

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

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

Кафедра «Геофизики»

Кабылашимов Алихан Ерболулы

«Телеметрические системы каротажа в горизонтальных скважинах в
среднеюрских отложениях на нефтяном месторождении Кенкияк»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломной работе

5В070600 – «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

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

Кафедра «Геофизики»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
Геофизики Доктор геол.-
минерал. наук, Профессор

 Абетов А.Е.

«17» мая 2022 г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: «Телеметрические системы каротажа в горизонтальных скважинах в
среднеюрских отложениях на нефтяном месторождении Кенкияк»

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

Выполнил

Кабылашимов А.Е



Научный руководитель,
маг. тех. наук, лектор
Геофизики

 Тогизов К.С

«17» мая 2022 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический
университет имени К. И. Сатпаева

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

Кафедра «Геофизики»

5В070600 – «Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий

кафедрой Геофизики

Доктор геол.-

минерал. наук,

Профессор

Абетов А. Е. 

“17” мая 2022 г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломной работы

Обучающемуся Кабылашимову Алихану Ерболулы

Тема: «Телеметрические системы каротажа в горизонтальных
скважинах в среднеюрских отложениях на нефтяном
месторождении Кенкияк»

Утверждена приказом Ректора Университета № 489-П/Ө от
“24” декабря 2021 г. Срок сдачи законченной работы “18” мая
2022 г. Исходные данные к дипломной работе : были
получены при прохождении производственной практики





Рекомендованная литература:

ОАО НПЦ "Тверьгеофизика", ЗАО НПК "Геоэлектроника Сервис"
Технология производства геофизических работ аппаратурой
АМАК-“ОБЪ”. ТВЕРЬ, 2000г.

Краткое содержание дипломной работы:

- a) Общие сведения о месторождении
 - b) Геологическое строение территории и сведения о физических свойствах нефти и газа, стратиграфии продуктивных толщ района
 - c) Методы усовершенствование геофизических методов ГИС для горизонтальных скважин и представлены технические возможности современной аппаратуры семейства Comract.
 - d) Результатам геофизических исследований горизонтальных скважин нефтяного месторождения Кенкияк, комплексная интерпретация данных ГИС и корреляции разрезов скважин.
- Перечень графического материала: представлены 12 слайдов

Подписи
консультантов и нормо-контролёра на законченный дипломная
работа указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, Ф. И. О. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Общие сведения о месторождении	Тогизов К.С. док тех. наук, лектор	15.05.22	
Геологическое строение территории и сведения о физических свойствах нефти и газа, стратиграфии продуктивных толщ района	Тогизов К.С. док. тех. наук, лектор	15.05.22	
Методы усовершенствование геофизических методов ГИС для горизонтальных скважин и представлены технические возможности современной аппаратуры семейства Compac.	Тогизов К.С. док. тех. наук, лектор	15.05.22	
Результатам геофизических исследований горизонтальных скважин нефтяного месторождения Кенкияк, комплексная интерпретация данных ГИС и корреляции разрезов скважин.	Тогизов К.С. док. тех. наук, лектор	15.05.22	
Нормоконтролер	Кисеева Ш.Ө., маг. тех. наук, ассистент	15.05.22	

Научный руководитель  Тогизов К.С

Задание принял к исполнению обучающийся  Кабылашимов А.Е

Дата

«14 » мая 2022

АҢДАТПА

«Кеңқияқ мұнай кәсіпшілігіндегі орта юра шөгінділеріндегі горизонталь ұңғымалардағы телеметриялық каротаждық жүйелер» тақырыбы бойынша дипломдық жұмыс. Диссертация ұңғымаларды каротажды қолдану арқылы мұнай және газ бар қабаттарды анықтау үшін көлденең ұңғымаларды геофизикалық зерттеуге арналған. Факті материалдар ретінде Кеңқияқ кен орны тартылды. Жұмыс барысында телеметриялық барлау әдістерінің ағымдағы қолдану үшін өзектілігі анықталды. Жұмыс нәтижелері грави -, магнитті барлау деректері болжамды міндеттерді шешу үшін және Oasis Montaj бойынша – нақты геофизикалық материалдардың технологиялық құралы болып табылатынын көрсетті.

Жұмыстың нәтижелері ГАЗ кешеніндегі телеметрия әдістерінің кішігірім кемшіліктері де, аппараттық-механикалық және бағдарламалық сияқты үлкен артықшылықтары бар екенін көрсетті. Кемшіліктер неғұрлым жетілдірілген әдістерді жетілдіру және өндіру үшін негіз болады.

АННОТАЦИЯ

Дипломная работа на тему «Телеметрические системы каротажа в горизонтальных скважинах в среднеюрских отложениях на нефтяном месторождении Кенкияк».

Дипломная работа посвящена геофизическим исследованиям горизонтальных скважин по выделению нефтегазоносных продуктивных пластов применением ГИС. В качестве фактических материалов было привлечено месторождение Кенкияк. В ходе выполнения работы была определена актуальность телеметрических методов разведки для нынешнего применения.

Результаты работы показали, что телеметрические методы в комплексе ГИС имеют как и небольшие недостатки так и большие плюсы, как аппаратурно-механические, так и программные. Минусы служат основой для доработки и производства более совершенных методик.

ANNOTATION

Dimpola work on the topic "telemetry logging systems in horizontal wells in the middle jurassic deposits at the kenkiyak oil field". the thesis is devoted to geophysical studies of horizontal wells to identify oil and gas bearing productive formations using well logging. the kenkiyak field was involved as factual materials. in the course of the work, the relevance of telemetric reconnaissance methods for the current application was determined.

The results of the work showed that telemetry methods in the gis complex have both small disadvantages and big advantages, both hardware-mechanical and software. cons serve as the basis for refinement and production of more advanced techniques.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Геофизические исследования горизонтальных скважин
 - 1.1 Комплекс методов для геофизических исследований в горизонтальных скважинах
 - 1.2 Объект исследования горизонтальных скважин: нефтяное месторождение Кенкияк
 - 1.3 История исследования и освоения объекта
 - 1.4 Геологические данные о нефтяном месторождении Кенкияк
 - 1.5 Стратиграфия продуктивных толщ
2. Тектоника
3. Гидрогеологическая характеристика
4. Нефтегазоносность
5. Физические свойства горных пород
 - 5.1 Плотностные свойства горных пород
 - 5.2 Электрические свойства горных пород. Удельное электрическое сопротивление и поляризуемость.
 - 5.4 Радиоактивность горных пород
 - 5.4.1 Физические свойства нефти и газа
 - 5.4.2 Характеристика пластовых флюидов
6. Особенности организации, проведения и результаты ГИС в горизонтальных скважинах на примере нефтяного месторождения Кенкияк
 - 6.1 Организация и методика проведения измерительных работ
 - 6.2 Техника проведения геофизических работ в горизонтальных скважинах нефтяного месторождения Кенкияк: системы и приборы серии Comrast
7. Особенности аппаратуры семейства Comrast
 - 7.1 Опыт применения аппаратуры семейства Comrast
8. Результаты геофизических исследований горизонтальных скважин нефтяного месторождения Кенкияк
 - 8.1 Комплексная интерпретация данных ГИС
 - 8.2 Корреляция разрезов скважин
 - 8.3 Усовершенствование геофизических методов ГИС для горизонтальных скважин
 - 8.4 Термометрия и резистивиметрия
9. Выбор и обоснование методов ГИС применяемых в горизонтальных скважинах для оценки коллекторских свойств.
 - 9.1 Усовершенствованная методика обработки и интерпретации ГИС в горизонтальных скважинах.
10. Первичная обработка
 - 10.1 Методика интерпретации данных ГИС в горизонтальных скважинах

ВВЕДЕНИЕ

Дипломная работа посвящена особенностям проведения геофизических исследований в горизонтальных скважинах. Фактические результаты ГИГС приводятся на примере Кенкиякского нефтяного месторождения. Тема на сегодняшний момент является актуальной. Комплекс по ГИГС постоянно развивается, ведутся работы по совершенствованию методики проведения, технических и программных средств.

Впервые в постсоветской нефтяной отрасли задачу горизонтального бурения поставило открытое акционерное общество «Сургутнефтегаз», выбрав основным объектом строительства горизонтальных скважин Федоровское нефтяное месторождение (Горизонт АС-4-5-6).

Наиболее эффективным является переход от бурения одиночных ГС к бурению и широкомасштабному промышленному освоению систем на основе бурения сотен ГС в комбинации с вертикальными и наклонно-направленными скважинами на одном объекте.

При увеличении объемов бурения горизонтальных скважин встает вопрос о выборе более эффективной технологии добычи нефти. С начала XXI века развивается бурение ГС с хвостовиком. Бурение скважины производится инструментом меньшего диаметра и на биополимерном солевом растворе, который само разрушается через две недели, при этом отсутствует загрязненность коллекторов, как при глинистом растворе.

Таким образом, создание высокоинформативной безопасной технологии проведения ГИС в горизонтальной части ствола скважины и ее скорейшего внедрения в практику работ на казахстанских месторождениях является давно назревшей и актуальной проблемой.

Настоящая дипломная работа составлена с использованием результатов промыслово-геофизических исследований скважин Кенкиякского нефтяного месторождения, текущих карт состояния разработки, геологических отчетов, материалов разработчиков комплекса Compact, АМАК «ОБЪ», АЛМАЗ-2, МГКР, АК-Г, литературы о методах ГИС и полезных ископаемых.

Глава 1. Геофизические исследования горизонтальных скважин

Горизонтальными скважинами называют скважины с большим зенитным углом (обычно больше 85 градусов), пробуренные с целью увеличения нефтегазоотдачи продуктивного пласта проходки в залежи горизонтального участка ствола большой протяженности. В этом состоит их отличие от скважин с большими отходами забоя от устья, которые представляют собой наклонно-направленные скважины с большим зенитным углом, пробуренные с целью пересечения продуктивного пласта в заданной точке.

Самым обычным способом увеличения продуктивности вертикальных скважин был и продолжает оставаться гидравлический разрыв пласта. Горизонтальные скважины обеспечивают увеличение добычи по сравнению с вертикальными скважинами, в которых не было гидроразрыва пласта. Поэтому в настоящее время появились стимулы для исследования и осмысления методики выбора места заложения, методов бурения, заканчивания и испытания скважин, интенсификация притока и в целом разработки залежей с помощью наклонных и/или горизонтальных скважин. В определенных условиях это может привести к значительному увеличению годового дохода от эксплуатации скважин.

В период между 1978 и 1985 годами горизонтальное бурение применялось редко. Первые скважины были экспериментальными, дорогими и часто проводились с превышением сметы. Тем не менее, они создали основу для дальнейшего развития горизонтального бурения.

1.1 Обзор имеющихся технологий и история развития комплекса геофизических исследований горизонтальных нефтяных скважин

В советское и постсоветское времена в казахстанской практике проведения ГИС в горизонтальных скважинах использовались технологии российской разработки:

1. Проведение ГИС автономной аппаратурой, спускаемой на буровом инструменте («АМК Горизонт» – разработка ВНИИГИС, г. Октябрьский, Россия). Автономный скважинный прибор наворачивается на буровой инструмент и с его помощью доставляется в горизонтальный участок ствола скважины. По истечении заданного времени включается измерительная схема скважинного прибора.

