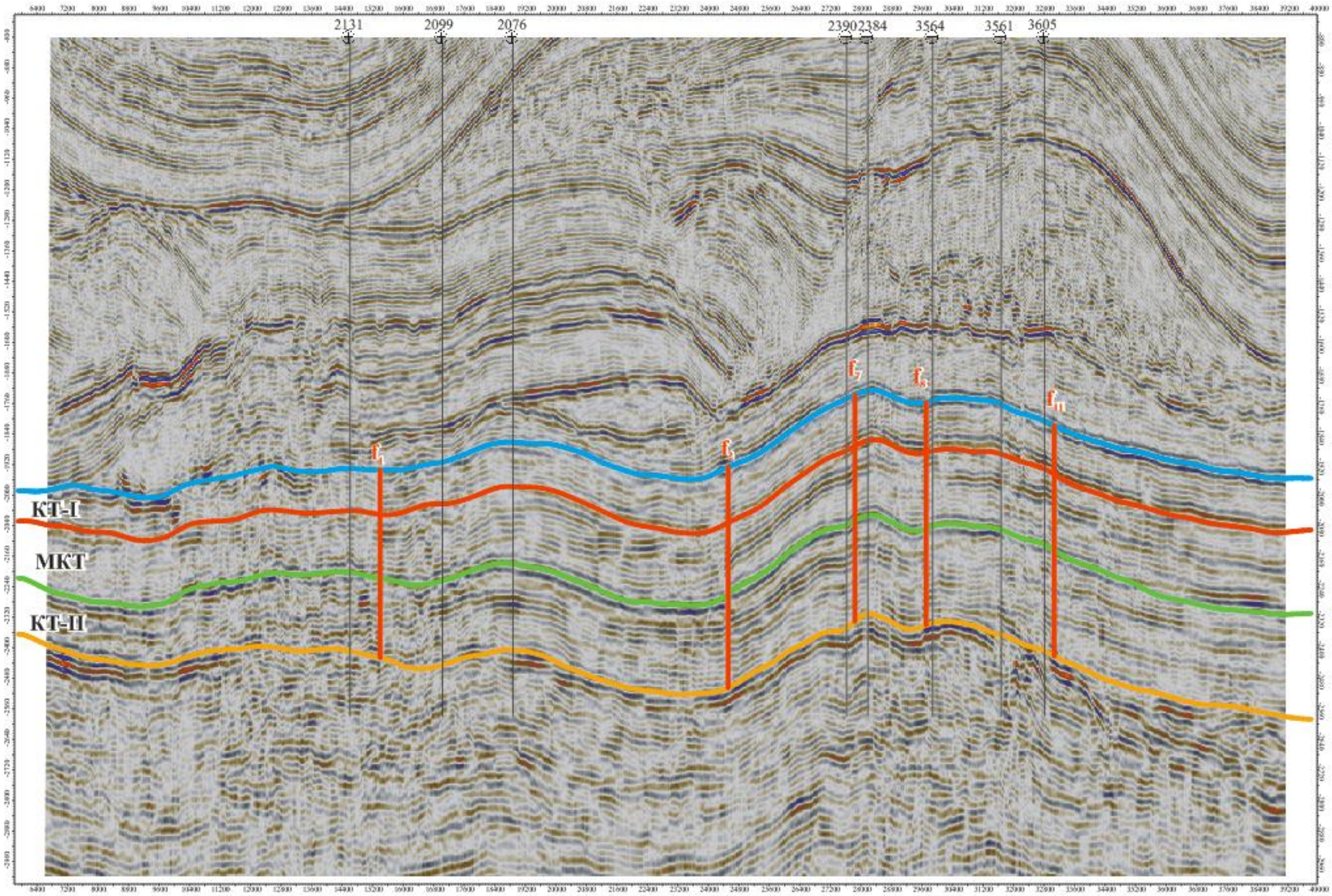


Рисунок 1.6 – Сейсмический профиль Xline 760

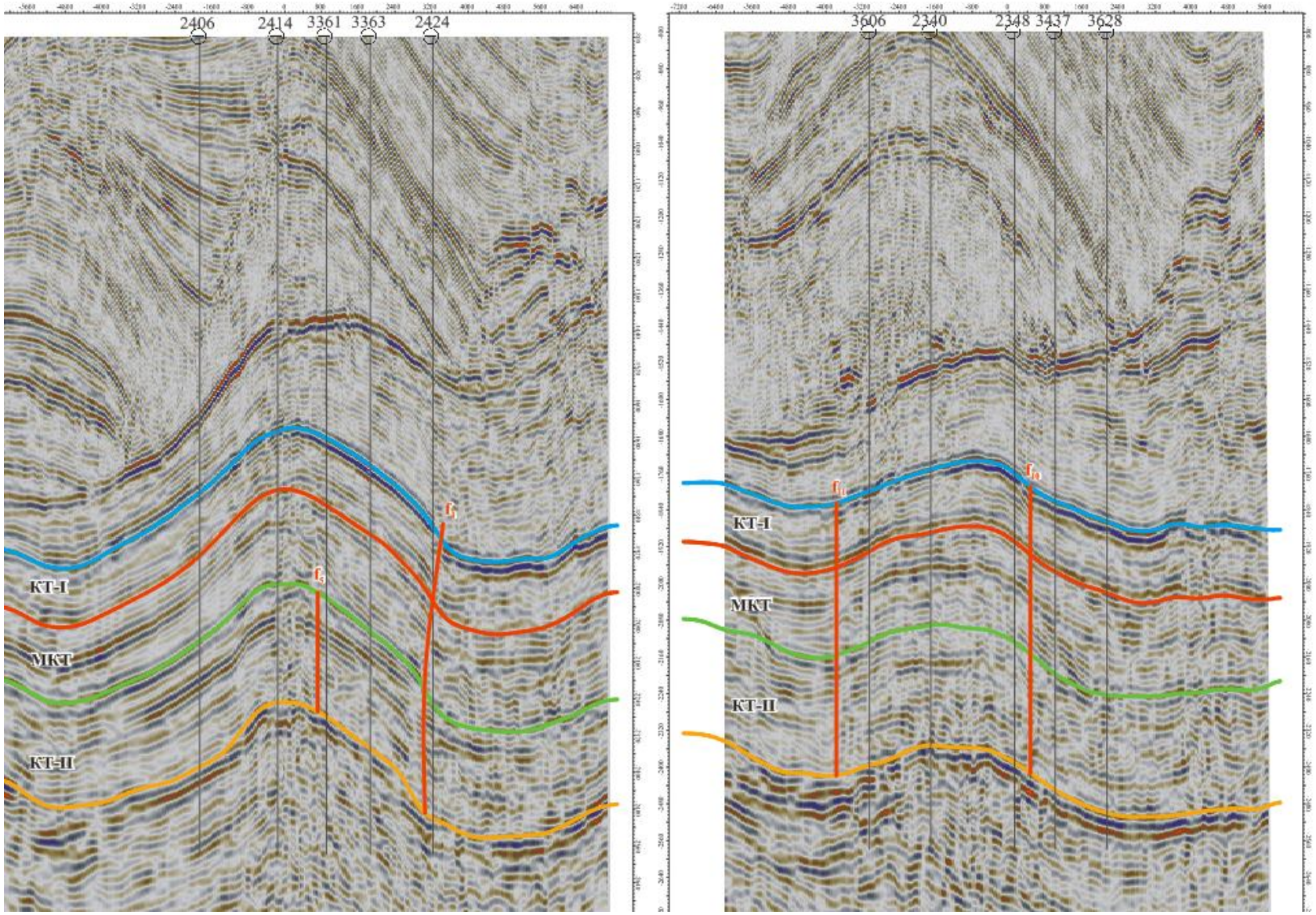


Рисунок 1.7 – Сейсмический профиль Inline 850 и Inline 1100

1.5 Седиментационная модель

В отложениях карбона осматриваемой местности нефтегазоносными считаются 2 карбонатных комплекса: 1-ая каменноугольная толща КТ-I московского и гжельского возраста, закрываемая нижней пермской терригенной толщей пород, и 2-ая каменноугольная толща КТ-II визейско-московского возраста, перекрываемая между карбонатной терригенной толщей, в большей степени глиняного состава, верхнего московского возраста. Карбонатовые нефтеносные и газоносные отложения расстилаются терригенной толщей визейского яруса, показанной нередким прослаиванием алевролитов, песчаников и аргиллитов, изредка – конгломератов с подчиненными прослойками известняков и гравелитов.

Формирование каменноугольной платформы наступает с ранней карбонатной эры на основании терригенного до верхнего визейского возраста. Этот регион является частью краевой фации который относиться к Прикаспийской платформы (Рисунок 1.8).

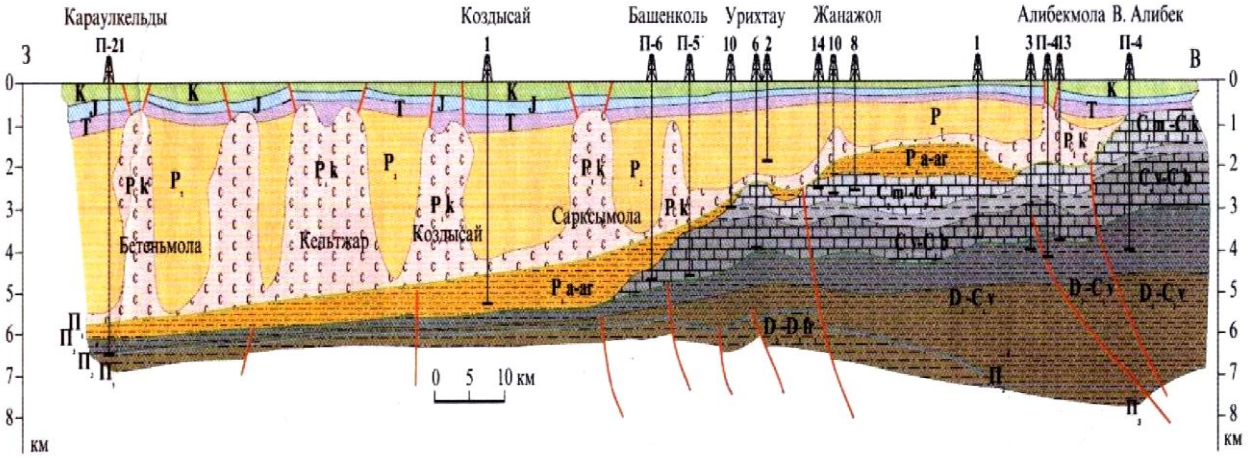


Рисунок 1.8 – Начальные геологические запасы месторождения Жанажол и Акжар – Коздысай (геологический разрез)

Литологические и петрографическое исследование пород, составляющих каменноугольные комплексы отложений, продемонстрировало, будто как в верхневизейско-нижнемосковское, этак и в верхнемосковско-гжельское время на осматриваемой местности размещался мелководный шельф.