2. Проведение ГИС комплексом стандартных приборов, помещаемых в электрорадиопрозрачный стеклопластиковый контейнер, спускаемый на буровом инструменте.

Данная технология («Горизонталь-1» – «Горизонталь-5» – разработка АО НПФ «Геофизика» г. Уфа) предусматривает использование каротажного кабеля с выводом его в затрубное пространство.

3. Проведение ГИС с использованием спецкабеля для транспортировки на забой скважинной аппаратуры (ОАО «Татнефтегеофизика»).

Недостатки первой технологии:

- ограниченный и не достаточный комплекс исследований геофизическими методами (КС-3 зонда, ПС, ГК, НГК, Инклинометр) продуктивных горизонтов Западной Сибири. В частности, что особенно важно для расчленения терригенных отложений недостаточная информативность метода нейтронного гамма каротажа, нестандартные размеры зондов электрического каротажа.

- сложности при эксплуатации автономного прибора: большие габаритные размеры (длина 8 м., диаметр 180 мм.), большой вес (450 кг), необходимость технических средств для погрузки, перевозки, разгрузки и т.д.

- ограниченные возможности при исследовании скважин с малым радиусом искривления и диаметром ствола скважины.

- ограниченное время автономной работы скважинного прибора в процессе регистрации (4-5 часов).

- при проведении спуска бурильного инструмента скважинный прибор находится снизу бурильного инструмента (возможна его поломка).

Недостатки второй технологии:

- невозможность реализации необходимого комплекса исследований из-за наличия стеклопластикового контейнера.

- высокая аварийность работ, связанная с обрывами каротажного кабеля и буринструмента.

- за один спуско-подъем бурильного инструмента производится регистрация геофизических параметров от одного прибора (одного метода).

- большие затраты времени на производство исследований – в среднем 25 часов на одну операцию, без учета аварийных ситуаций.

Недостатки третьей технологии:

- существующие каротажные подъемники позволяют взять на лебедку не более 2000 погонных метров спецкабеля.

- максимальная достигнутая проходимость скважинной аппаратуры по горизонтальному участку ствола составляет 200 метров.

Перечисленные недостатки вышеназванных технологий являются непреодолимыми в ближайшей перспективе.

Предложения по реализации аппаратурно-методического автономного комплекса для проведения ГИС в горизонтальных скважинах АМАК “ОБЬ” появились в марте 1996 года, после технического совещания в г. Твери. Были проанализированы: состояние геофизических исследований ГС, а также преимущества и недостатки уже существующих технологий.

Для устранения недостатков и усиления преимуществ существующих технологий был предложен аппаратурно-методический автономный комплекс АМАК “ОБЬ” и технология проведения ГИС в ГС с его помощью.

АМАК “ОБЬ” представляет собой сборку стандартных скважинных приборов, реализующих необходимый комплекс ГИС, работающих в автономном режиме. Реализация автономного режима достигается размещением в них источников питания (аккумуляторов), блоков твердотельной интегральной памяти, преобразователя питания, а также

датчиков давления и температуры в составе блоков управления работой автономных приборов.

Особенностями программно-методических средств и технологии интегрированной обработки всего комплекса измерений являются:

- выдача всей информации в функции глубины скважины в единых форматах записи;

- наличие программного обеспечения, позволяющего выдать непосредственно на скважине предварительное заключение, а также произвести свертку информации для передачи ее в обрабатывающий центр верхнего уровня.

Такова суть предлагаемой технологии АМАК “ОБЬ”, и представлены сравнительные характеристики АМАК “ОБЬ” с АМК “Горизонт” и ”Горизонталь-1”. С учетом вышеизложенных предложений было сформулировано техническое задание на разработку АМАК “ОБЬ” и 11.12.96. заключен договор на поставку между ОАО ”Сургутнефтегаз” и разработчиками: ЗАО “Геоэлектроника сервис”, АО НПЦ “Тверьгеофизика”, ТОО “Луч”.

С 1997 г. в тресте СНГФ начались испытания АМАК “ОБЬ” в открытом стволе. Испытания проводились на Федоровском и Восточно-Еловом месторождениях с выталкиванием связки приборов СРК, ИК-4, ИНКЛ, ВИКИЗ, ПС из бурового инструмента циркуляцией. При испытаниях возникли следующие проблемы:

- связка скважинных приборов частично или полностью не выходила из бурового инструмента;

- отказ скважинных приборов и блоков памяти;

- расхождения по глубине между кривыми зарегистрированными АМАК “ОБЬ” и кабельным вариантом, что происходит из-за несовершенной технологии определения глубин (использование меры труб по буровому журналу и датчика глубин с талевого троса);

- расхождение данных инклинометрии АМАК “ОБЬ” с данными ИОНа и данными телесистемы “Sperry-Sun”;

- регистрируемая системой кривая ПС не пригодна для литологического расчленения разреза.

Некоторые проблемы были решены, например:

1. Проблема отказов скважинных приборов и блоков памяти решалась заменой и доработкой электроники модулей.

2. Для промера бурового инструмента стал использоваться лазерный дальномер, что позволило более точно осуществлять привязку по глубине.

3. Для уточнения данных инклинометрии был проведен замер связкой из двух инклинометров. Проблема невыхода скважинных приборов из бурового инструмента не решена и в результате аварийного выхода приборов из инструмента (23.10.98 г.) комплект аппаратуры был выведен из строя.

С 04.02.98 года проводились промысловые испытания АМАК “ОБЬ” в радиопрозрачном контейнере модулями: ВИКИЗ с блоком измерения дифференциальной ПС, СРК, ИНКЛ. При записи в радиопрозрачном

контейнере также возникла проблема литологического расчленения разреза по кривой.

По ПС, СРК, ИНКЛ проблема была решена посредством доработки конструкции связки приборов. А именно: все шарнирные соединения приборной сборки и место стыковки удерживающего устройства с буровой трубой шунтируются проводящими шинами для обеспечения надежного электрического контакта и исключения возможного влияния контактных явлений.

В настоящее время работа по технологии АМАК «ОБЬ» ведется с использованием стеклопластикового контейнера.

Прикладное программное обеспечение (ПО) предназначено для поддержки полного технологического цикла проведения геофизических исследований скважин (ГИС) автономным прибором АМАК «ОБЬ» и обеспечивает:

- тестирование отдельных модулей АМАК «ОБЬ»;
- проведение базовых калибровок приборов с записью калибровочных данных на жесткий диск;
- настройку модулей перед регистрацией данных ГИС;
- считывание и контроль записанной информации;
- формирование базового файла ВРЕМЯ и ГЛУБИНА в формате LAS по данным станции ГТИ;
- первичное редактирование данных каротажа с привязкой к глубине по данным станции ГТИ и совмещением точек записи по глубине;
- выдачу первичных материалов каротажа на твердую копию;
- просмотр и редактирование материалов каротажа;
- первичную обработку каротажных данных с вводом поправок за геолого-технические условия проведения измерений;
- выдачу результатов обработки на твердую копию.

Прикладное ПО обеспечивает выполнение этих функций в полном объеме при проведении каротажных работ с аппаратурой радиоактивного каротажа (СРК-73Г), электромагнитного (ВИКИЗ), индукционного (ИК-4Г) и инклинометром.

С 1999 года в тресте «СНГФ» исследование бурящихся горизонтальных скважин проводится по технологии «Горизонталь-1» и аппаратурно-методическим автономным комплексом «ОБЬ» (АМАК «ОБЬ»).

По сравнению с применяемой сегодня технологией «Горизонталь 1» (спуск приборов в стеклопластиковый контейнер с выводом кабеля в затрубье через боковой переводник) технология «АМАК- ОБЬ» позволяет:

- существенно сократить время на проведение каротажа в горизонтальных скважинах, т.к. получение информации по комплексу окончательного каротажа (ВИКИЗ + градиент ПС + инклинометр + РК) осуществляется за один спуск-подъем бурового инструмента, совмещенного с промывкой скважины перед каротажом, вместо трех промывок и трех спуско-подъемных операций по технологии Горизонталь-1.

- расширить комплекс каротажа путем включения в комплекс исследований модулей акустического каротажа, модулей бокового каротажа, профилемера, гамма-гамма плотностного каротажа, что существенно повысит информативность исследований.

- сократить время на исследование разведочных скважин, т.к. операции проработки скважины можно совместить со спуском ряда модулей «АМАК ОБЬ» в буровом инструменте, сократив тем самым время на исследование этими методами приборами на кабеле.

- резко сократить аварийность при исследовании горизонтальных скважин и расход дорогостоящего каротажного кабеля.

- сократить трудозатраты на проведение ГИС в горизонтальных скважинах, т.к. технология «АМАК-ОБЬ» коренным образом меняет организацию работы геофизической партии.

- существенно улучшить баланс времени буровых бригад и сократить стоимость метра проходки за счет сокращения времени на проведение исследований и излишних промывок.

1.1. Комплекс методов для геофизических исследований в горизонтальных скважинах

Комплекс исследований горизонтальных скважин с 1995 года включает в себя:

1. АКЦ в кондукторе;
2. АКЦ, РК (НКТ+ГК), локатор муфт в технической колонне;
3. ПС, ВИКИЗ, РК (НКТ+ГК);
4. РК (НКТ+ГК) на газ, АКЦ – эксплуатационная колонна;
5. Инклинометрия по стволу с перекрытием;
6. ДМК;
7. Газовый каротаж.

Комплекс исследований горизонтальных скважин с 2003 г включает в себя:

1. АКЦ в кондукторе;
2. АКЦ, РК (НКТ+ГК), локатор муфт в технической колонне;
3. ПС, ВИКИЗ, РК (НКТ+ГК), термометрия, резистивиметрия;
4. РК (НКТ+ГК) на газ, АКЦ – эксплуатационная колонна;
5. Инклинометрия по стволу с перекрытием;
6. ДМК;
7. Газовый каротаж.

А с 2006 года в состав комплекса ГИС горизонтальных скважин был включен метод АК в открытом стволе горизонтального участка скважины.

Конструкция горизонтальной скважины и методы проведения ГИС в ней:

1. Кондуктор.

В кондукторе диаметром 245мм глубиной от 400 до 700м выполняется акустический каротаж с целью контроля высоты подъема цемента и качества

цементного камня приборами USBA-21A. Диаграммы выдаются в масштабе 1:500.

2. Открытый ствол.

В открытом стволе диаметром 219 мм выполняется запись привязочного каротажа приборами ВИКИЗ (ПС+ВИКИЗ)+РК.

Интерпретация заключается в отбивке кровли проектного пласта. Определение характера насыщения коллектора. Определение абсолютной отметки реперного пласта для дальнейшего ориентирования горизонтального ствола скважины.

3. Техническая колонна.

В технической колонне диаметром 168 мм глубиной до 2200 м также выполняется АК с теми же целями, что и в кондукторе.

Кроме того, выполняется замер РК (ГК+НКТ+ЛМ) с целью отбивки башмака технической колонны (ГК+ЛМ) и получения фонового НКТ для контроля в будущем за газовыми перетоками.

Запись выполняется приборами СРК-73. Диаграммы выдаются в масштабе 1:500.

Интерпретация заключается в надежной отбивке башмака технической колонны. Полученная по замеру глубина обязательно сверяется с данными по мере труб технической колонны, предоставляемыми службой бурения. Абсолютная отметка башмака технической колонны берется за репер, при проводке ствола горизонтальной скважины. Поэтому при непрохождении прибора РК ниже башмака технической колонны задача считается не выполненной.

Диаграммы выдаются в масштабе 1:500. колонне.

4. Открытый ствол

В открытом стволе диаметром 144 мм выполняется запись окончательного каротажа приборами АЛМАЗ-2 (ПС+ВИКИЗ+РК), термометрия + резистивиметрия, АК в открытом стволе с последующей увязкой к привязочному каротажу до глин.

Интерпретация заключается в определении литологии, эффективной мощности пласта, коэффициента пористости, коэффициента нефтенасыщения.

5. Инклинометрия.

Все геофизические исследования, начиная от забурки до окончательного каротажа сопровождаются кабельной и автономной инклинометрией и независимо-забойной телеметрией на буровом инструменте. Запись ведется приборами ИОН-1.

Лучшие по качеству результаты дают замеры приборами ИОН и совмещенный с ГК ИНК-Р.

Определение качества замеров инклинометрии осуществляется по совпадению значений угла и азимута в интервале перекрытия между последующими замерами, а также по абсолютным отметкам ГНК и ВНК.

Каждая горизонтальная скважина должна при бурении сопровождаться ДМК и газовым каротажом.

1.2. Объект исследования горизонтальных скважин: нефтяное месторождение Кенкияк

Нефтяное месторождение Кенкияк является сравнительно крупным месторождением в северо-западной части Республики Казахстан. Оно расположено в восточной части Урало-Эмбинской соляно купольной области и находится в 180 км к юго-востоку от города Актобе (рис. 1).

1.3. История исследования и освоения объекта

Впервые сведения о геологическом строении района опубликованы в работе С.К. Ковалевского и А.П. Гернгросса, которые в 1940 году изучали район по рекам Темир, Эмба, Ат-Жаксы. Их дальнейшие исследования носили маршрутный характер. Более детальное и планомерное изучение территории начинается с 1944 года.

Так в 1944-1946 гг. Каспийско-Аральской партией под руководством Г.И. Водорезова проводилась геологическая съёмка М40 в масштабе.

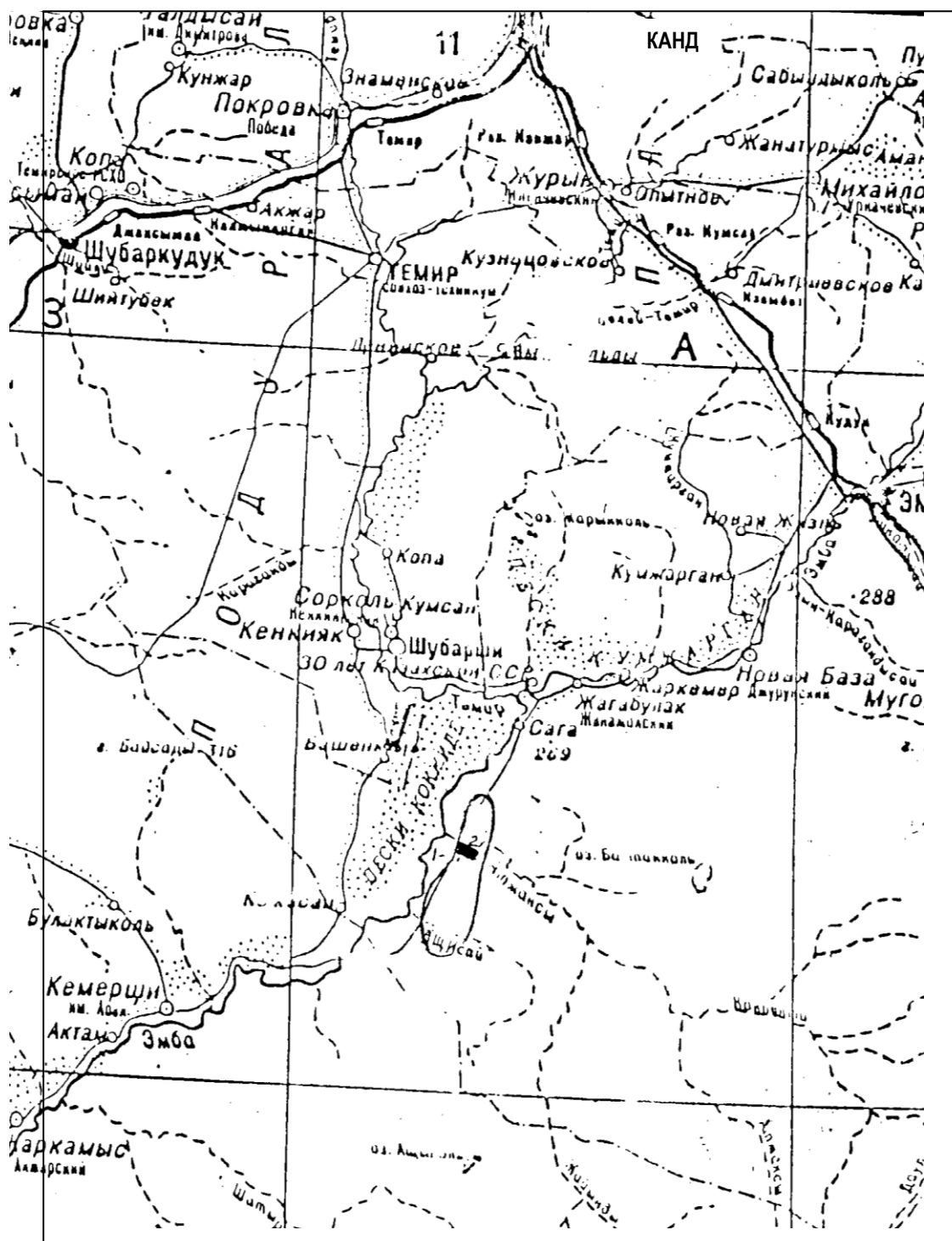
В результате работ была составлена геологическая карта и объяснительная записка к месту, в которой освещены основные вопросы стратиграфии и тектоники территории.

В 1949 году В.И. Самодуров и И.В. Иванов провели геологическую съёмку в масштабе 1:200000 места М – 40 - XXXIV, куда входит и Кенкияк. Авторы дают точное описание геологического строения района.

В 1952 году площадь была покрыта гравиметрической съёмкой того же масштаба.

В 1952-1954 гг. на этой площади проведена геологическая съёмка в масштабе 1:50000 с применением картировочного бурения (А.С. Зингер).

В 1958 году выявлена надсолевая структура, в 1959 году открыто месторождение, приуроченное к соляному куполу (в надсолевом разрезе выявлено 9 нефтяных горизонтов). Залежи нефти промышленного значения в мезозойских отложениях были открыты в 1958 году при проведении структурно-поискового бурения. В скважине К-17 приток масляной нефти был получен из среднеюрских лагунно-континентальных отложений, а в скважине К-134 из континентальных отложений соркульской свиты нижнего триаса дебит нефти составил 45,6 м³/сут. (рис. 2, 3).



Масштаб 1:1000000

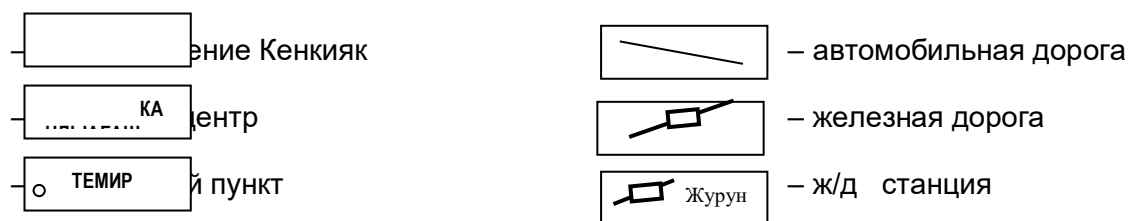
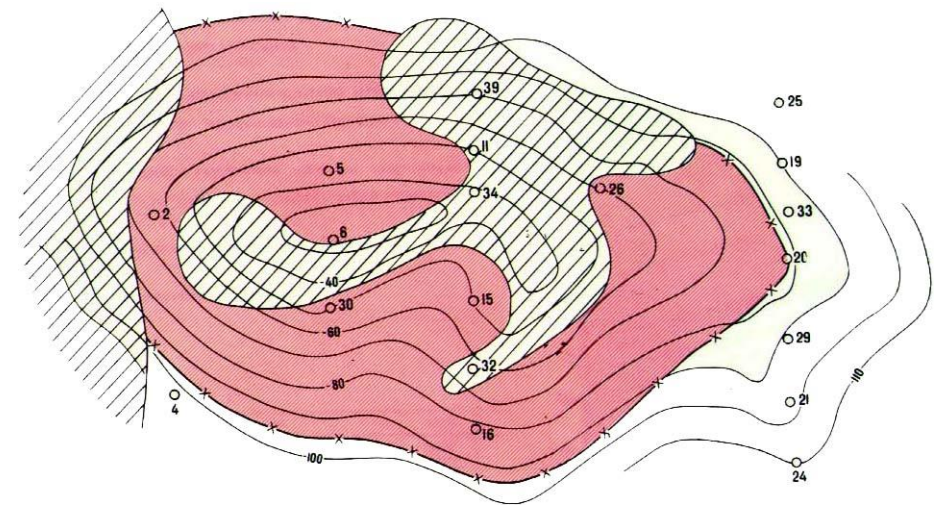
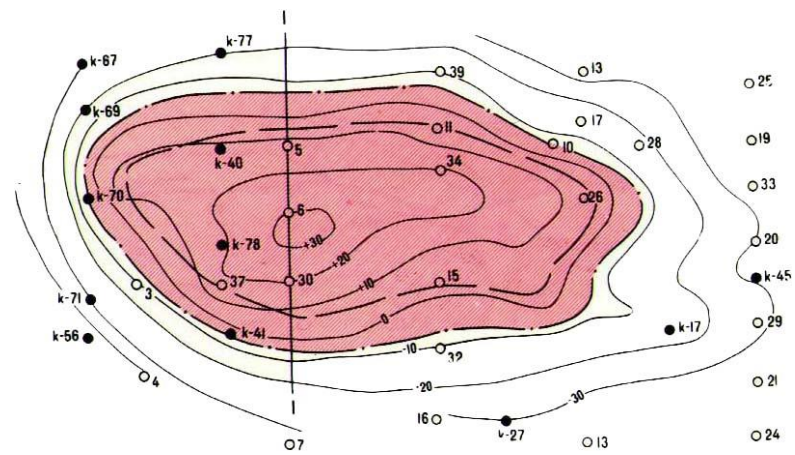