Рассматриваемое нередкое альтернация литотипов породы в срезе, подмена одних иными сообразно латерали считается отображением нередкой замены обстановок фациально во время скопления осадков. В результате от колебания уровня моря менялись соленость, глубина, гидродинамика, мутность вод и другое, что фиксировались в характере осаждаемого материала. Так, первым из немаловажных причин накопления осадков в визейско-серпуховском ярусе на осматриваемой местности было формирование водорослевых зарослей, возможно, появились необъятные водорослевые биостромы и единичные биогермы. Об этом говорит присутствие протяженных отлично

взаимосвязанных пластов водорослевых, фораминиферово-водорослевых, реликтово-органогенных известняков. Прослойки биоморфных известняков чередуются здесь биоморфно-детритовыми, комковато-органогенными и иными видами известняков. На заниженных районах присутствовали условия несколько более застойные, где отлагался детрит с плохой сортировкой материала, с огромным численностью карбонатного ила.

В нижнем башкирском ярусе на исследуемом участке присутствовали условия непостоянного тектонического режима с постоянным выносом органогенных, слабо литифицированных пород в пределах разреза мелководного шельфа в зону действия волн, что приводило к накоплению гранулированных органогенных, комковатых, оолитовых и обломочных известняков. В разрезе часто встречаются известняковые песчаники и могильники, которые имеют хорошую сортировку материала, со скудным кальцитовым цементом. В Нижнебашкирский период одни из наиболее застойных режимов осадконакопления по соседству с гидродинамически функциональной зоной позволили допустить на территорию восточных крыльев оба купола сооружения, а южные периклинальные-к югу от купола, что привело к плохой сортировке обломочного материала и комков, изобилующих пористым базальным кальцитовым цементом нижнебашкирский этап закончился перерывом в осадконакоплении, продолжавшимся в течение, как минимальное колличество, верхнебашкирского времени (предверейский региональный размыв).

В течение нижнемосковского и раннего Подольского периодов осадки накапливались в различных районах мелководной шельфовой зоны в условиях частых изменений глубины и изменения гидродинамических условий. В пределах северного купола Жанажольской структуры наблюдаются незначительно увеличенные толщины отложений, что может быть связано с накоплением массивных слоев биоморфных известняков водорослевого происхождения с первичной высокой пористостью в мелких, слабо засоленных водах.

В то же время рельеф дна был понижен в направлении юго-запада, и в депрессиях скапливался глинистый и терригенный материал, не считая карбонатного материала. В таких зонах известняки по описанию керна из скважин Г-32, г-33, г-56 имеют темно-сероватый цвет, плотный, время от времени перемежающийся с кремнисто-карбонатными породами с губчатыми спикулами.

Не исключено, что в период накопления пластов КТ-I расщепление палеобассейнового дна было наиболее внезапным, особенно в верхнем каменноугольном периоде. Массивные слои чистых органогенных известняков с огромным количеством биоморфных, фузулинидных, фораминиферно-водорослевых, органогенно-комковатых и других разностей с первичной наибольшей пористостью появились в ряде районов в течение мячковского и Касимовского периодов в условиях открытого шельфа со свободным водообменом. Они скапливались главным образом внутри Южного купола

сооружения Жанажол, протянувшегося узкой полосой вдоль западного крыла северного купола. Растущие в районе Жанажола структуры органогенных аккумулятивных образований, а возможно и органогенных построек, в Касимовское время периодически, а в Гжельское время – непрерывно отшнуровывали от открытого моря северо-восточный участок местности, где формировался застойный режим осадконакопления (скважины Г-8, Г-5, Г-23, Г-13, Г-10, Г-4, Г-1 и др.). Сульфатные, сульфатно-Доломитовые и глинистые породы были отложены в условиях чрезмерной солености воды. Согласно разрезу, здесь встречаются коллоидно-Микрозернистые известняки с органическими остатками, время от времени глинистые.

В верхнеугольной зоне наблюдался неустойчивый тектонический режим, что было связано с одновременной активизацией тектонических движений на востоке в Уральской складчатой системе. В результате подъема Урала интродукция терригенного материала на исследуемую территорию возросла. Карбонатные отложения шельфа, в той или иной степени литифицированные, часто удалялись в приповерхностную зону или даже на поверхность, в зоны с иной гидрохимической средой, где они подвергались доломитизации, выщелачиванию и удалению материала.

После накопления карбонатных толщ на границе каменноугольного и пермского периодов на востоке Каспийского бассейна произошла региональная предрасселовая эрозия отложений. В это время породы верхней карбонатной толщи КТ-I были частично эродированы, что особенно заметно в южном куполе месторождения, где продуктивный пачки А, гжельского возраста был эродирован в скважинах в районе разгрузки f1, а в некоторых скважинах частично эродирован пачка Б.

В ходе предстоящего геологического освоения района породы КТ-I и КТ-II подверглись эпигенетическим изменениям, которые повлияли на структурные и текстурные особенности пород. (Ш.К.Гиматудинов, 1974)

1.6 Нефтегазоносность

На возвышенностях Жанажольского этапа (Алибекмола, Жанажол, Урихтау, Кунгур, Восточный Тортколь) в диапазоне глубин до 4411м. и Кенкиякского этапа (Ариси, Кенкияк, Кокпенде, Южный Мартук, Жантай и др.), До глубины 5182м. прочно различаются до 10 пачек коллекторов (толщиной от 20 до 84, к которым приурочены залежи нефти, газа и конденсата), приуроченных: к окскому надгоризонту - один; к серпуховскому ярусу - 3; к башкирскому ярусу – 3. Пачки коллекторов делятся между слоями непроницаемых сланцев или плотных карбонатов. Каждая пачка содержит 2-7 независимых слоев, толщиной 3-38м. с коллекторами порового, трещинно-порового и реже порово-кавернозного, трещинно-кавернозного типов. В то же время коллекторные характеристики КТ-I на стадии Жанажола несколько выше, чем на стадии Кенкияка. Это связано с тем, что карбонаты на стадии

Жанажола выщелачивались инфильтрационными водами в большей степени, чем на Кенкияке.

Поры с объемами 0,05-0,1 мм составляют 13-15. 8%, а каверны в 1,1-1,9 мм составляют до 3% породы и собираются между собой микротрещинами. Выявленная пористость пород КТ-I составляет 9,2-19,5% при проницаемости 0,080-0,170мкм2 с максимальными значениями на Жанажольском, Урихтауском и Кунгурском поднятиях, где, по данным ГИС, коэффициент пористости достигает 42,7-46,1%. Высота нефтяной доли месторождения достигает 100 м, газоконденсатной-200 м. покровом считаются глинистые породы нижней перми и галогенная толща Кунгура.

Качественные характеристики и физиологические характеристики продуктивного масла КТ-I сходны. Они легкие (842-892 кг / м3). Сера (0,4-0,8%), парафин (3,99%), содержание смол и асфальтенов 5,1-6,3%. Выход фракции до 200°С достигает 41%, до 300 °С-около 60%. По массовому составу нефти: метан-нафтен.

Газонасыщенность пластовой нефти не превышает 263,3 М3/М3. Начальное пластовое давление колеблется в пределах 37,6 (пачка А)-32,55 МПа (пачка В, В'), температура пласта составляет 58-65°С.

Газ, растворенный в нефти и газоконденсатной фракции месторождения, является легким и тяжелым по составу и содержит этан; доля тяжелых углеводородов в нем колеблется от 7,6 до 18,8%, а метана-от 59,4 до 87,3%. Содержание сероводорода составляет 3,21-4,83%, азота-2,13-3,28%, углекислого газа-0,49-1,07%, гелия-0,003-0,014%.

Содержание стабильного конденсата в газе составляет 283 г / м3. Его плотность составляет 711-746 кг / м3, содержание серы-0,64%. Эта группа содержит до 70% метана, 20% нафтеновых и 10% ароматических углеводородов. Расход конденсата 34-162м3 / сут.

На восточной стороне Каспийской синеклизы, в результате проведенных в последние годы геолого-сейсмических работ, накоплен богатый фактический материал, позволяющий высоко оценить потенциальные ресурсы углеводородов и перспективы открытия новейших месторождений нефти, газа в предсолевых карбонатных и терригенных отложениях, а также нижележащих девонских отложениях. На рисунке 1.9 ниже представлена карта газоконденсатных и нефтяных месторождений Жанажольского месторождения.

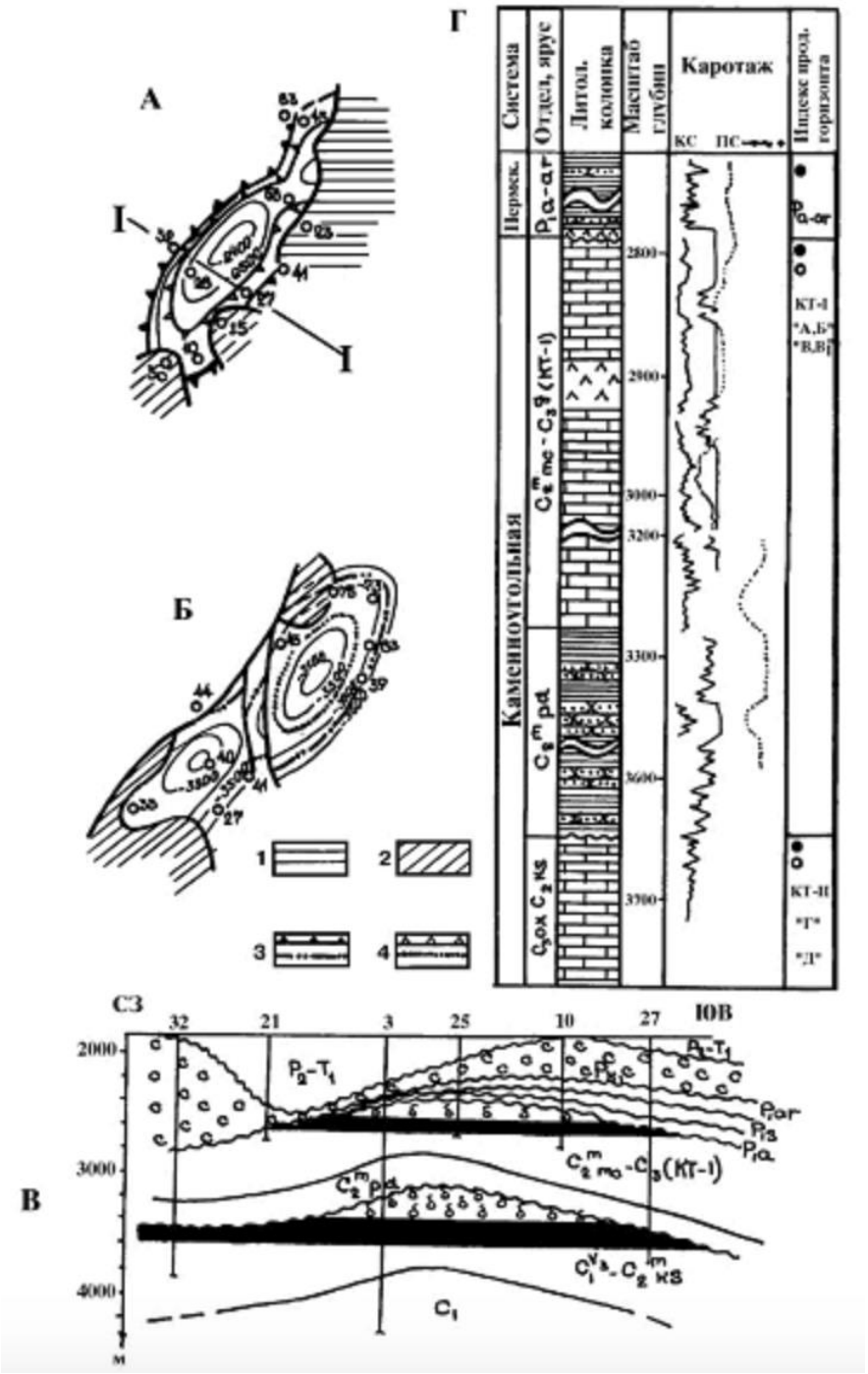


Рисунок 1.9 – Газоконденсатнонефтяное месторождение Жанажол
Структурные карты (по Т.И. Бадоеву, 1985г.) по кровле коллекторов: А-пачки А (КТ-I); Б-верхнего горизонта пачки Г (КТ-II); В-геологический разрез по линии I-I (по Н.Ж. Сиражеву и И.В. Шабатину ,1989г.); Г-разрез продуктивной части отложений.