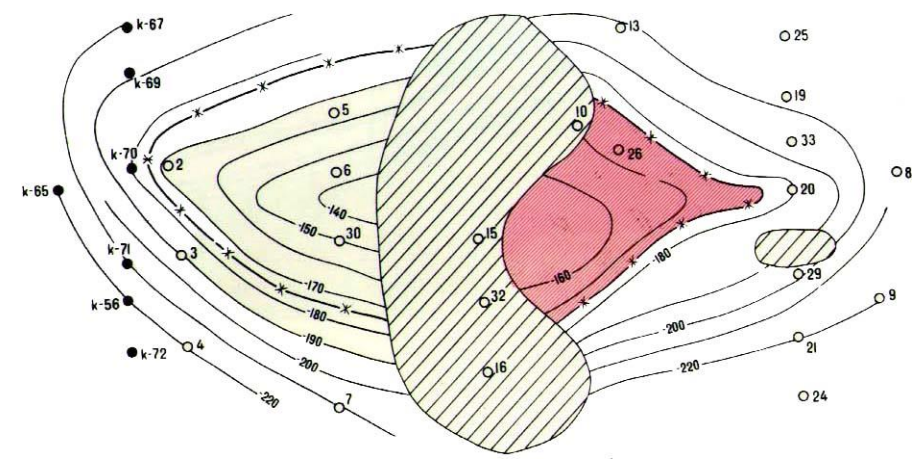
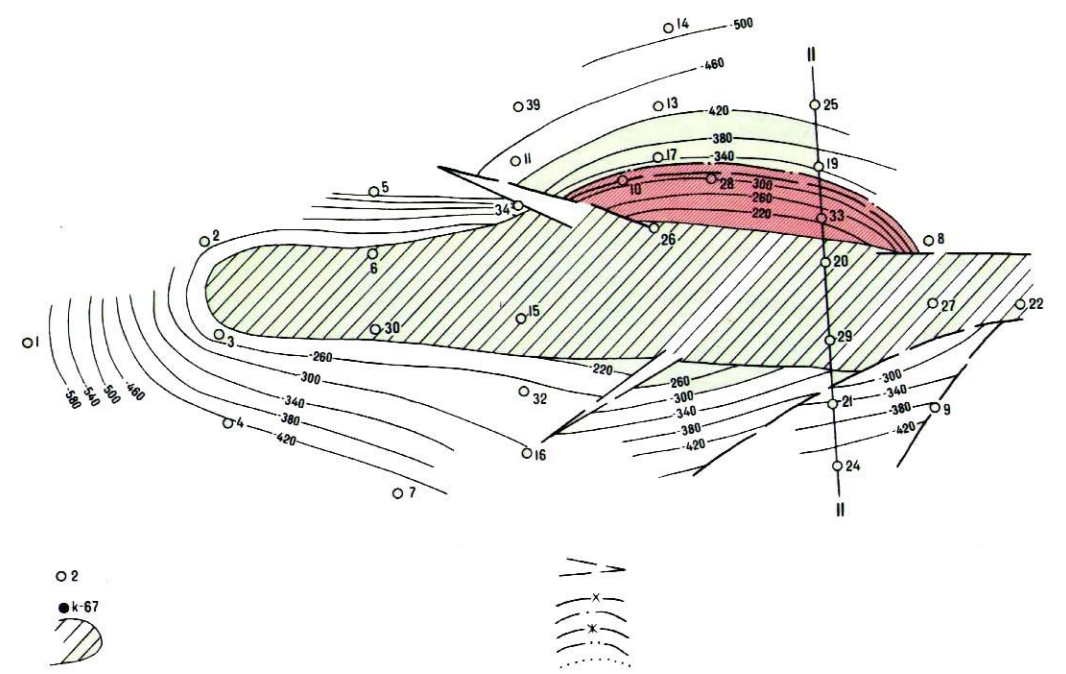
Рисунок 1 — Карта района расположения объекта исследования — месторождения Кенкияк.

Масштаб 1: 40 000



А

Б



В

Г

1, 2 – скважины поискового и структурного бурения; 4 – тектонические нарушения;
 3 – зона отсутствия коллекторов; 5 – контуры нефтегазоносности продуктивных горизонтов.

Рисунок 2 — Структурные карты: А – кровли барремского продуктивного горизонта, Б – кровли I среднеюрского продуктивного горизонта, В – кровли среднеюрского продуктивного горизонта, Г – кровли нижнетриасового продуктивного горизонта.

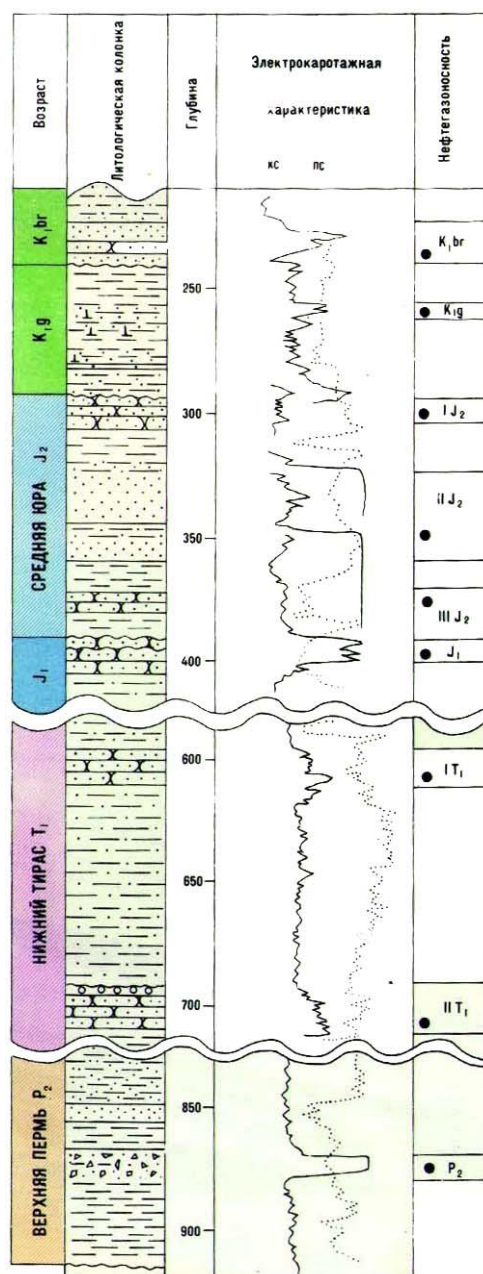


Рисунок 3 — Результаты каротажа и продуктивных надсолевых структур

В связи с получением промышленных притоков нефти из нижнетриасовых отложений в 1959 г. на соляном куполе Кенкияк было начато глубокое разведочное бурение; ряд скважин оказался продуктивным.

Кенкиякское многопластовое месторождение имеет широкий стратиграфический диапазон нефтеносности в интервале глубин 80-4414 метров с залежами нефти в надсолевых, солевых (галогенных) и подсолевых отложениях (рис. 4, 5, 6). Месторождение располагается на одноименной тектонической ступени западной части восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины. Залежи нефти содержатся в надсолевых казахстанских – альбских отложениях, терригенно-сульфатных прослоях галогенной толщи кунгурского яруса, в артинско-аселльских

песчано-глинистых породах и в карбонатных каширско-поздневизейского возраста (КТ-II). В 1962 г. на южном крутом склоне соляного купола в скважинах 47 и 48 были получены фонтанные притоки нефти из верхнепермских отложений.

Месторождение Кенкияк введено в разработку в 1966 г. Первоначально была составлена технологическая схема опытного участка нагнетания пара в западной части южного крыла структуры. Разбуривание опытного участка осуществлено в 1967-1969 гг.

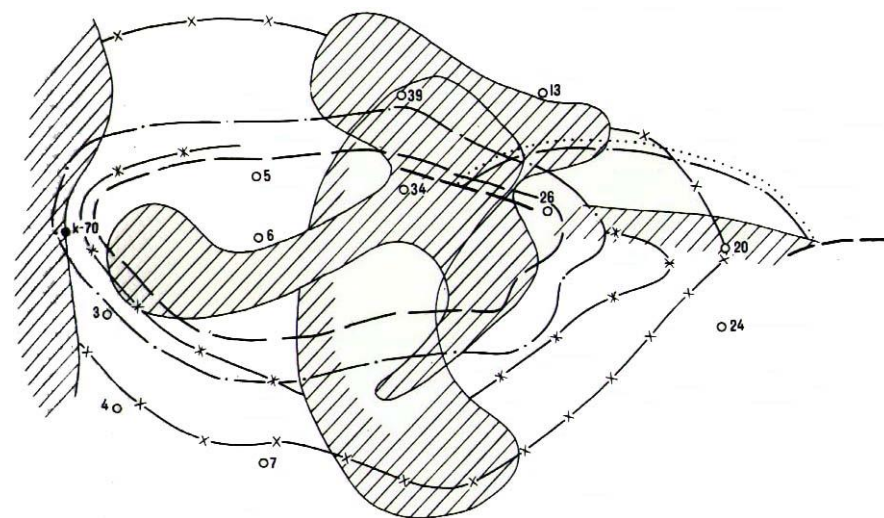
В 1969 г. в сводке Кенкиякского подсолевого поднятия, выявленного сейсморазведкой МОВ и МРНП Актюбинской геофизической экспедиции, по нашему обоснованию и рекомендации, было начато бурение параметрической скважины 88-П. Скважина на глубине 3880 м под сульфатно-терригенными породами основания кунгурского яруса вскрыла артинские песчано-глинистые отложения с обильными нефтепроявлениями и прошла по ним до глубины 3917 м. На данной глубине в скважине произошла сложная техническая авария. Вследствие наличия обильных нефтепроявлений во вскрытой части артинских отложений было решено провести испытание с целью оценки значимости нефтепроявлений. Г.Г.Мулдаковым и Б.М.Поповым было проведено испытание скважины 88-П, где при 8-мм штуцере дебит легкой нефти составил 30 м³/сут. А при 10-мм штуцере увеличился до 50 м³/сут., что ознаменовало открытие первого нефтяного месторождения в подсолевых отложениях востока Прикаспия, тем самым подтвердив научное обоснование А.Л.Яшина о наличии подсолевой нефти на Кенкияке.

В 1971 г. фонтанный приток нефти из сакмарских отложений был получен в рекомендованной нами скважине 93, а в 1979 г. – из карбонатов К-II в скважинах 102 и 107.

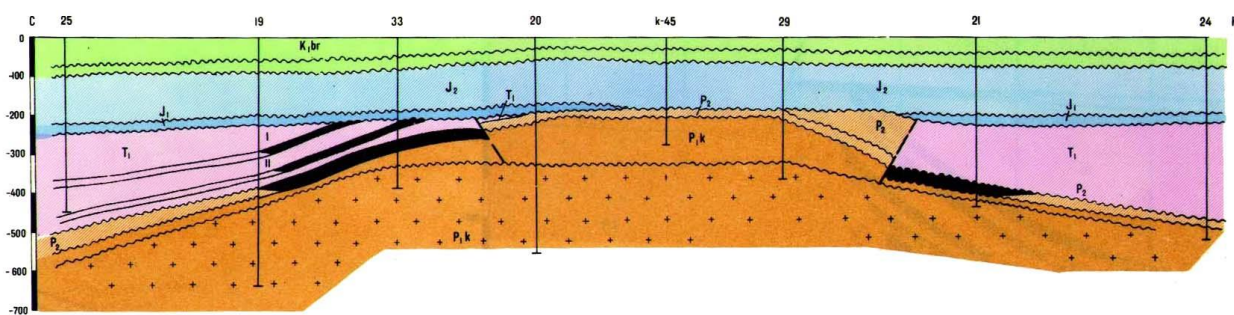
В 1971 г. ВНИИ была составлена технологическая схема разработки месторождения с применением теплового воздействия на пласт. Опытные работы по паротепловому воздействию на нефтяные пласты были начаты в 1972 г. по площадной обращенной семиточечной системе в пределах элементов.

В 1971 году открыты залежи в нижнепермских отложениях (выделено 5 продуктивных горизонтов).

В 1974 г. в скважине 96 на крутом склоне юго-восточной части купола возник открытый фонтан легкой нефти из прослая (линзы) сульфатно-терригенных пород в галогенной толще кунгурского яруса с дебитом 1200 м³/сут. через 50-мм наконечник и более 480 м³/сут. через 20-мм штуцер.

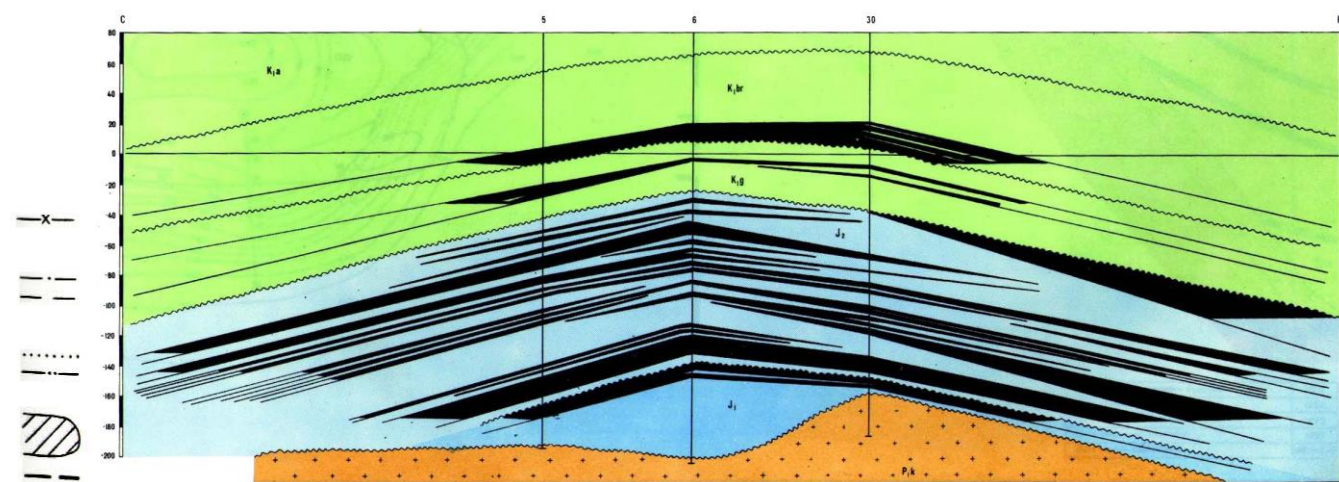


Масштаб 1:10 000



Б

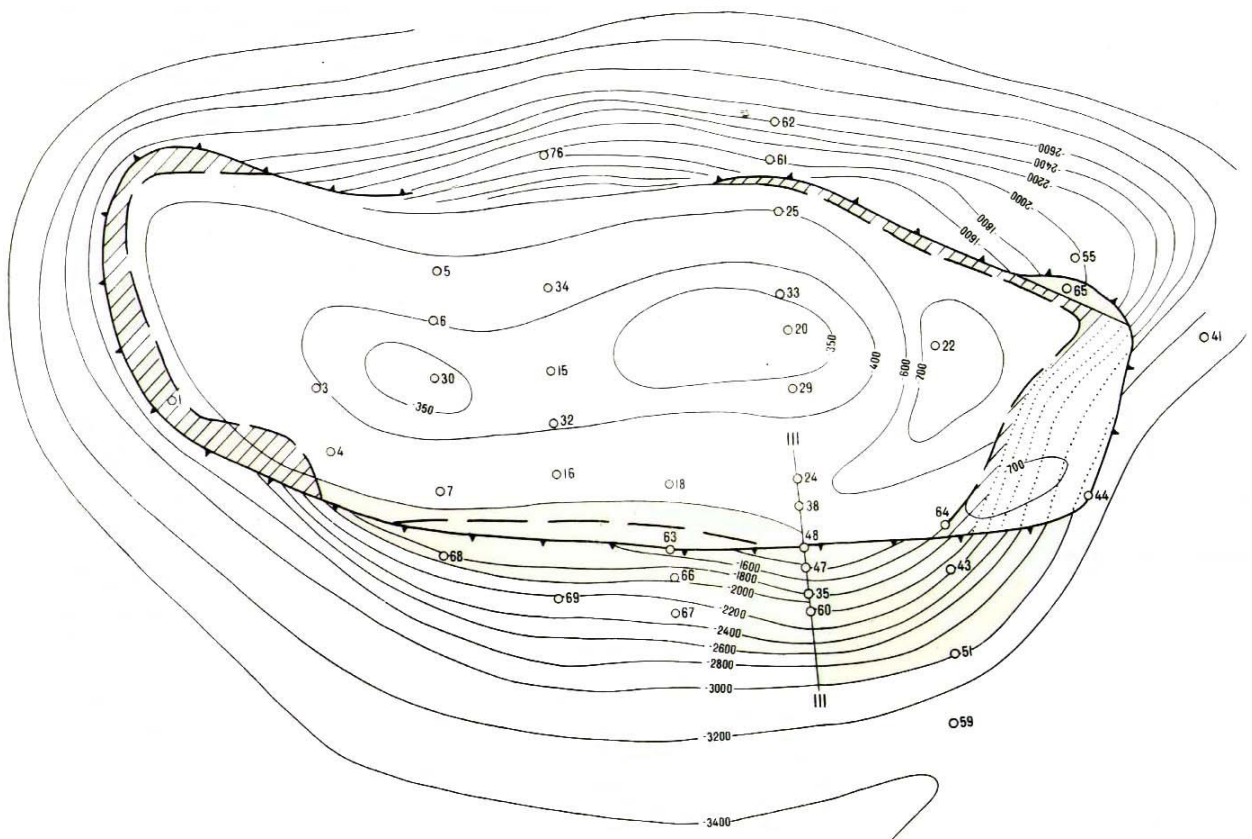
А



- 1 – контур нефтеносности I среднеюрского продуктивного горизонта;
- 2, 3 – внутренние и внешние контуры нефтеносности барремского продуктивного горизонта;
- 4, 5 – внутренние и внешние контуры нефтеносности II нижнетриасового продуктивного горизонта;
- 6 – зона отсутствия коллекторов;
- 7 – тектонические нарушения.

В

Рисунок 4. А — Сопоставление контуров нефтеносности, Б – Разрез по линии I, В – Разрез по линии II.



- 1 – поисковые и разведочные скважины;
- 2 – крутые уступы соли;
- 3 – изогипсы под соляным карнизом;
- 4 – изогипсы по VI отражающему горизонту;
- 5 – крутое залегание VI горизонта под карнизом.

Рисунок 5 — Структурная карта по кровли соли

Масштаб 1: 10 000

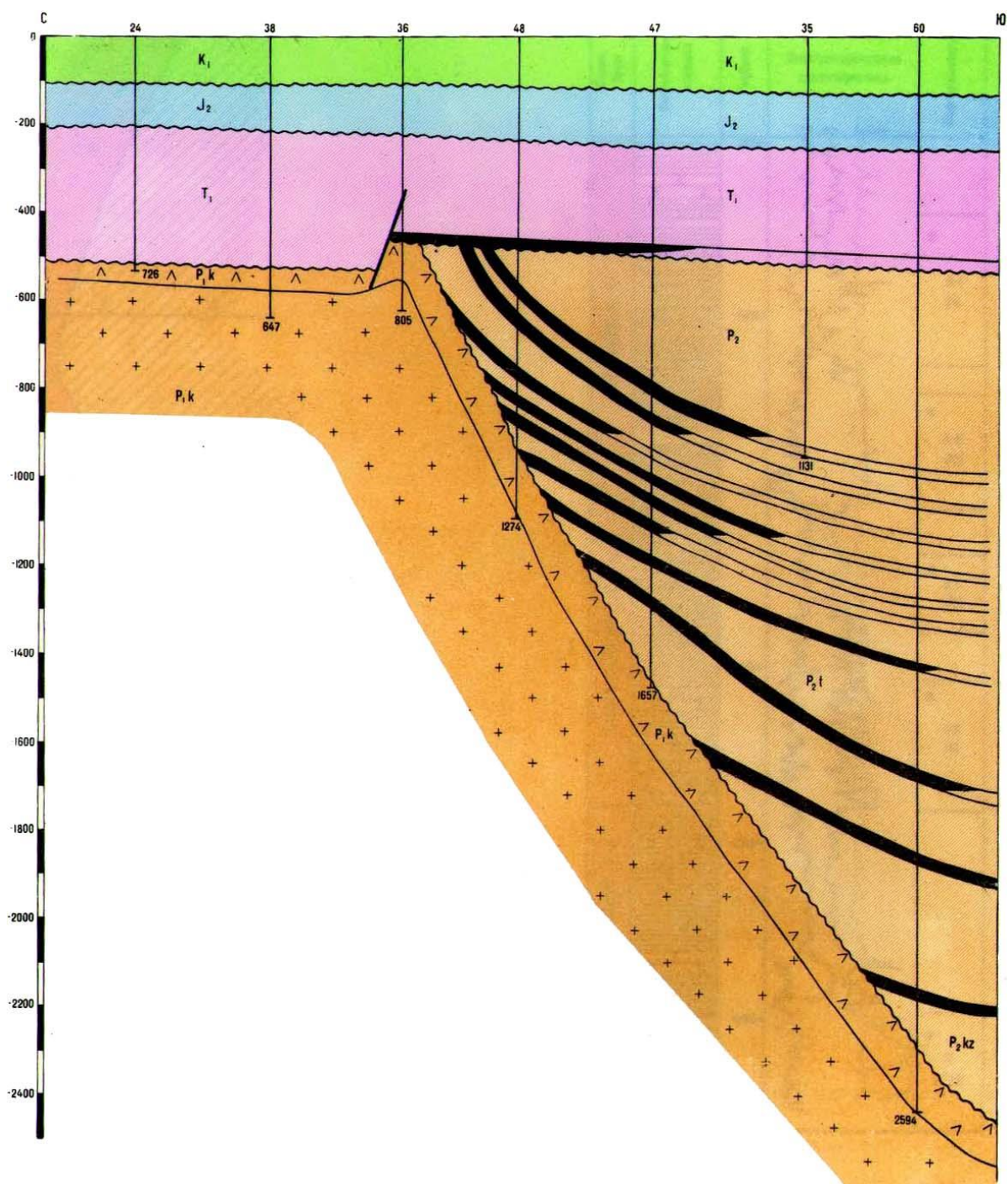


Рисунок 6—Геологический разрез по линии III-III.

Начиная с 1976 года, поисковые работы велись Актюбинской нефтеразведочной экспедицией, а с 1978 года Кенкиякской нефтеразведочной экспедицией объединения “Казнефтегазгеология”.

В 1978 году скважиной №4 из верхней карбонатной толщи подсолевых отложений был получен приток нефти промышленного использования. Промышленной толще был присвоен индекс КТ-I. Разведочные работы по этой толще проводились с 1978 по 1984 годы. В 1979 году установлена массивная нефтяная залежь в карбонатной толще среднего карбона (рис. 7, 8).

В 1981 году при бурении разведочной скв. №23 установлена продуктивность нижней карбонатной толщи (КТ-II).

С 1981 года на месторождении поисковые и разведочные работы ведутся вышеуказанными экспедициями в составе объединения “Актюбнефтегазгеология”.