Зоны: 1-развития ангидритов, 2-отсутствия коллекторов; контуры 3-нефтеносности, 4-газоносности. Горизонты: C_1V_{OX} – окский C_{2m}ks – каширский $C_2{}^m pd$ – подольский $C_2{}^m mc$ – мячковский .

1.7 Водоносность

Пластовые воды КТ-I и КТ-II были изучены в ходе испытаний пачек толщиной 1 КТ-I (в 7 разведочных скважинах), а также водоносных горизонтов пачки Г и одиннадцати водоносных горизонтов пачки Д, карбонатной толщи 2 КТ-II.

Из полученных данных следует, что пластовые воды КТ-I и КТ-II несколько отличаются друг от друга по своим физико-химическим свойствам. Так, в водах 1-й карбонатной толщи КТ-I содержание кальция составляет 3,02-4,88 г/л; сульфатов-2,01-3,45 г/л, количество брома в них не превышает 189,0 мг/л. вязкость в пластовых условиях колеблется от 0,60-0,73 мПас, в среднем 0,7 мПас. объемный коэффициент составляет 2,31. Воды характеризуются метаморфизацией (в водах, приуроченных к отложениям пачки, она возрастает на 6,8-16,8%). В целом пластовые воды всех объектов исследования относятся к хлоридно-кальциевому типу. Плотность при нормальных условиях меняется неординарно. Для вод карбонатной колонны 1 КТ-I она составляет (1062-1076кг /м3).

Воды карбонатных отложений на месторождении Жанажол считаются йодсодержащими, но они никоим образом не пригодны для промышленного использования.

2 Анализ применяемого комплекса геофизических исследований скважин

2.1 Комплекс методов ГИС

Настоящий комплекс ГИС проводится современной многофункциональной аппаратурой, существенно повышающей возможности методов:

– 6-зондовый индукционный каротаж (HDIL), позволяющий установить наличие зоны проникновения (аппаратура «Baker Atlas);

– лито-плотностной каротаж – измерение общей плотности и фотоэлектрического эффекта (ZDEN +PE).

– акустический каротаж (DAL) – регистрация времени пробега упругих волн T1, T2, DT),

– компенсированный нейтронный каротаж (CN), выполняемый 2-х-зондовым прибором с пересчётом интенсивности в нейтронную пористость, регистрация ГК (GR) проводилась в АПИ.

2.2 Кавернометрия

Кавернометрия (КВ) – это обмеривание при помощи особого устройства – каверномера – среднего диаметра скважины. В итоге проделанных измерений устройством создается так именуемая кавернограмма – кривая зависимости диаметра скважины от ее глубины. Каверны – наверное типичные пустоты в породах, которые имеют все шансы сформироваться в скважине. Фактор их появления в карбонатных коллекторах – это выщелачивание осадочных пород. Каверномеры бывают механические и ультразвуковые. 1-ые разрешают приводить изучения автоматическим путем, 2-ые – действуют на базе приема и передачи ультразвуковых колебаний.

Диаметр пробуренной скважины не всегда равен диаметру долота либо бура, коим она бурилась. Фактор данного – простые геологические и тех. причины. К примеру, во время прохождения бура через слой солей либо глинистых пород, надлежащие участки скважины станут обладать наиболее широкий диаметр. Глинистые породы также имеют все шансы инициировать образование глинистой корки в тех местах, в каком месте бур проходит проницаемые песчаники. Когда же происходит бурение через известняки либо доломиты, то подлинный диаметр станет равен номинальному. При помощи кавернометрии в описанных вариантах получается предопределять геологический разрез скважины и отделять в ней пласты-коллекторы, а еще необходимое количество цемента для создания обсадной колонны. Это дозволяет удерживать под контролем положение ствола скважины и предопределять в скважине места, которые требуют установки дополнительных приборов.

2.3 Боковой каротаж (малый и дальний)

Метод бокового каротажа направлен на устранение важного недостатка метода кажущихся сопротивлений, который заключается во влиянии бурового раствора на измеренное $\rho_к$. Регистрация кривой сопротивления зондами называется боковым каротажем (БК).

С помощью бокового каротажа можно определить:

- Детальное расчленение разреза, выделение пластов коллекторов.
- Истинные значения сопротивления пласта и зоны проникновения.
- Есть несколько модификаций метода бокового каротажа:
- Измерения по схеме с трехэлектродным зондом;
- Измерения по схеме с семиэлектродным зондом;
- Измерения по схеме с девятиэлектродным зондом;

Основным преимуществом бокового каротажа (по сравнению с другими видами электрического каротажа) является незначительное влияние бурового раствора и вмещающих пород на результаты бокового каротажа, что позволяет более детально рассекать разрез, точно определять удельное сопротивление слоев в широком диапазоне (1-105 Ом•м). Формирование бокового каротажа связано с изучением новейших зондов с наиболее абсолютной корректировкой поля. Еще одним преимуществом является то, что при изучении пластов средней и малой мощности, при значительной неоднородности разреза по сопротивлению. Эффективен при изучении пластов высокого сопротивления и при высокоминерализованной промывочной жидкости. Для изучения разрезов, сложенных плотными горными породами с высоким удельным сопротивлением, а также при исследовании тонких пластов, в случае большого различия сопротивлений пластов и вмещающих пород и сильной минерализации бурового раствора.

2.4 Микробоковой каротаж

Метод микробокового каротажа позволяет точно определить сопротивление размытых пород в скважинах, пробуренных на высокоминерализованном буровом растворе или при толщине глинистой корки более 1,5 см. Диаграмма МБК, благодаря фокусировке тока и небольшим размерам электродов, очень четко расчленяет разрез скважины. В особенности внезапной дифференциацией характеризуются трещинно-кавернозные породы. Коэффициент зонда МБК характеризуют опытным путем.

Задачи которые решает микробоковой каротаж это:

- Изучение разрезов скважин
- Выделение коллекторов в комплексе с бокового каротажа
- Определение $\rho_{пп}$, $k_п$

Интерпретаций МБК заключается в детальном расчленении разреза, точной отбивке границ пласта, определении удельного сопротивления промытой части пласта рпз.

2.5 Гамма каротаж

Гамма-каротаж (ГК) выявляет естественную радиоактивность пород в скважине, образованных радиоактивными изотопами глинистых минералов: слюды, полевого шпата, иллита и минералов фосфатной категории. Этот метод ГИС считается более известным и легкодоступным видом радиоактивного каротажа. Радиоактивные минералы, содержащиеся в литологической толщине скважины, излучают гамма-активность, которая регистрируется геофизическим прибором. Помимо глин, полимиктовые песчаники обладают значительной радиоактивностью, при этом незначительное содержание глины обусловлено калийсодержащими минералами: полевым шпатом, глауконитом и микроклином.

С помощью кривой гамма каротажа выявляются:

1. Оценка литологий.
2. Выделение интервалов коллекторов.
3. Оценка глинистости.
4. Привязка глубины при проведении прострелочно-взрывных работ.

2.6 Гамма-гамма каротаж плотностной ГГКп

Прежде чем вы решите, что такое гамма-гамма каротаж, вам нужно определить, что такое скважинная радиометрия. Скважинная радиометрия относится к набору определенных методов, основанных на регистрации различных ядерных излучений, основными из которых считаются гамма-кванты и нейтроны.

Радиоактивные методы исследования скважин подразделяются по способу изучения естественной радиоактивности (гамма-метод) и искусственно индуцированной радиоактивности (гамма-гамма и нейтронные методы).

Плотностной ГГк – пород облучается источником твердых гамма-квантов, то есть Комптоновским эффектом, заключающимся в рассеянии γ-квантов на электронах оболочки атома. В качестве источника облучения используется радиоактивный изотоп цезия (137Cs) с энергией гамма-квантов 0,662 МэВ, после этого регистрируется рассеянное гамма-излучение с энергией не более 0,2 МэВ.

Характерной особенностью ГГКп от ГК является то, что гамма-гамма метод регистрирует один и тот же Комптоновский эффект, излучаемый

специально установленным источником ГГМ в скважинном устройстве, с окружающей скважину средой.

Плотностный гамма-гамма-каротаж используется для решения следующих задач:

1. Дифференциация пород с различной плотностью, например хемогенных, в разрезе скважины.
2. Литологическое деление геологического разреза, открытого скважиной.
3. Отличительные минералы. Вывод из этой задачи может быть сделан в том случае, если их плотность выше или ниже плотности вмещающих пород.
4. Определение коэффициента пористости горных пород
5. В кабинете те же самые. ну и условия.
6. Прогнозирование искусственных сейсмических трасс. Эти рассеянные гамма-лучи по-прежнему необходимы при расчете акустической жесткости (произведение плотности породы на скорость распространения в ней упругих колебаний).

2.7 Акустический каротаж

Акустический каротаж (регистрация кинематических и динамических характеристик продольных и поперечных волн и их условных параметров) является одним из основных методов, проводимым в открытой скважине во всех поисковых скважинах, перед спуском любой технической или эксплуатационной колонны, по всему участку, исключая проводник. При наличии в разрезе газонасыщенных слоев акустический каротаж рекомендуется проводить в интервалах каждого стандартного каротажа, т. е. в условиях, когда зоны проникновения еще не достигли критических значений для АК. Метод АК гарантирует наивысшее вертикальное рассечение разреза (0,4-0,6 м прослоек различаются по своим кинематическим и динамическим характеристикам). На данные АК фактически не влияют диаметр скважины, наличие и свойства глинистой корки, тип и свойства промывочной жидкости, характеристики вмещающих пород, температура в интервалах измерений, что переводит АК в ряд эффективных методов с наименьшим количеством поправок при определении пористости.