В феврале 1981 года объединениями “Гурьевнефтегазгеология” и “Актюбнефтегазгеология” была завершена разведка нефтегазоконденсатной залежи терригенной толщи месторождения Кенкияк, а разведочные работы на нефтяную залежь нижней терригенной толщи еще продолжались.

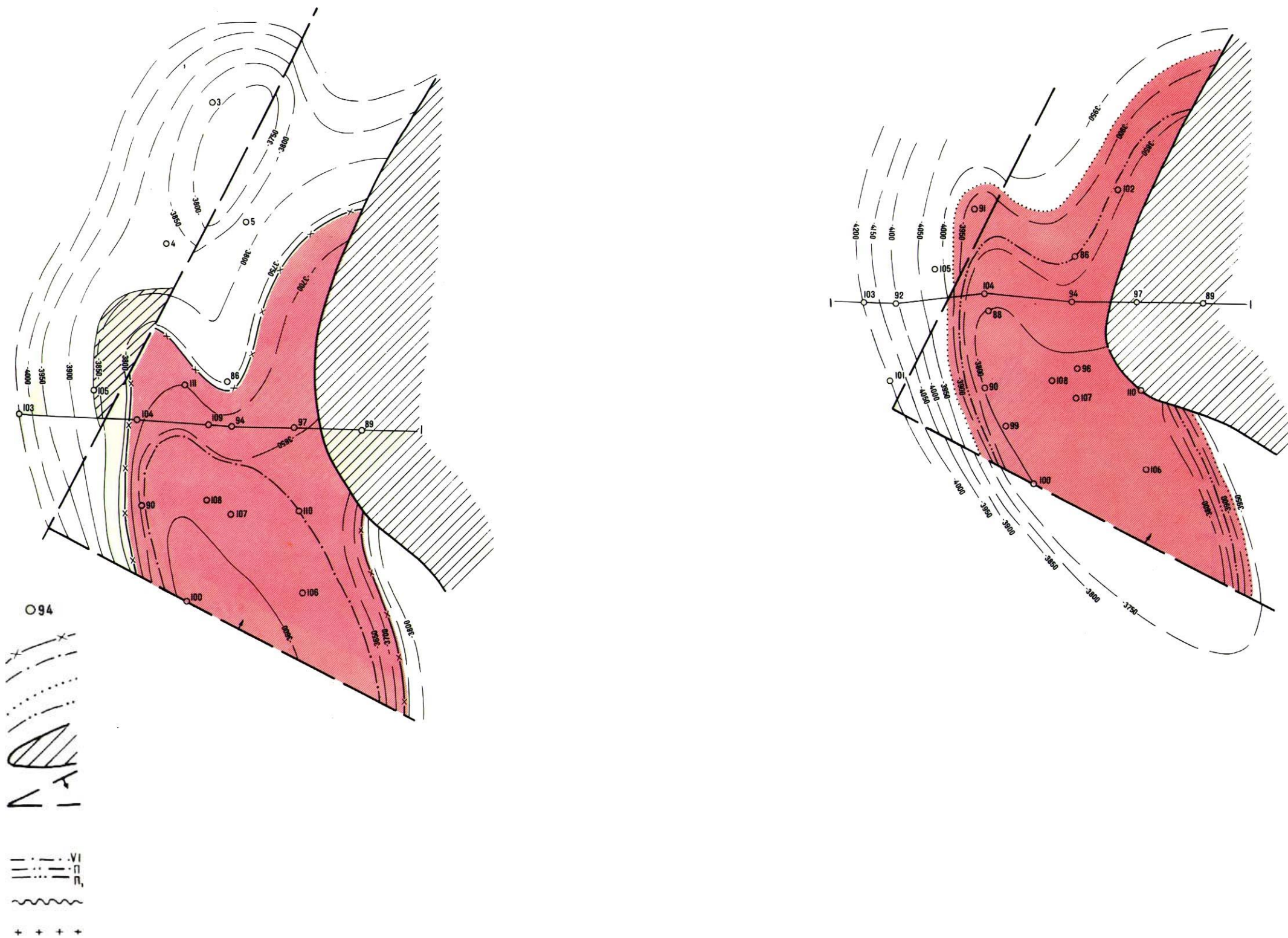
В конце 1981 года на Кенкияке начато бурение разведочных скважин вновь созданным объединением “Актюбинск нефть” Миннефтепрома СССР.

До 1995 г. месторождение разрабатывалось в соответствии с уточненной технологической схемой разработки с применением теплоносителей (1983 г.), утвержденной Центральной комиссией по разработке нефтяных месторождений (ЦКР). В настоящее время месторождение разрабатывается в соответствии с проектом разработки, составленным институтом НИПИМунай (г. Актау).

Нефть преимущественно легкая с плотностью 821-850 кг/м³, содержит серы 0,24-1,24 %, парафинов 1,53-6,76 %, смол 1,2-8,5 %. Для докунгурского продуктивного этажа характерно аномально высокое пластовое давление, составляющее 67,6 МПа в нижней перми и 79,6 МПа в карбоне. Пластовая температура достигает максимальных значений 98 °С. Дебиты нефти 18,4-150 м³/сут.

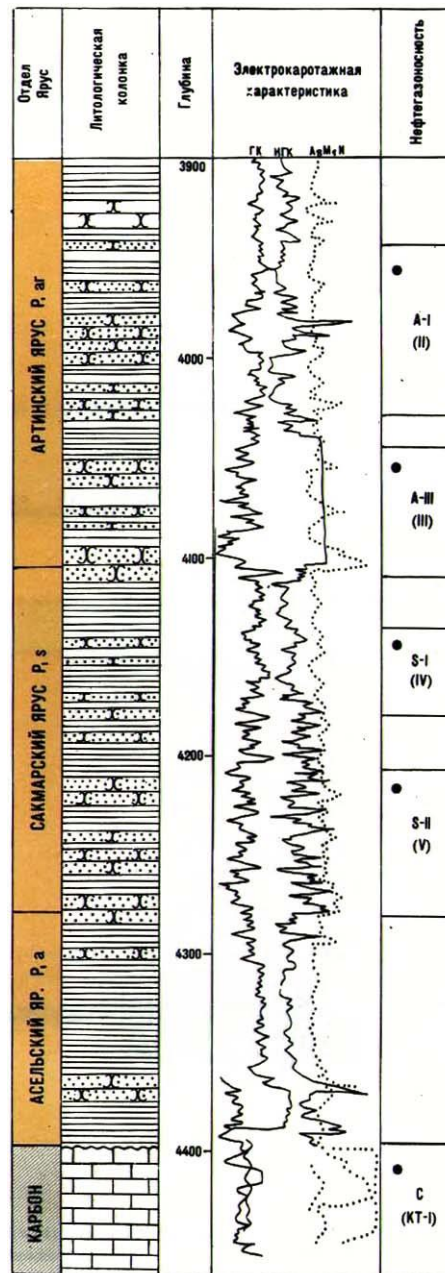
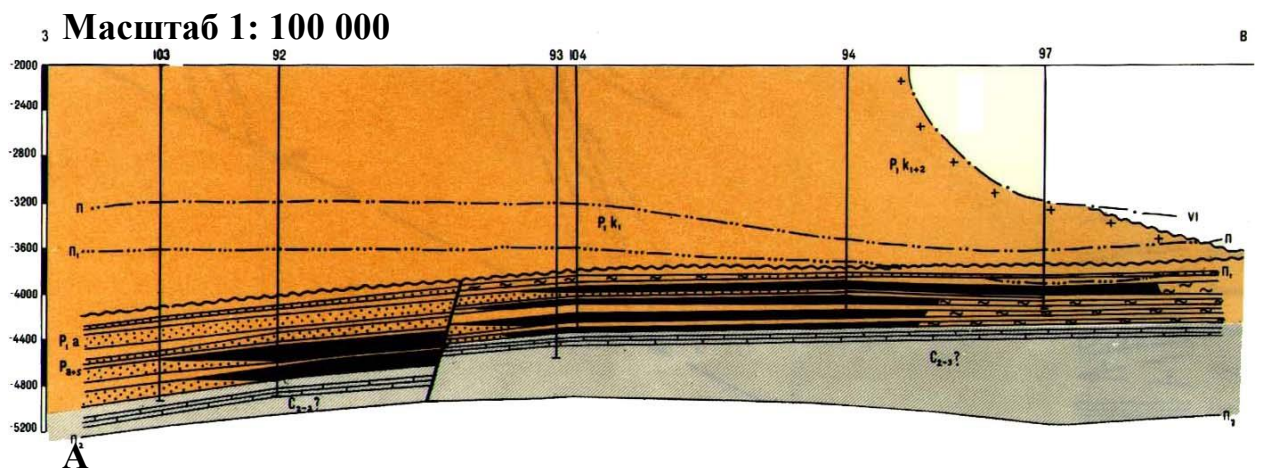
Суммарный продуктивный этаж на месторождении охватывает интервал от 160 до 4300 м. Разрез представлен переслаиванием песчаников разной степени цементации, алевролитов, гравелитов, глин и аргилитов. Отложения среднего карбона представлены известняками. Строение структуры по надсолевому и подсолевому комплексам резко отличаются.

Оператором месторождений является нефтяная компания CNPC-АктобеМунайГаз.



1 – поисковые и разведочные скважины, 2, 3 – внутренние и внешние контуры нефтеносности II P₂ продуктивного горизонта;
 4, 5 – внутренние и внешние контуры нефтеносности III продуктивного горизонта; 6 – зоны замещения коллектора;
 7 – тектонические нарушения. Для геологического разреза (рис. 8А): 8 – сейсмические отражающие горизонты; 9 – несогласное залегание пород;
 10 – соленосная толща.

Рисунок 7—Структурная карта подсолевых отложений



Б

Рисунок 8 — Геологический разрез (А) и диаграмма ГИС (Б) подсолевых отложений.

1.4 Геологические данные о нефтяном месторождении Кенкияк

В геологическом строении месторождения Кенкияк принимают участие осадочные отложения палеозоя – пермские, мезозоя – триас, юра, мел и четвертичного возраста, представленные песчано-глинистыми терригенными и карбонатными известково-мергельными породами. Наибольшая суммарная толщина этих отложений в надсолевом комплексе составляет около 3000 м.

Палеозойская группа (PZ)

Вскрытая часть палеозоя представлена осадками нижнего и верхнего отделов пермской системы.

Нижнепермские отложения (P₁) представлены кунгурским ярусом (P_{1к}). К ним относятся галогенные гидрохимические осадки и перекрывающая их повсеместно сравнительно маломощная терригенно-сульфатная толща.

В пределах площади месторождения осадки кунгурского яруса полностью не пройдены скважинами. Максимально вскрытая толщина их составляет 2639 м.

Верхнепермские отложения (P₂) залегают на размытой поверхности терригенно-сульфатной толщи кунгурского яруса.

Литологически разрез верхней Перми сложен песчано-алевролитово-глинистыми породами преимущественно серовато-бурой, темно-кирпично-красной окраски, реже глинисто-карбонатными осадками с подчиненными прослоями песчаников, алевролитов, доломитов.

Максимальная вскрытая толщина составляет 134 м. В составе верхней перми выделяется конгломератовый продуктивный горизонт.

Мезозойская группа (MZ)

Вскрытая часть мезозоя представлена осадками триаса преимущественно выделены отложения нижнего отдела (T₁) в объеме ветлужской (T₁ vt), баскунчакской (T₁ bs) серий и в значительно меньшей степени – верхнего отдела (T₃).

Вскрытая наибольшая толщина нижнего триаса составляет 390 м. В нижнем триасе выделяется два продуктивных нефтяных горизонта (I и II), сложенных песками и песчаниками.

Верхний триас на месторождении слабо развит и не изучен.

Юрская система (J)

Отложения юрской системы представлены двумя отделами – нижним и средним. Осадки верхней юры на площади месторождения размыты.

Нижнеюрский отдел (J₁). Осадки нижней юры залегают на размытой поверхности триаса неравномерно и неповсеместно.

Литологически они сложены глинами, песками, песчаниками. В основании нижней юры выделяется песчаный горизонт, сложенный слабоуплотненными, иногда косослоистыми песками и песчаниками, светлоокрашенными, среднезернистыми с содержанием полуоктанного гравия размерами 2-5 мм.

Глины серые с легким буроватым оттенком, слоистые, алевритистые с обуглившимися мелкими растительными остатками.

На каротажных диаграммах отложения нижней юры имеют близкую характеристику с среднеюрскими и уверенно провести границу между ними представляется весьма сложным. По этой причине, а также ввиду их незначительных (0-50 м) толщин и прерывистого залегания в пределах площади месторождения они рассматриваются как единая толща осадков.

Среднеюрский отдел (I₂) представлен лагунно-континентальными песчано-алевролитово-глинистыми осадками обуглившегося растительного детрита, прослоями бурого угля толщиной от 3-5 до 40-50 см.

Окраска пород преимущественно серая, буровато-серая, темно-серая, реже с зеленоватым оттенком.

Песчаники мелкозернистые на глинисто-карбонатном цементе. Алевриты присутствуют в большинстве случаев в виде тонких прослоек и даже налетов на плоскостях наложения глин и песчаников.

Вскрытая толщина средней юры в пределах площади месторождения составляет 100-140 м.

К среднеюрским отложениям приурочены продуктивные горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-III (сверху вниз), где сосредоточены основные запасы нефти месторождения.

Верхнеюрский отдел (I₃) на месторождении не был выделен. Отложения верхней юры вероятно были смыты полностью. Микрофаунистический комплекс, обнаруженный в отдельных образцах пород из основания готеривского яруса, характеризует как верхнеюрский, так и валанжинский возраст этих пород, что свидетельствует об их переотложении.

Меловая система (К)

В разрезе нижнего мела месторождения Кенкияк выделены отложения готеривского, барремского, аптского и альбского ярусов.

Готеривский ярус (K_{1g}). Литологически осадки готерива представлены преимущественно глинами морского происхождения с прослоями песчаников, алевролитов, реже мергелей и известняков, количеству которых заметно увеличивается в нижней части разреза.

Вскрытая толщина готерива от 30 до 60 м.

В средней части разреза выделен готеривский нефтеносный горизонт.

Барремский ярус (K_{1br}). Литологически они сложены пестроокрашенными глинами с подчиненными прослоями алевролитов, песчаников, уплотненных песков, редко известняков.

Толщина барремских отложений изменяются от 40 до 85 м .

В основании разреза барремского яруса залегает песчаный горизонт. В сводовой части месторождения этот горизонт является нефтеносным.

Аптский ярус (K_{1a}). В целом разрез аптских отложений сложен преимущественно плотными глинами, темно – серыми до черных, вязкими, жирными с мелкими ОРО и кристалликами аутигенного пирита. Глины нередко слоистые с тонкими прослойками и налетами светло – серого алеврита по плоскостям наложения.

Толщины аптских пород на площади 30-70 м.

Альбский ярус (K_{1al}). Литологически альбский ярус сложен прибрежно-морскими и континентальными песчано-глинистыми породами; нижняя часть разреза сложена глинами, выше возрастает песчаность.

Глины серые, алевритистые, некарбонатные, слоистые с ОРО. Пески и песчаники имеют более светлых оттенков серой окраски, мелкозернистые. Наибольшая вскрытая толщина альба на площади составляет 165 м.

Верхний отдел (K₂) представлен сантонским и кампанским ярусами.

Сантонский ярус (K_{2ST}) отложения яруса с разрывом залегают на верхнеальбских песках и имеют в своем основании фосфоритный слой мощностью 0,2-0,3 м, состоящий из желваков, местами образующих сплошную плиту. Выше фосфоритового слоя залегают пески желтовато-серые, тонкозернистые, глинистые, известковые, с прослоями серых, песчаных глин, рыхлых песчаников. В средней части разреза отмечается второй фосфоритовый слой, состоящий из песчаных желваков и желтовато-белых известковистых песков. Мощность слоя 0,15-0,30 м. Выше фосфоритового горизонта лежат глины темные, карбонатные с прослоями мергелей, алевритов и известковистых мелкозернистых песков. Мощность описанных отложений колеблется от 3-4 м в надсводовых частях солянокупольных структур до 30-35 м на крыльях структур и в мульдах.

Кампанский ярус (K_{2km}) представлен толщей глин зеленовато-серого и серого цвета, гипсоносных, карбонатных, плотных, тонкослоистых, полосчатых. Мощность до 60-80 м.

Кайнозойская группа (KZ)

Палеогеновая система (P) отложения системы пользуются граничным распространением и представлены средней и нижней частью верхнего эоцена, глинами, опоками с фосфоритовыми конкрециями в основании.

Неогеновая система (N) пользуется ограниченным распространением. Небольшие площади перекрыты ими на юго-западной части района.

Четвертичная система (Q) представлена четырьмя отделами. Это отложения надпойменных террас, поймы, водораздельных пространств галечники, пески, супеси, суглинки, глины, золотые пески.

1.5. Стратиграфия продуктивных толщ

Среднеюрские горизонты являются основными объектами промышленной разработки месторождения. В разрезе среднеюрской продуктивной толщи выделены Ю-I, Ю-II, Ю-III нефтеносные горизонты.

Внутри Ю-II среднеюрского горизонта в свою очередь выделяются литологические пачки А, Б, В, Г.

В основе этих делений главным образом заложен принцип системного подхода к пластовой корреляции и эксплуатации месторождения.

Литологическая характеристика (состав, структура, текстура пород), фациальная принадлежность и в целом макрооблик пород, слагающих разрез средней юры, отличаются заметным однообразием. Поэтому раздельное описание физико-литологической характеристики каждого горизонта и пачек не представляется целесообразным, хотя наибольший объем лабораторных исследований керна приходится на среднеюрские горизонты.

Разрез среднеюрской продуктивной толщи всецело сложен терригенными породами. Коллектора представлены преимущественно алевритами и мелкозернистыми песками, реже их сцементированными разностями алевролитами и песчаниками. Содержание глинистой фракции в алевролитах Ю-I и Ю-II горизонтов в среднем составляет 22-25%, в песках значительно меньше 15-17%. Причем, глинистость коллекторов заметно убывает с глубиной, и алевролиты и пески Ю-III среднеюрского горизонта содержат пелитовой фракции не более 10-14%. Среднеюрские продуктивные горизонты наряду рыхлыми, слабоуплотненными породами (алеувритами, мелкозернистые пески) характеризуются более широким присутствием в виде прослоев, нередко в значительных толщинах, крепкоцементированных и средней крепости алевролитов и песчаников. Тип цемента преимущественно поровый, контактно-поровый, очень редко базальный, состав карбонатно-глинистый. Количество цемента по весу составляет в пределах в пределах 22-36%.

Эти породы в разрезе среднеюрских горизонтов в отличие от таких же прослоев барремского и готеривского горизонтов является вполне удовлетворительными коллекторами нефти, и обладают достаточно высокой пористостью (18-38.9%) и проницаемостью (6-3400 мД).

Прослои алевролитов и мелкозернистых песчаников различной толщины встречаются в разрезах большинства пробуренных скважин. Однако проводить их площадную пластовую корреляцию затруднительно ввиду плохой выдержанности по площади коллекторов из-за интенсивного фациально-литологического замещения осадков на локальных участках.

2. Тектоника

Район месторождения расположен в пределах Кенкиякской тектонической ступени восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины. В осадочном чехле исследуемой площади прослеживаются три структурнотектонических этажа: подсолевой, кунгурско-верхнепермский и мезозойский.

Характерной особенностью геологического развития восточной прибортовой зоны впадины явилось длительное некомпенсированное опускание территории, вызванное развивающейся Уральской геосинклинальной областью и формированием мощного докунгурского осадочного чехла толщиной до 8 км.

В подсолевом докунгурском комплексе, расположенном между опорными сейсмическими горизонтами Ф и П1 преобладают визейско-верхнедевонские и более древние отложения, седиментация которых происходила в условиях раннепалеозойского Верхнеэмбинского прикаратонного прогиба, развитого в меридиональном направлении вдоль прибортовой зоны впадины (рис. 9.).

По геофизическим данным в разрезе подсолевого комплекса Кенкияк выделяются следующие опорные сейсмические горизонты: П3, П21, П2, П1.

Отражающий горизонт П3 условно связывается с поверхностью терригенных отложений доверхнедевонского возраста

Выше горизонта П3 залегает комплекс верхнедевонско-нижнепермского возраста, структурный план которого отображает горизонт П21. Отражающий горизонт П2 приурочен к кровле нижней карбонатной толщи (КТ-II). Отложения КТ-II перекрываются терригенным комплексом нижнепермского возраста, структурный план которого характеризует отражающий горизонт П1.

Поверхность подсолевых отложений моноклинально погружается с востока на запад от Ащисайского регионального разлома в сторону центральной части впадины: от 1,7 км на Алибекмоле, 2,5 км на Бештау, 3,4 км на Башенколе и до 5,4 км на Шубаркудуке. На фоне моноклинального погружения подсолевых отложений структурный план значительно осложняется наличием тектонических ступеней.

С востока на запад выделяются Жанажолская, Кенкиякская, Коздысайская и Шубаркудукская ступени шириной от 15-20 до 35-60 км, различающиеся между собой глубинным строением. Строение ступеней усложняется локальными и валообразными поднятиями субмеридионального простирания.

Кенкиякская структура представляет собой типичную для Урало-Эмбинской солянокупольной области, куполовидную брахиантиклиналь с кунгурским соляным ядром и профилем свободным грабеном. В

отложениях средней юры складка имеет субширотное простирание и ориентировочные размеры 8,5х4,5 км.