Акустический каротаж основан на возбуждении импульса упругих колебаний в жидкости, заполняющей скважину, и регистрации волн, прошедших через горные породы на заданном расстоянии от излучателя в одной или нескольких точках на оси скважины. Возбуждение и регистрация упругих волн в переменном токе осуществляется с помощью электроакустических преобразователей. Акустический каротаж проводится как в незаселенных скважинах, переполненных жидкостью, так и в обсаженных

скважинах. Радиус исследования горных пород от оси скважины не превышает 0,5-1 м.

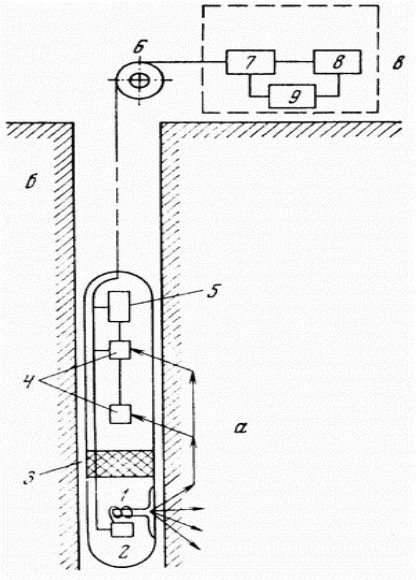


Рисунок 2.1 – Схема аппаратуры акустического каротажа:
а - глубинный снаряд; б - кабель; в - наземная техника; 1 - излучатель; 2 - генератор акустических колебаний; 3 - звуковой изолятор; 4 - приемники; 5 - электрический усилитель; 6 - блок-баланс; 7 - усилитель; 8 - регистратор; 9 - блок кормления.

Упругие свойства горных пород, а следовательно, и скорости распространения в них упругих волн, обусловлены их минеральным составом, пористостью и формой порового пространства и, как таковые, тесно связаны с литологическими и петрофизическими свойствами.

2.8 Потенциал самополяризаций

Метод потенциалов собственной поляризации является обязательной процедурой при изучений нефти-газовых месторождений. Позволяет проводить качественную и количественную интерпретацию. Этот метод основан на изучений естественных электрических полей, возникающих в горных породах, в результате физико-химических результатов и измерении потенциалов этих же полей. Поляризация пород может быть детерминирована диффузионными, фильтрационными и окислительно-восстановительными процессами.

Залегающая в пласте пластовая вода и фильтрат бурового раствора имеют разную плотность и минерализацию, в результате чего ионы Na+ и Cl- мигрируют из зоны с высокой минерализацией в более низкую. Переносимость ионов Cl- выше, чем Na+, так как на границе с проницаемым продуктивным пластом со стороны бурового раствора появляется отрицательно заряженная

область, а со стороны наиболее минерализованной пластовой воды-положительно заряженная зона (рис.2.2).

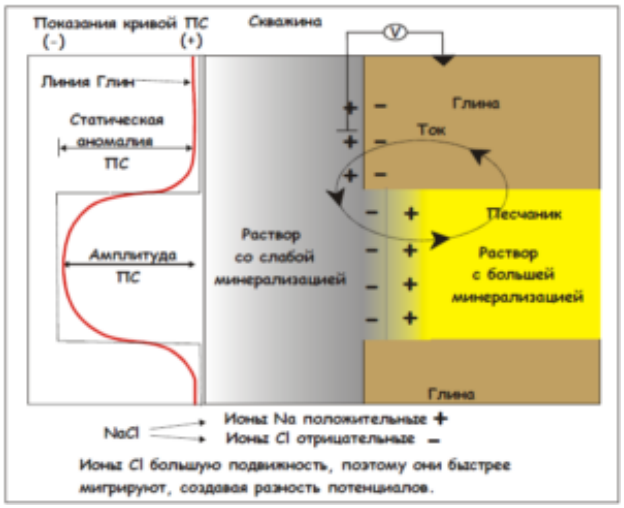


Рисунок 2.2 – Схематическое объяснение природы потенциала собственной поляризации.

Определение проницаемых пластов и расчленение разреза

- Пески, песчаники различаются минимальным количеством значений ПС.
- Глины, плотные непроницаемые породы – для них отличительны наибольшие значения.
- Алевролиты, глинистые песчаники в собственную очередность обладают средними значениями.

Используя этот тип электрического каротажа, можно определить пласты с мощностью около 1-1, 5 м. Разрешение хорошее в слоях с высокой пористостью и плохое в слоях с низкой пористостью.

3 Интерпретационная модель обработки диаграмм геофизических исследований скважин

Промыслово-геофизические исследования выполнены во всех пробуренных скважинах и были использованы для корреляции разрезов скважин, расчленения разреза на коллекторы и вмещающие, определения характера насыщения, коллекторских свойств, коэффициента нефтенасыщенности. В основу интерпретации были положены теоретические уравнения связи глинистости и пористости с геофизическими параметрами, а для определения коэффициента нефтенасыщенности – петрофизические зависимости, полученные на керне продуктивной толщи.

Для определения коллекторских свойств – пористости, глинистости, коэффициента нефтенасыщенности использовались следующие кривые методов ГИС: гамма каротаж - ГК; нейтронный каротаж– НГК, КНК; ВИКИЗ; литоплотностной каротаж – ГГКП + ПЕФ; акустический каротаж – DT; кавернометрия – Кв.

3.1 Методика определения коэффициентов объемной глинистости, пористости и нефте, водо - насыщенности

Выделение потенциальных пластов-коллекторов относительно вмещающих глин проводилось традиционным способом: по наличию отрицательной амплитуды ПС, снижению значений интенсивности естественной радиоактивности и нейтронной пористости.

Выделение пластов-коллекторов проводилось с использованием прямых качественных признаков проникновения в породу фильтрата ПЖ: глинистой корке на кавернограмме, радиальному изменению сопротивления пород на разноглубинных зондах многозондового ИК (в подавляющем большинстве водоносные коллекторы отмечаются повышающим проникновением и снижением сопротивления относительно вмещающих глин; против нефтенасыщенных – проникновение фильтрата ПЖ понижающее и сопротивление чаще выше вмещающих глин); иногда к забою скважины градиент сопротивления отсутствует или незначительный, что объясняется использованием полимерных растворов и малым промежутком времени между вскрытием коллектора и временем проведения замера.

Глинистые прослои выделялись по наличию высоких значений на кривых ГК, ПС, отсутствию радиального приращения КС на разноглубинных зондах, увеличению диаметра скважины. Используемый комплекс позволяет выделить визуально глинистые прослои толщиной не менее 0,6 м, редко 0,4 м. Более тонкие прослои и рассеянная глинистость учитываются автоматически при оценке нефтегазонасыщенности – увеличение глинистости ведёт к снижению сопротивления нефтенасыщенных коллекторов, то есть уменьшению коэффициента нефтегазонасыщенности.

В случаях отсутствия качественных признаков или неоднозначных – пласты разделялись на коллекторы и неколлекторы с использованием граничного значения пористости ($Кп^{гр}$), установленого по керну и по данным испытаний скважин – $Кп^{гр}$ = 9 %, граничные значения пористости и объемной глинистости на статистическом уровне, установленные на керновых данных

В данной работе определение коллекторских свойств пород для скважин проведено с использованием программы «Interactive Petrophysics» (разработчик компания «Senergy») – реализующей детерминистические анализ и интерпретацию каротажных данных, заключающиеся в последовательном, пошаговом решении задач. То есть, возможно интерактивно рассчитать объемную глинистость (*Vcl)*, пористость общую (ϕ_t) и эффективную (ϕ_e), плотность углеводородов (*ρHyAp)*, водонасыщенность – общую (*SwT)*, промытой зоны (*Sxo)*, эффективную (*Sw)*. *NeuHyHI* – кажущийся водородный показатель углеводородов по данным нейтронного каротажа.

Для объемной и флюидальной модели: объем сухой глины (Vdcl= Vcl *(1-ϕ_{tClay})), объем известняка (Vsilt = 1 - ϕ_e / ϕ_{max} - Vcl), объем сланца (Vshale= Vcl + Vsilt) , общий объем воды (BVW= ϕ_e * Sw), общий объем воды промываемой зоны (BVWsxo= ϕ_e * Sxo).

Для определения коллекторских свойств в настоящей работе использовались следующие входные данные (кривые методов ГИС), с помощью которых рассчитывались глинистость, пористость, водонасыщенность:

гамма каротаж - GR;
нейтронный каротаж– CNC;
литоплотностной каротаж – ZDNS и PE;
акустический каротаж – DT;
кавернометрия – CALI.

Параметры используемых матричных компонентов – чистых песчаников и глин – уточнялись графически на кроссплоте нейтронного и плотностного каротажей, последние вполне удовлетворяют результатам керновых исследований:

- песчаник – плотность – 2,65 г/см^3, ΔТ ск =170 мкс/м;

- глина («сухая») – плотность – 2,78 г/см^3, ΔТгл – 245-282 мкс/м (при интерпретации использовался тренд ΔТ гл по разрезу).

УЭС пластовой воды принято равным 0,019-0,017 Омм соответственно горизонтам. (эти данные есть в отчетах по керну, я видела, замените на свои)

Величину объемной глинистости необходимо знать при оценке пористости.

Как показывает опыт работ на аналогичных месторождениях, где имеется достаточное количество керновых исследований методом XRD и результатов замеров селективного гамма каротажа – информативность метода ГК достаточно высокая. Анализ данных показал, что естественная радиоактивность продуктивных отложений определяется, в основном, концентрацией калия и

тория. То есть, гамма-активность пород определяется, в основном их глинистостью, погрешность определения глинистости коллекторов по методу ГК определяется только дисперсией зависимости между Кгл и двойным разностным параметром ГК (Z), служащим для исключения воздействия условий измерения в скважинах и индивидуальных особенностей техники гамма-каротажа:

$$Z = (GR - GRclean)/(GRclay - GRclean) \quad (4.1)$$

Глинистость определялась с использованием зависимости Ларионова В.В.:

$$Кгл = 0.333\times(2^{(2\times Z)}-1) \quad (4.2)$$

где GR – текущее значение интенсивности гамма-излучения;

GRclean, GRclay – интенсивности гамма-излучения против пластов максимально и минимально глинистых и выдержанных по разрезу: с минимальной глинистостью взята толща карбонатных пород верхней юры; с максимальными значениями глинистости являлась толща глин над Ю-I горизонтом или высокие устойчивые значения ГК по юрскому разрезу.

Определенная по ГИС объемная глинистость коллекторов изменяется от единиц до 40 %, среднее значение 23 %

По анализам керна среднее значение глинистости коллекторов – 24 %.

Методика определения коэффициента пористости.

Для оценки пористости в новых скважинах использовались кривые ГГКп, АК, НК (CNC) по алгоритмам программы «Interactive Petrophysics» 4.3-4.6.

Определение пористости по ГГКп осуществлялось по формуле:

$$\phi = (\rho ma - \rho b - Vcl \times (\rho ma - \rho cl))/(\rho ma - \rho fl \times Sxo - \rho hy_ap \times (1 - Sxo)), \quad (4.3)$$

где ρb – текущее значение ГГКп;

ρma – плотность матрицы, принятая для матрицы песчаника 2,65 г/см^3;

ρcl – плотность глин, принятая по опорным пластам 2,53 г/см^3;

ρfl – плотность фильтрата, принятая 1,0 г/см^3;

ρhy_ap – плотность углеводорода 0,8 г/см^3;

Vcl – объемная глинистость.

Эта формула отличается от стандартной методики определения пористости по ГГК тем, что в ней учитывается водонасыщенность промытой зоны, т.е. вводится поправка за фильтрат. Но при условии, что в промытой зоне нет остаточной нефти и коллектор не глинистый, то Sxo будет равняться 1, а Vcl=0, и формула сводится к стандартному виду.

Расчет значения Sxo промываемой зоны.

Водонасыщенность промытой зоны (Sxo) рассчитывается автоматически (IP) из вводимой кривой Rxo (M2R1), по той же формуле, которая была выбрана для расчета водонасыщенности. Только вместо рв (Rw) используется рвф (Rmf), вместо рп(Rt) – Rxo и т.д.

Для расчета пористости по кривой АК используется уравнение Ханта-Раймера-Гарднера, общая пористость рассчитывалась так:

$$ó_{son} = c*((\Delta T - \Delta Tma) / \Delta T), \quad (4.4)$$

Открытая пористость:

$$ó = ó_{son} – (c*Vcl*((\Delta Tsh-\Delta Tma) / \Delta Tsh) \quad (4.5)$$

где ΔT – текущее значение интервального времени;

ΔTma – значение интервального времени в породе, принятое для матрицы печаника – 165 мкс/м;

ΔTsh – значение интервального времени в глине ΔTгл – 245-282 мкс/м (при интерпретации использовался тренд ΔT гл по разрезу);

Vcl – объемная глинистость породы;

с – коэффициент сжатия.

Определение пористости с использованием кривой общей нейтронной пористости CNC.

Определение нейтронной пористости осуществляется по формуле:

$$ó=(óneu-Vcl\times NeuCl+NeuMatrix+Exfact+NeuSal)/ /(Sxo+(1-Sxo)\times NeuHyHI \quad (4.6)$$

где óneu - текущее значение общей нейтронной пористости;

Vcl – объемная глинистость;

NeuCl – среднее значение для глины по данным нейтронного каротажа (водородосодержание глин ωгл=0,25);

NeuMatrix – поправка нейтронной матрицы;

NeuSal – поправка нейтронной солености по данным нейтронного каротажа;

Exfact – коэффициент экскавации по данным нейтронного каротажа;

NeuHyHI – кажущийся водородный показатель углеводородов по данным нейтронного каротажа;

Sxo – водонасыщенность промытой зоны.

Также как и в случае с определением пористости по ГГКП, при Sxo равном 1, формула сводится к стандартному виду.

В качестве результирующей принималась пористость соответственно литологии – в терригенном разрезе рекомендуется применять пары методов: ГГКП-АК или ГГКП-НК для крепко сцементированных и несцементированных песчаников соответственно. Таким образом, предпочтение отдавалось паре ГГКП-АК, преимущество которых заключается в независимости результата от небольших примесей глин (10-13 %) и типа пластового флюида (при Кп<20 %). Абсолютная погрешность единичных измерений ±2-2,5 %. При определении средних значений погрешность уменьшается в $\sqrt{n}$, где n-количество определений. Достоверность оценки пористости проверялась по зависимости

сопоставления «$Кп^{керн}$ – $Кп^{ГИС}$» график сопоставления на рисунке 4.1. Достоверность определения пористости удовлетворительная – диапазоны пористости по геофизическим данным и керну согласуются. Как видно из полученного графика, при попластовом сопоставлении коэффициент аппроксимации составляет 0,83.

Оцененная по ГИС пористость изменяется от 0,10-0,25д.ед.

Коэффициент водонасыщения определялся по уравнению Дахнова Арчи:

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\Phi^m \cdot R_t} \quad (4.7)$$

где, Sw –коэффициент водонасыщения;

Rw –сопротивление пластовой воды;

Rt –сопротивление пласта;

Ф –эффективная пористость;

a, m, n –структурные коэффициенты

Оценка характера насыщения пластов-коллекторов, как правило, должна проводиться на основании количественных критериев – значений удельного электрического сопротивления (*УЭС),* коэффициента нефтегазонасыщенности (*$К_{нг}$*).

Определение нижнего предела эффективной пористости

Нередкие способы для определения нижнего предела пористости резервуара включают следующие: 1. метод отношения между кривой фазовой проницаемости и пористостью, насыщенностью. 2. метод отношения между пористостью-проницаемостью резервуара и пористостью-горлом; 3. метод данных динамической проницаемости; 4. метод расчета высоты нефтегазового столба; 5. метод фазовой проницаемости-добычи, 6.метод анализа данных измерения скважины.

Здесь в основном использовать анализ по отношению пористости-насыщенности вдавливания ртути, данным фазовой проницаемости и также данным вдавливания ртути для определения.

Отношение пористости и насыщенности поры способом MIP

Smin, рассчитанный по данным ртутной интрузии, может быть использован как насыщенность связанной воды в нефтегазовом пласте. По регрессионному анализу метода ртутной интрузии MIP каменноугольной системы ЮЖ-1 (рис. 3.1.) видно, что при пористости около 7%, кривая пористости и насыщенности резко изменяется. Пористость, соответствующая этому скачку, обычно используется в качестве нижнего предела эффективной пористости резервуара.

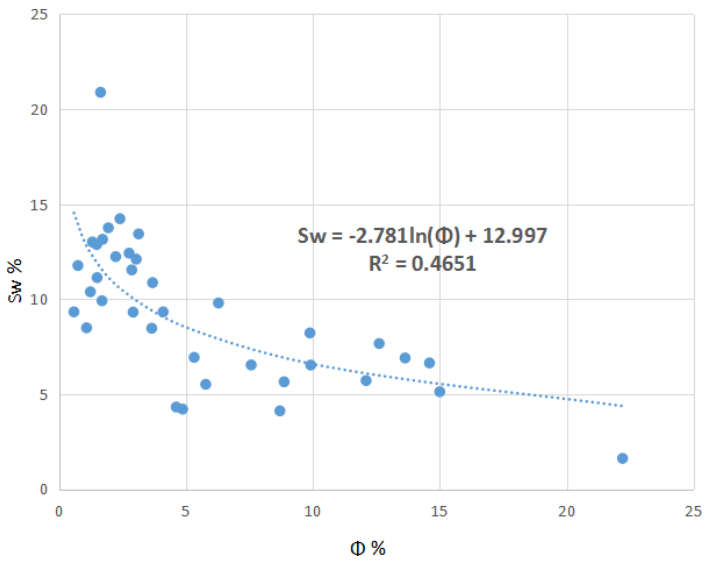


Рисунок 3.1 – Взаимосвязь между пористостью (Ф) и насыщенностью связанной воды (Sw) при способе впрыска ртути (способ MIP)

Разделение нижнего предела эффективной пористости способом MIP

В соответствии с результатами обработки данных о впрыске ртути была установлена корреляция между пористостью и пороговым давлением (P_{c10}) и средним давлением (Pc_{50}), и корреляция была хорошая. Коэффициент корреляции R составлял соответственно 0,7641 и 0,744 (фиг.3.2, 3). Из двух графиков видно, что корреляционные кривые при пористости 6,4% и 7,5% резко изменяются.

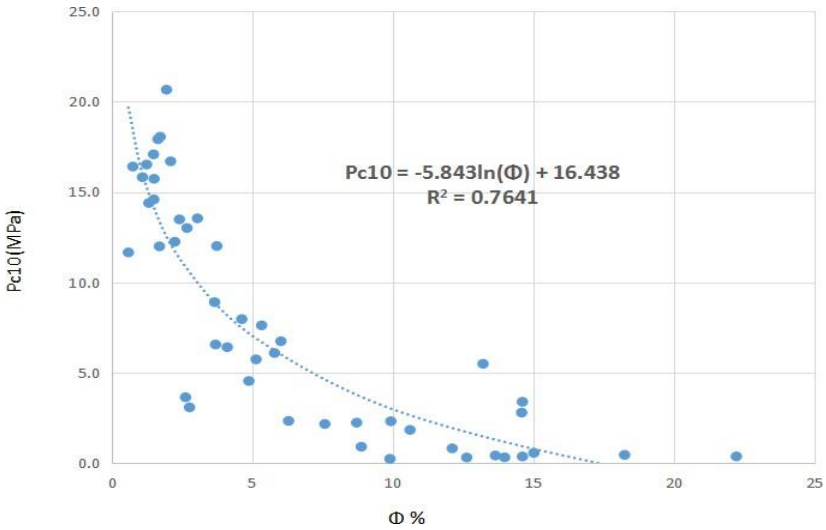


Рисунок 3.2 – Взаимосвязь между пористостью (Ф) и пороговым давлением (Pc10)

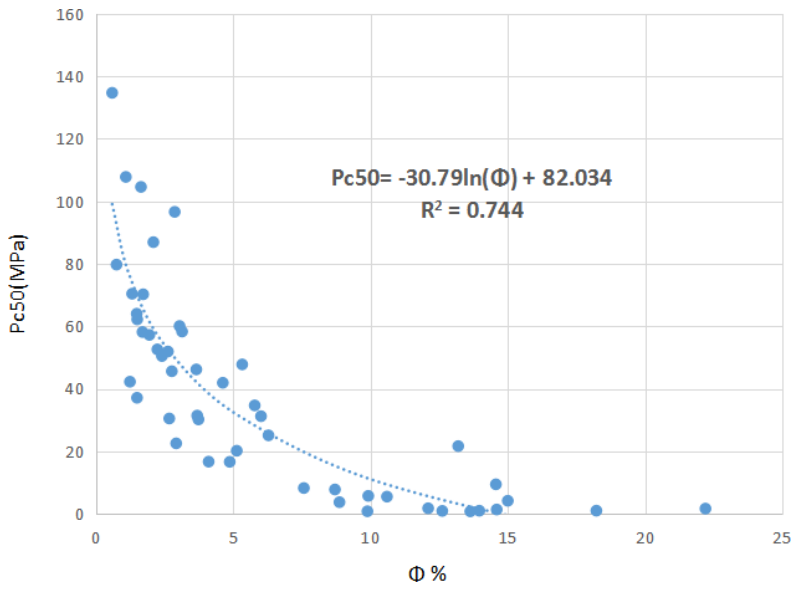


Рисунок 3.4 – Взаимосвязь между пористостью (Ф) и средним давлением (Pc50

Разделение нижнего предела эффективной пористости методом радиуса горла

Корреляция устанавливается с использованием пористости и максимального радиуса соединительного горла (R_{c10}) и среднего радиуса насыщенности (R_{C50}). Корреляция хорошая, а коэффициент корреляции R соответственно составляет 0,6884,0,6082 (фиг.3.5, 5). Из графика корреляции видно, что корреляционная кривая внезапно изменяется, когда пористость составляет 7,5% (R_{c10}) и10%(R_{C50}).

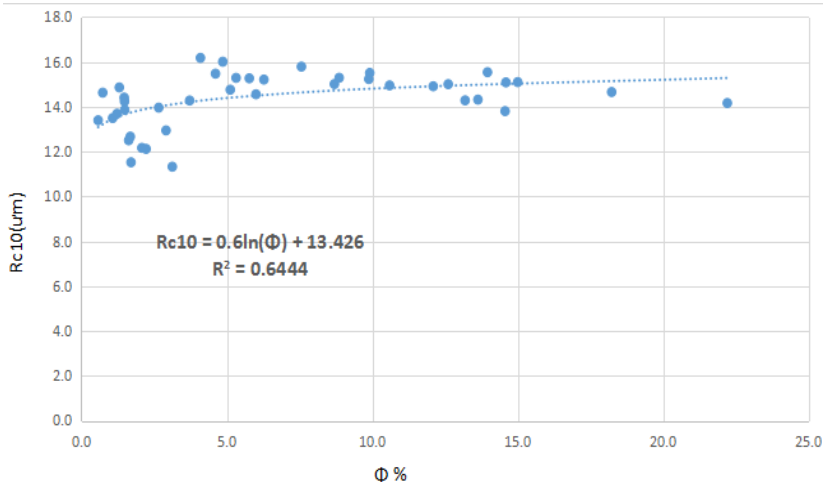


Рисунок 3.5 – Взаимосвязь между пористостью (Ф) и радиусом максимального соединительного горла (Rc10)

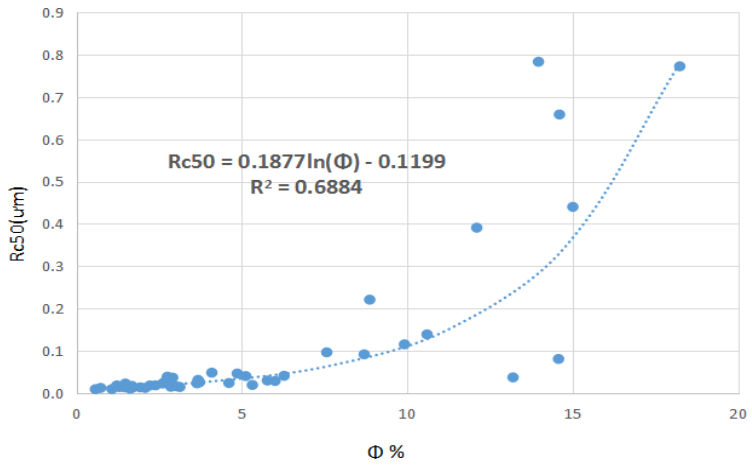


Рисунок 3.6 – Взаимосвязь между пористостью (Ф) и средним радиусом насыщенности (Rc50)

Из всего сказанного выше, и по реальной ситуации производства карбона в Жанажоле и Центральном блоке мы установили нижний предел эффективной пористости резервуара, рассчитанный по запасам сырой нефти каменноугольной системе ЮЖ-1 до 7% (таблица 3.1.).

Таблица 3.1 – Нормы разделения нижнего предела эффективной пористости резервуара

Горизонт	Отношение Ф и SW способом вдавливания ртути	Отношение P_{c10} и Ф	Отношение p_{C50} и Ф	Отношение R_{c10} и Ф	Отношение R_{C50} и Ф	Практическая взятая величина
Каменноугольная система	7	6.4	7.5	7.5	10.0	7

3.2 Корреляция разреза скважин

Под корреляцией разрезов скважин понимается сопоставление геофизических кривых с целью выделения в скважинах одновозрастных комплексов, горизонтов, пластов и пропластков.

Корреляция разрезов скважин является основой при изучении нефтегазоносных объектов. Важнейшей задачей корреляции является прослеживание стратиграфических границ в разрезе скважин. На основе выделенных стратиграфических границ осуществляются все структурные построения.

Корреляция нередко бывает затруднена из-за литолого-фациальной разности по площади прослоев пород, слагающих горизонт. В особенности подвержены литолого-фациальной изменчивости песчаные пласты-коллекторы, которые имеют все шансы вполне или отчасти замещаться алевролитами, глинистыми алевролитами, а часто и глинами.

На рисунке 3.7 показана корреляция скважин по Х горизонту, на рисунке ХХ корреляция разреза скважин по Х горизонту нижне-юрской продуктивной толщи.

Рисунок 3.8 и 3.9 отображают интерпретационную модель по профилям I-I и II-II (Рисунок 3.7), по горизонту Х.

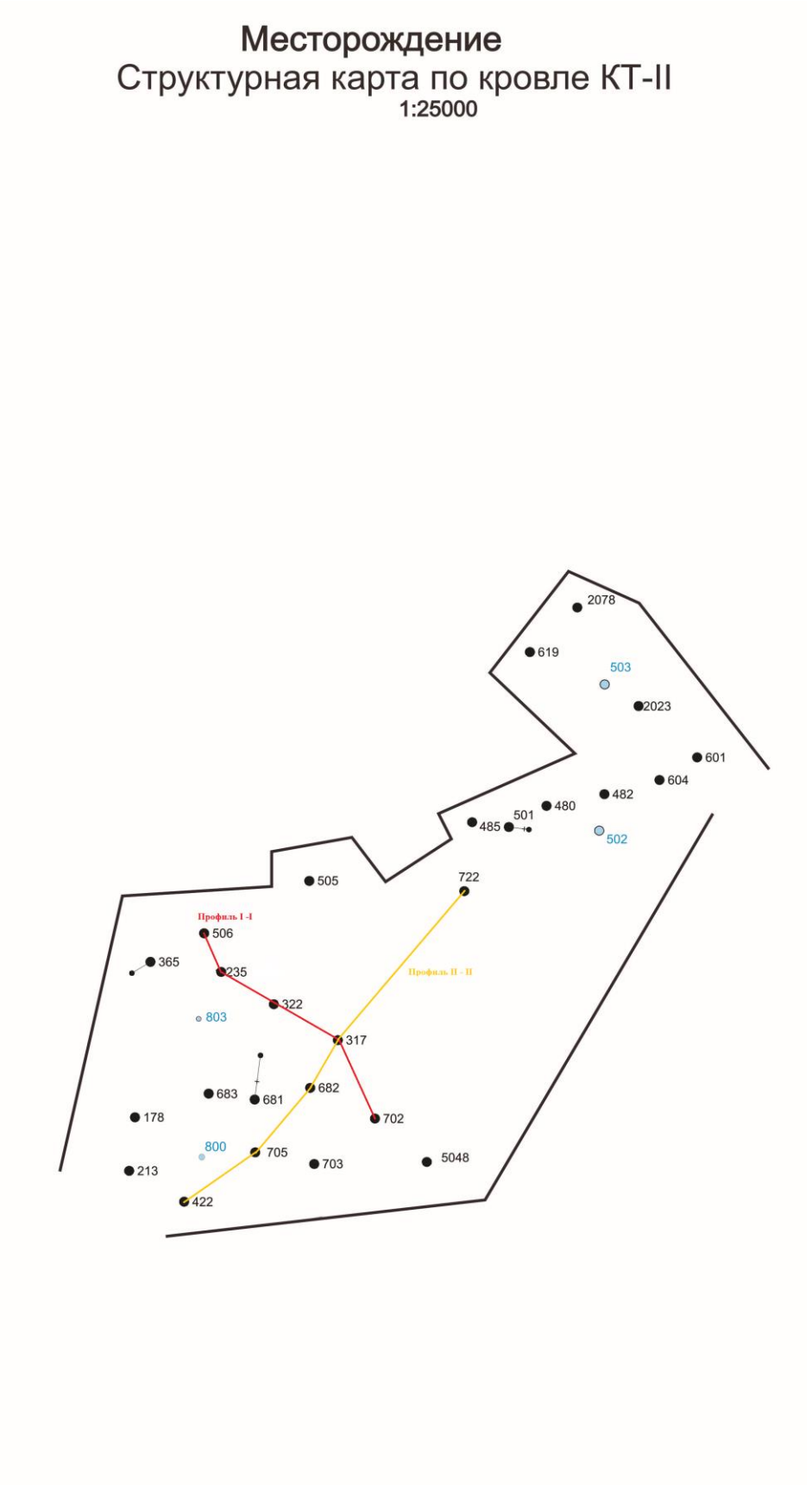


Рисунок 3.7 – Профили интерпретационной модели диаграмм ГИС

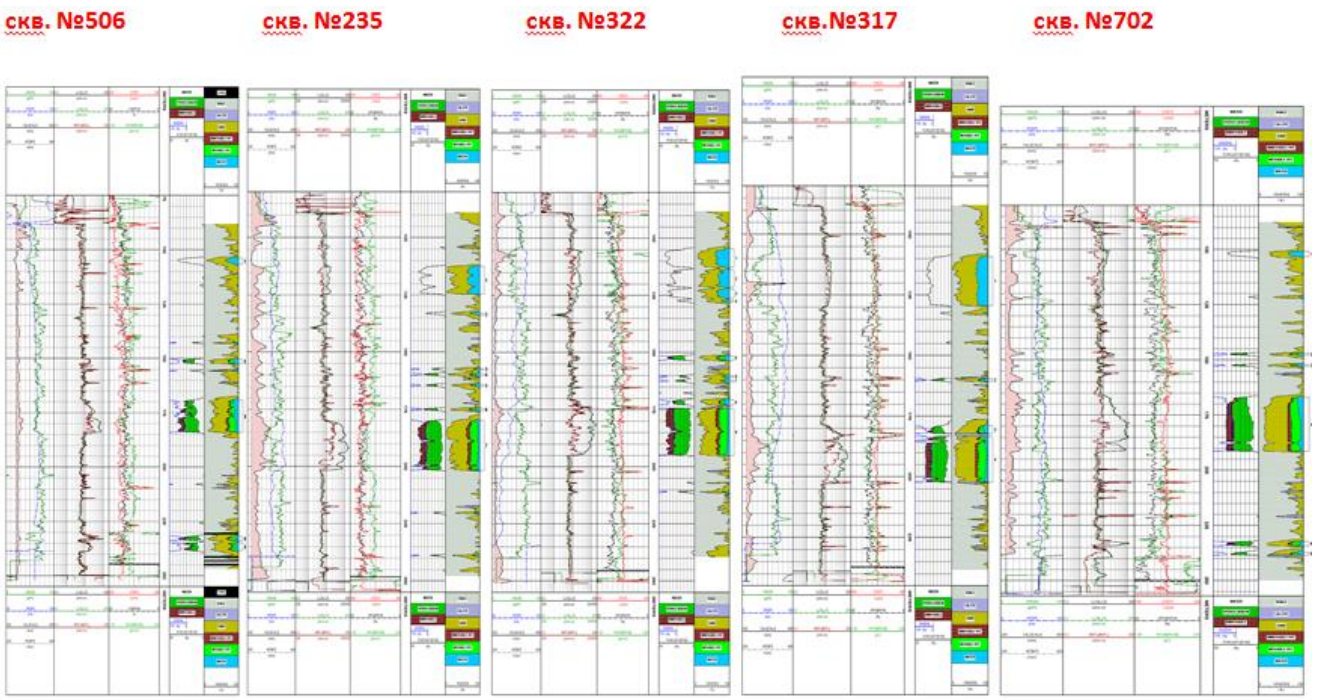


Рисунок 3.8 – Интерпретационная модель диаграмм ГИС по профилю I-I

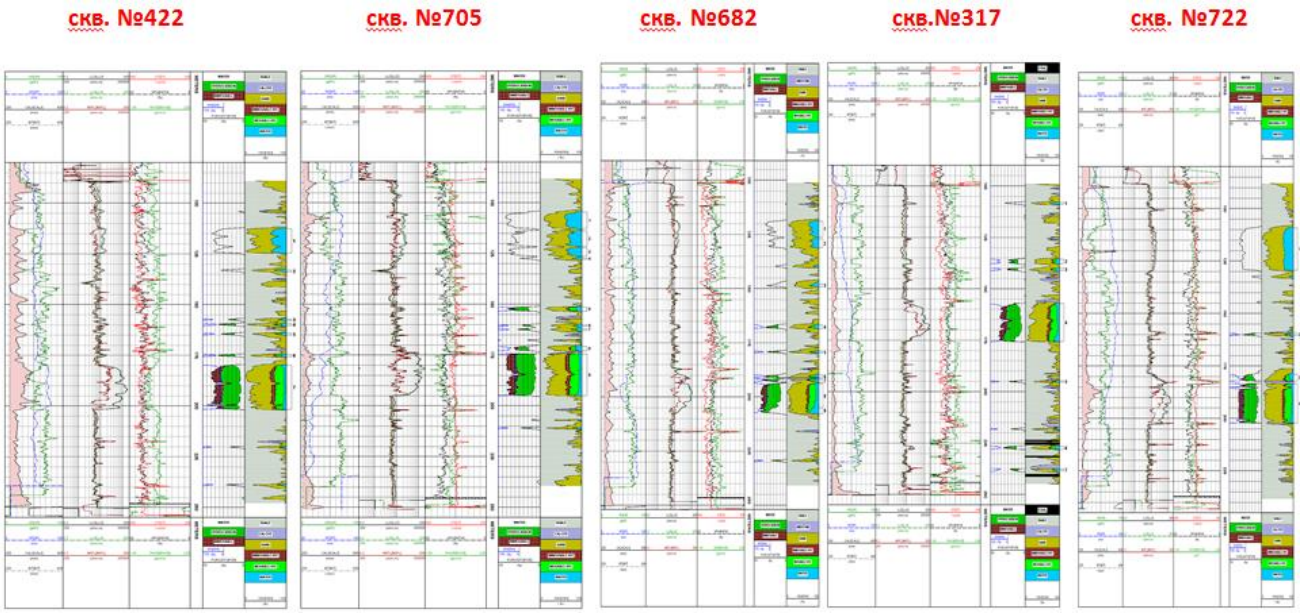


Рисунок 3.9 – Интерпретационная модель диаграмм ГИС по профилю II-II

3.3 Продуктивный пласт

Четвертичная система обнаруживается на поверхности скважины ЮЖ-1, а целевым слоем для бурения является карбон (КТ-I, КТ-II); в процессе бурения от нового до старого появляются следующие пласты: четвертичная система кайнозой; меловая система, юрская система, триасовая система мезозойской эры; верхняя система, нижняя система (ярус Конгу, ярус Ашили) нижней перми палеозойской эры, верхняя система карбона (КТ-I), средняя система карбона (ярус Московский МКТ, ярус Башкирский КТ-II). Результаты бурения подтвердили, что последовательность пласта скважины была нормальная, а данные геологического профиля были достоверными и надежными.

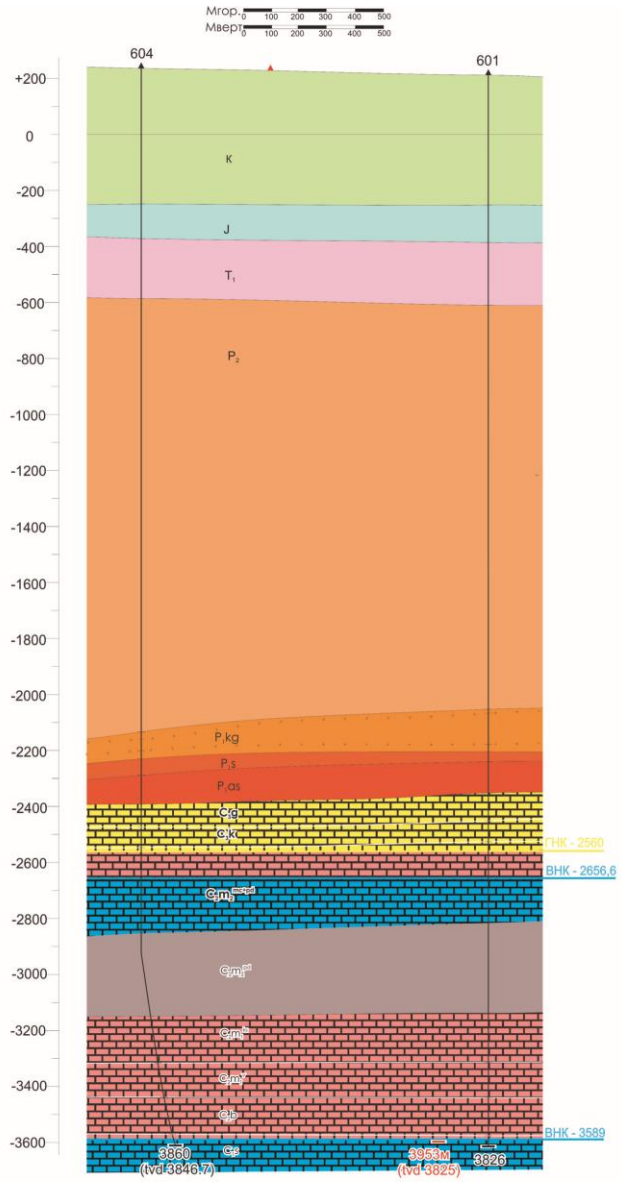


Рисунок 3.10 – Модель продуктивного пласта месторождения Жанажол

4. Современные проблемы ГИС

Геофизические методы исследования скважин, основанные на передовых физических методах изучения горных пород, применяются для изучения геологического строения недр по разрезам скважин, раскрытия и оценки запасов углеводородов, использования полевой и геофизической информации при проектировании, контроле и анализе нефтяных и газовых месторождений и технического состояния скважин.

В последние годы были изобретены новейшие методы исследования геофизических скважин (ГИС), а также внедрены везде, где это возможно, инновационные геофизические технологии, позволяющие быстро создавать комплексную обработку и интерпретацию полевой и геофизической информации с использованием ЭВМ и отдельных ЭВМ с использованием новых программных средств.

ГИС-комплекс называется полевой геофизикой. В нефтегазовой отрасли бурение скважин и эксплуатация продуктивных пластов осуществляются в основном в соответствии с этими ГИС.

Геотермальные измерения в скважинах (1-е геофизическое исследование в России) проводились в 1906 году (Д. В. Голубятников), а в 1929 году и в последующие годы был введен электрический каротаж с измерениями КС и ПС (Л. М. Альпин, В. Н.Дахнов, С. Г. комаров и др.).).

В 30-е годы прошлого века были получены первые результаты гамма-каротажа (В. А. Шпак, Г. В. Горшков, Л. М. Курбатов), в 1941 году Б. М. Понтекорво предложил нейтронный каротаж, а в конце 50-х годов Е. В. Карус изобрел акустический каротаж.

Одновременно с развитием геофизических методов были разработаны методы исследования технического состояния скважин-инклинометрия, кавернометрия, термометрия, резистивиметрия, отбор керна боковыми несущими грунтовыми носителями со стенок скважины, перфорация колонны при вскрытии пластов, торпедирование, метод испытания пластов приборами на кабеле (ОПК) и др.

В 60-е годы были изобретены и внедрены новейшие методы каротажа: индукционный (С. М. Аксельрод, М. И. Плюснин), боковой (В. Т. Чукин, А. Г. Мельников), а в 70-е годы-ядерно-магнитный каротаж.

Углубленная обработка полевой и геофизической информации, полученной при бурении и эксплуатации скважин, позволяет решать большой круг геологических задач. Значительная часть информации о залежах, пересеченных скважинами, получена путем интерпретации данных ГИС, которые вместе с материалами литологических и палеонтологических исследований образцов горных пород и скважинных пробных слоев используются для создания литологических и стратиграфических описаний разрезов скважин, свойств каждого из вскрытых скважиной слоев, построения корреляционных схем и др. (В. Н. Дахнов, 1982; В. А. Долицкий, 1966 и др.).

таким образом, материалы ГИС считаются важнейшим источником информации о геологическом строении нефтяных и газовых месторождений.

Интенсивное становление коммерческой геофизики привело к необходимости создания науки о физико-химических свойствах горных пород, их взаимных связях и закономерностях изменения-петрофизики (В. Н. Кобранова, 1962; А. М. Нечай, 1954; Н.А. Перьков, 1963 и др.).).

Огромные возможности применения результатов обработки геофизических скважинных наблюдений при поиске и разведке нефтяных месторождений, при подсчете запасов углеводородов, проектировании и контроле действий полевых исследований отмечаются практически всеми исследователями (Б. Ю. Вендельштейн, 1971; С. С. Итенберг, 1978; с. г. Комаров, 1973 и др.).

Значительные исследования в области скважинных геофизических исследований были выполнены зарубежными учеными г. Долллом, С. Пирсоном, г. Гайотом, Р. Дебрантом и другие.

Внедрение машинной обработки данных ГИС позволило эффективно решать огромное количество геологических задач: расчленение и корреляция разрезов скважин, построение различных прогнозных карт, определение количественных геопараметров и др. (Н. Н. Сохранов и А. Е. Кулинкович, 1966; А. И. Волков, 1980; Ш. а. Губерман, 1987; м. М. Элланский, 1978 и др.).

В нефтегазовой отрасли бурение скважин создается не только для поиска и разведки месторождений углеводородов, но и для их исследования. В целях изучения геологического разреза скважин, их технического состояния и контроля режима полевых исследований в них проводятся геофизические исследования скважин (ГИС). ГИС-комплекс, проводимый в скважине, называется полевой геофизикой.

Изучение геологического разреза скважины на основе геофизических данных заключается в определении последовательности и глубины залегания горных пород, их литолого-петрографических и пластовых свойств, содержания в них необходимых минералов, а также оценке степени их насыщенности нефтью, газом или водой. На основе данных ГИС ориентируются количественные характеристики, необходимые для расчета запасов нефти и газа:

- эффективная мощность коллектора;
- положение водонефтяного (ВНК) и газожидкостного (ГЖК) контактов;
- коэффициент пористости $K_{П}$ продуктивных пластов;
- коэффициент нефтегазонасыщения $K_{НГ}$ коллекторов;
- коэффициент вытеснения нефти $K_{ВЫТ}$ и др.

Контроль за изучением нефтяных и газовых месторождений предполагает проведение комплекса геофизических исследований в действующих скважинах, расположенных в пределах эксплуатируемого месторождения. При

проектировании и управлении разведкой нефтяных и газовых месторождений с использованием методов ГИС решаются следующие задачи:

- исследование процесса вытеснения нефти и газа в пластах-коллекторах (в том числе определение исходного местоположения и контроль за перемещением ВНК и контактов ГЖК);
- изучение эксплуатационных характеристик пласта (в том числе проницаемости и содержания глины);
- введение жидкого состава в скважину;
- исследование технического состояния скважин (в том числе оценка качества цементации обсадных колонн, выявление мест циркуляции кольцевой жидкости и др.).

Исследование технического состояния скважин проводится на всех этапах их эксплуатации: бурение, перед вводом в эксплуатацию, в процессе эксплуатации. Во время бурения инклинометр характеризует кривизну ствола скважины, кавернометр – ее диаметр, резистивометр и электрический термометр – места, где жидкость поступает в скважину из пласта и поглощает промывочную жидкость. Перед вводом скважины в эксплуатацию изучается техническое состояние колонны на герметичность и качество цементирования. В эксплуатационных скважинах контроль их технического состояния заключается в выявлении мест нарушения герметичности цементного кольца, нарушения сцепления цемента с колонной и породой, вызывающих возникновение кольцевой циркуляции жидкости.

Для ГИС по-прежнему принято определять стрельбовые и взрывные работы, испытание слоев приборами на кабеле, отбор керна боковыми грунтоносами, перфорацию колонны при вскрытии пластов, облицованных трубами, и торпедирование. Связь этих работ с геофизическими изысканиями определяется тем, что они выполняются с использованием того же оборудования, что и в ГИС. В добывающих и нагнетательных скважинах с открытым забоем, используя пороховые генераторы давления и торпедирование, создают разрыв пласта и тем самым повышают их отклик или приемистость. Поэтому ГИС в настоящее время считается неотъемлемой частью геологических, буровых и эксплуатационных работ, проводимых при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений.

Изучение разреза может быть выполнено путем выбора керна. Но не всегда удается извлечь керн из подходящего интервала (неполное извлечение керна) [30, 52], а при его отборе и удалении в плоскость свойства породы и насыщающей ее жидкости заметно изменяются, поэтому результаты анализа керна и шлама не дают совершенного представления о геологическом разрезе. Однако некоторые физико-химические свойства горных пород (электропроводность, химическая активность, радиоактивность, теплопроводность, упругость и др.) могут быть изучены конкретно в скважине с точки зрения их естественного залегания путем проведения в ней соответствующих геофизических исследований. Такие исследования, которые частично или полностью заменяют отбор ядра, называются протоколированием.

Их результаты представлены в виде диаграмм изменения физических свойств горных пород по скважинам-каротажных диаграмм. Отбор керна в основном осуществляется на первых разведочных скважинах исследуемого месторождения и опускается до оптимального минимального объема, а в тех случаях, когда участок месторождения отлично изучен, бурение обычно проводится при отсутствии отбора керна. Однако полный отказ от отбора керна нецелесообразен, так как данные о пористости, проницаемости, нефте-и газонасыщенности и других свойствах пород, полученные при анализе керна, считаются исходными для объяснения количественной геологической интерпретации данных ГИС.

Поэтому результаты комплексного анализа керновых данных и материалов геофизических и гидродинамических исследований являются надежной основой для эффективного использования полевой геофизики для расчета запасов и разработки месторождений.

В зависимости от изучаемых свойств горных пород известны следующие виды каротажа: электрический, радиоактивный, тепловой, акустический и др.

Таким образом, результаты каротажа позволяют составить геологическое описание участка скважины, они являются отправной точкой для изучения геологического строения всего месторождения и региона в целом, а также для расчета запасов и проектирования рациональной системы разработки нефтегазовых месторождений. Поэтому данные ГИС в настоящее время являются основными и служат для оценки коллекторских свойств горных пород и степени их насыщенности нефтью, газом или водой.

Однако геологи-нефтяники постоянно сталкиваются с одной неразрешимой проблемой, которая практически неизвестна геологам-шахтерам. Это проблема изучения гидродинамической связности геологических тел (внутри-и межобъектных, боковых и вертикальных), которая прослеживается на различных иерархических уровнях - от уровня штуфа до уровня осадочного чехла, например, всей Восточно – Европейской платформы и ее каркасов.

Для решения этой задачи нефтегазовая геология располагает такими источниками информации, как разнообразные геофизические и гидродинамические исследования скважин, богатые материалы геологоразведочной геофизики, данные по истории разработки конкретных месторождений, специальные методы непосредственного изучения гидродинамической связности продуктивных пластов. Понятно, что целесообразно разработать методы использования информации из этих источников при изучении ГСГТ в рамках нефтегазовой геологии.

Проблема изучения гидродинамической связности геологических тел является одним из важнейших направлений исследований, проводимых в рамках геологии нефтегазовых месторождений. Решение вышеперечисленных задач поможет изменить ситуацию в нужном направлении, будет способствовать интеграции научно-исследовательских, методических, алгоритмических и программных разработок, проводимых геологами, геофизиками и разработчиками месторождений углеводородов, а сама

интеграция приведет к ускоренному развитию методов, технических средств и приемов, логико-математического аппарата, алгоритмического и программного обеспечения, используемых при изучении гидродинамической связности конкретных геологических тел.

В полном объеме проблема ГШТ была освещена лишь в 20-е годы XX века. в связи с развитием научного обеспечения поисков, разведки и освоения месторождений нефти и газа. В то же время исследователи столкнулись с рядом проблем, требующих своего разрешения:

- выделение нефтегазоносных комплексов в связи с прогнозированием нефтегазоносных провинций и регионов;
- выделение горизонтов добычи нефти и газа при поиске и разведке месторождений нефти и газа;
- разделение нефтяных и газовых месторождений на отдельные месторождения и выделение учетных и эксплуатационных объектов;;
- строительство систем для добывающих и нагнетательных скважин и управления скважинами, вскрывающими несколько пластов (элементарные производственные объекты);
- анализ разработки одно - и многослойных месторождений.

Все эти проблемы могут быть успешно решены при выявлении непроницаемых и малопроницаемых участков вертикального и бокового направлений.

Следует подчеркнуть, что для изучения геологического строения месторождения или месторождения, как отмечалось выше, огромную роль играют ГИС-методы (см. Часть II настоящего учебника), которые используются для решения таких геологических задач, как литологическое вскрытие разрезов скважин (в том числе вскрытие солевых отложений), изоляция коллекторов и межскважинная корреляция на основе ГИС-материалов, фациально - циклический анализ пород по разрезам скважин, построение геофильтрационных и гидродинамических моделей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный анализ позволяет сделать следующие выводы:

В целом разработка месторождения Жанажол будет характеризоваться невысокими экономическими показателями, особенно по второй карбонатной толще. Причина этого – большие залегания продуктивных пластов, их невысокая продуктивность, большие эксплуатационные затраты, связанные с очисткой нефти и газа от сероводорода, высокая стоимость организации компрессорной эксплуатации скважин при наличии в газе сероводорода и ряд других факторов.

Применение на месторождении Жанажол заводнения в его классической форме, как правило, малоэффективно. Это объясняется высокой неоднородностью продуктивных пластов, их прерывистостью, наличием газовых шапок, высокой стоимостью воды для заводнения.

В условиях месторождения Жанажол наиболее эффективной формой заводнения газонефтяных пластов является барьерное заводнение с частичным пропуском газа из газовых шапок с целью организации водогазового воздействия и для нефтяных пластов – предварительное частичное разгазирование.

Наивысший эффект разработки обеспечивают базовые варианты, т.е. вариант разработки эксплуатационных объектов без поддержания пластового давления, при естественном режиме, которым в большинстве объектов является газонапорный.

Экономические показатели разработки месторождения Жанажол резко улучшаются, если отказаться от ввода в разработку в ближайшее время наименее продуктивных эксплуатационных объектов пачка А в КТ-I и объекта Д-III в КТ-II.

Высокое значение эксплуатационных затрат приводит к тому, что уже через 50-60 лет добыча нефти достигает ее предельной стоимости. Достигаемая в этот момент нефтеотдача значительно ниже утвержденной. Следует отметить, что предел экономической рентабельности достигается при значительном абсолютном уровне добычи нефти по месторождению. В принципе, разработка месторождения может быть продолжена, если к тому времени значения замыкающих и предельных затрат изменяются в большую сторону.

В процессе эксплуатации нефтяного месторождения меняются условия работы отдельных скважин. Продукция обводняется, пластовое давление падает, увеличивается приток газа, снижается дебит скважин. Одной из основных причин снижения дебитов скважин является значительное снижение проницаемости призабойных зон добывающих скважин, что видно из обработки результатов гидродинамических исследований скважин.

Необходимо продолжать работы по переводу малодебитного фонда скважин на механизированную эксплуатацию и решать вопросы по уменьшению вредного влияния газа на работу ШГН. Экономический эффект при положительном решении этих задач составит не менее 10-15%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 «Справочная книга по добыче нефти» Ш.К. Гиматудинов –1974г.

2 Научно-технический обзор ВНИИЭгазпром. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений- 1981 г.

3 А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисс и др. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин М.; ОАО издательство «Недра»; 1997 г.

4 Абдилин Ф.С. Повышение производительности скважин. М. 1975 г.

5 Аммиян В.А., Аммиян А.В. Повышение производительности скважин. М. 1986 г.

6 Щуров В.И. Техника и технология добычи нефти. М. 1983 г.

7 Журнал «Нефтяное хозяйство» № 7. 1998 г.

8 Амиров А.Д., и др. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин М. 1975 г.

9 Технология испытания скважин месторождения Жанажол. РД 39-34-795-84. М: МНП. ВНИИКРнефть; ВНИИ; ВНИИТБ 1984г.

10 Семенов Ю.В.,Войтенко В.С., Обморышев К.М. и др. Испытание нефтегазоразведочных скважин в колонне.

11 Инструкция по безопасному ведению работ при разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода и других вредных и агрессивных веществ»- 1982г. Утверждена Госгортехнадзором и постановлением коллегии №16 от 17.06.82г.

12 Система противофонтанной безопасности при строительстве , эксплуатации и капитальном ремонте скважин на предприятиях ОАО «Актобемунайгаз»г.Атырау-1998г.

13 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности .г.Алматы-1995г.

14 РД 39-0147009-23-87 «Единые правила работ в скважинах «ВНИИКРНефть»1987г.

15 ГОСТ 17.1.3.12-86 «Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше».

16 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности г.Алматы 1995 г.

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

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

Автор: Сүлейменов Әлишер Орынбайұлы, Сейтов Аян Темирболатұлы

Название: Современные проблемы, методы решении и результаты интерпретации данных каротажа месторождении Жанажол

Координатор:Ақмарал Ниязова

Коэффициент подобия 1:22,3

Коэффициент подобия 2:11

Замена букв:24
Интервалы:0
Микропробелы:0
Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

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

Обоснование:

Обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите

22/05/2020 ……

Дата *Подпись Научного руководителя*