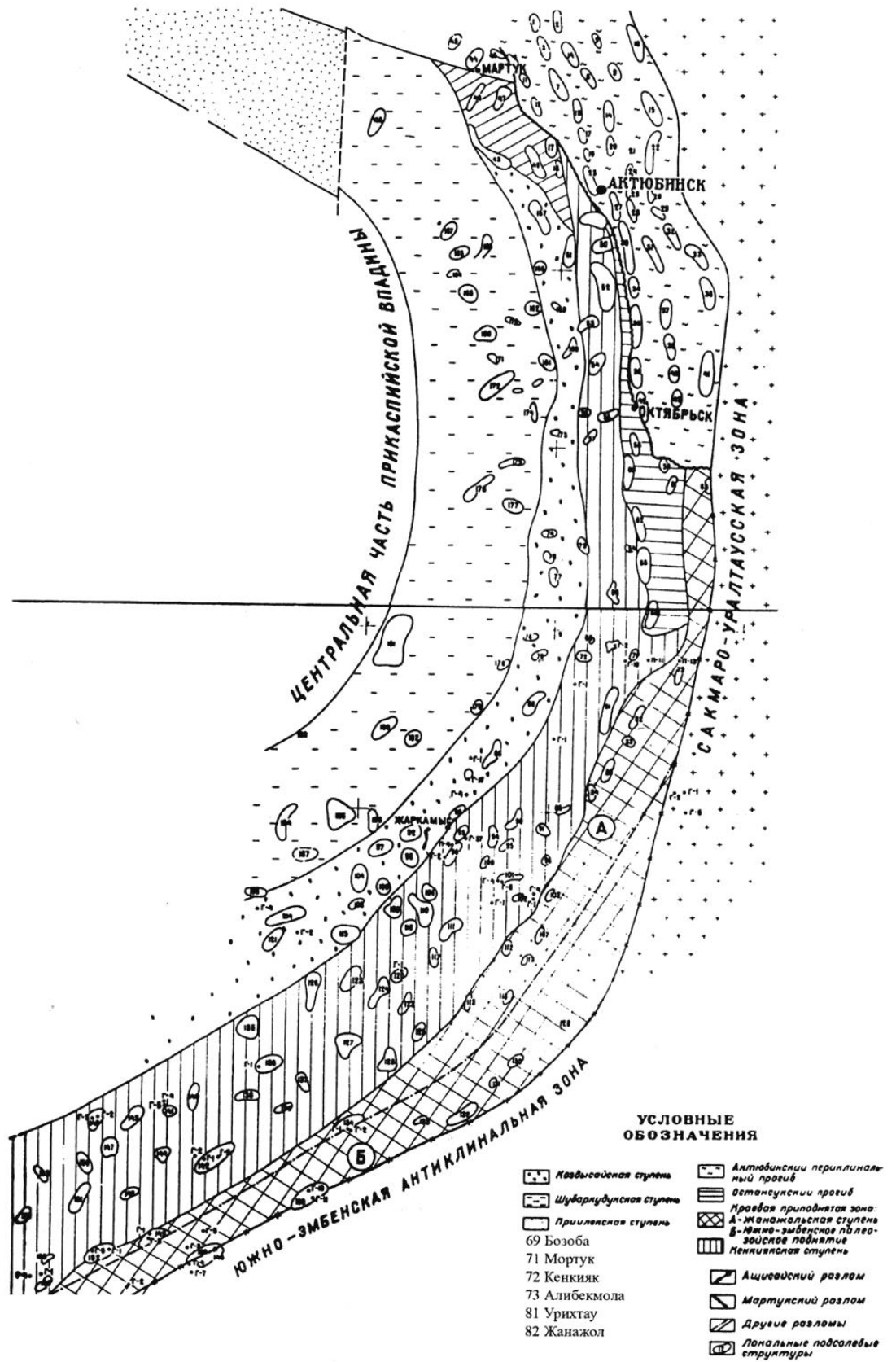


Рисунок 9 — Тектоническая схема района

Его пологое северное крыло – 2-4°, углы падения южного крыла изменяются от 2-3° в восточной части до 7° – в западной. Свод складки отложен продольным грабеном, вытянутой вдоль осевой линии виде пологой дуги, вытянутой к югу. Амплитуда опускания грабена достигает 50 м в центральной части структуры, но довольно быстро уменьшается к переклиналям. Сбросы, ограничивающие грабен, хорошо фиксируются в разрезах многих скважин и трассируются достаточно уверенно в пределах разбуренной площади.

Плоскости сбрасывателей падают навстречу друг другу под углами 45-50° и в низах средней юры сходятся, прослеживается дальше него в плане и вероятно, опускается в триасовые отложения. Северный сброс в восточной части структуры сливается с южным, замыкая грабен.

Замыкание грабена в западном направлении происходит на западной переклинали структуры. В восточной части южного крыла юрские отложения разорваны двумя малоамплитудными диагональными сбросами. Центральная часть южного крыла вблизи грабена осложнена мелкими поперечными сбросами, которые фиксируются по поведению изогипс. Амплитуда их 3-5 м, протяжённость сотни метров. Не исключено наличие малоамплитудных нарушений также на северном крыле и в грабене. Однако эти нарушения не являются экранированными.

3. Гидрогеологическая характеристика

Кенкиякское месторождение входит в восточную окраину Прикаспийского сложно построенного артезианского бассейна.

В палеозойских и мезозойских отложениях восточной окраины впадины выделяются четыре водоносных комплекса: подсолевой палеозойский, кунгурско-верхнепермский, триасовый и юрско-меловой. Каждый из них включает несколько регионально-выдержанных водоносных горизонтов, приуроченных к определенным стратиграфическим толщам. Ввиду отсутствия мощных глинистых пластов, простирающихся на большие расстояния, и наличия различного рода гидрогеологических окон подземные воды выделенных водоносных комплексов в региональном плане не достаточно хорошо изолированы друг от друга. Но локальный водообмен между подсолевыми и надсолевыми отложениями весьма затруднен.

Чередование положительных и отрицательных тектонических движений, испытанных восточной окраиной при ее геологическом развитии в позднепалеозойское и мезозойское время, создало определенную гидрогеологическую цикличность, и каждый раз приводило к изменению палеогидрогеологических условий, нарушавших статическое состояние палеозойских подземных вод. После каждого гидрогеологического цикла изменялась гидрохимическая характеристика подземных вод, происходила перестройка гидродинамического режима и возникла необходимость в разгрузке подземных вод через имевшиеся тектонические разрушения и плоскости угловых несогласий для выравнивания пластовых давлений, как в

совмещенных водоносных горизонтах, так и в горизонтах с уменьшенными пластовыми давлениями.

Воды нижнекаменноугольных отложений хлоридно-кальциевого типа с минерализацией 182,1 г/л.

Воды среднекаменноугольных отложений соленые сероводородные хлоридно-кальциевого типа с минерализацией 96,4 г/л, сульфатные слабоминерализованные.

Воды нижнепермских терригенных отложений приурочены к песчаным прослоям артинских, сакмарских и ассельских отложений. Они хлоридно-кальциевого типа с минерализацией до 129 г/л, неметаморфизованные, сульфатные. Статический уровень устанавливается на 80-100 м от устья.

Воды кунгурских отложений локализируются в терригенно-сульфатных прослоях в толще каменной соли, являются рассолом хлоридно-кальциевого типа с минерализацией 67,3-263 г/л, воды являются метаморфизованными или слабометаморфизованными.

Воды верхнепермских отложений располагаются в нескольких песчаных водоносных горизонтах, являются минерализованными. Воды хлоридно-кальциевого типа с минерализацией от 50,3 до 292 г/л при плотности 1035,7-1185,6 кг/м³ с растворенными в них метаном и азотом.

Газосодержание вод колеблется от 0,062 до 0,973 м³/м³ при упругости газов 1,16-5,65 МПа. Состав растворенных в воде газов в законтурных и подошвенных водах азотно-метановый и метановый с содержанием метана 55-79,2 %.

Кроме того, в растворенных газах подошвенных и законтурных вод содержится соответственно: этан – 11,1-26,8 % и 0,04-3,6 %; тяжелые углеводороды – 4,3-24 % и 0,03-0,05 %; углекислый газ – 0,36-3,48 %; гелий – 0,003-0,3 %; аргон – 0,03-0,748 %. Возраст пластовых вод неоген-верхнемеловой и он намного меньше возраста водосодержащих отложений. Верхнепермские отложения содержат напорные воды.

Воды нижнетриасовых отложений гидрокарбонатно-натриевые, сульфатно-натриевые, хлоридно-магниевые и хлоридно-кальциевые с минерализацией от 7,1 до 251 г/л. Пластовые воды, в основном, неметаморфизованные. Воды имеют запах сероводорода. Газосодержание варьирует от 0,015 до 0,823 м³/м³ при упругости 3,4-4,57 МПа. Содержание растворенных газов в законтурной и подошвенной воде колеблется соответственно от 48,6 до 82,9 % и 2,9-40,1 %, метана от 4,5 до 41,7 % и 51,2-89,3 %. В водах установлены также этан – 0,13-21,3 % и тяжелые углеводороды – 0,31-26,1 %, гелий – 0,002-0,053 % и аргон – 0,09-0,932 %. Возраст пластовых вод соответствует раннему миоцену.

Воды юрских отложений образуют два водоносных комплекса: нижнеюрский и среднеюрский.

Нижнеюрские воды сульфатно-натриевые и хлоридно-кальциевые, в единичных случаях гидрокарбонатно-натриевые и хлоридно-магниевые. Минерализация их меняется от 1,4 до 221,9 г/л. Воды

слабометаморфизованные. Газосодержание подошвенных вод колеблется от 0,025 до 0,235 м³/м³ при упругости газа до 3,53 МПа.

В состав растворенных газов подошвенных и законтурных вод входят: метан – 49,9-74 % и 30,3 %, этан – 2,6-4,5 % и 0,1 %, тяжелые углеводороды – 1,6-2,1 % и 0,01 %, углекислый газ – 2,5-2,9 % и 0,2 %, азот – 4,29-15,4 % и 67,5 %, гелий – 0,02-0,002 % и 0,43 %, аргон – 0,141-0,315 % и 0,738 %. Абсолютный возраст вод плиоценовый, что свидетельствует о более молодом возрасте водосодержащих отложений.

Воды среднеюрских отложений представлены водами ааленских и байосс-батских отложений.

Воды ааленских отложений гидрокарбонатно-натриевые, сульфатно-натриевые и хлоридно-кальциевые. Общая минерализация вод изменяется от 2 до 202,8 г/л. Воды в основном слабометаморфизованные. В состав водорастворенного газа входят: метан – 5,4%, этан – 0,3 %, тяжелые углеводороды – 0,2 %, углекислый газ – 0,3 %, кислород – 0,3 %, азот – 32,1 %, гелий – 0,043 % и аргон– 0,798 % при газовом факторе 0,04 м³/м³ и общей упругости газа 0,4 МПа. Воды напорные.

Воды байосс-батских отложений гидрокарбонатно-натриевые и сульфатно-натриевые, хлоридно-магниевые и хлоридно-кальциевые. Они характеризуются минерализацией от 0,7 до 259 г/л. Газосодержание законтурных и подошвенных вод составляет 0,025-0,775 м³/м³ при общей упругости газа от 0,21 до 4,86 МПа. В законтурных водах растворен газ азотного состава с содержанием азота 67,5-98,1% и низким содержанием метана при газовом факторе в 0,025-0,05 м³/м³ и общей упругости 0,14-0,84 МПа.

В подошвенных и в приконтурных водах растворенные газы преимущественно углеводородные с содержанием метана 74,3-91,4%. Газосодержание по мере приближения к контуру нефтеносности возрастает от 0,227 до 0,775 м³/м³ при упругости газа 0,75-4,86 МПа. Кроме метана и азота в водах содержатся: этан – 0,5-5,6 %, тяжелые углеводороды – 0,01-8,8 %, углекислый газ – 0,1-7,9 %, кислород – 0,1-3,4 %, гелий – 0,002-0,052 % и аргон – 0,029-1,626 %. Воды четвертичного и плиоценового возраста, что свидетельствует об их инфильтрационном генезисе. Воды обладают значительным пьезометрическим напоре в 42-712 м. Статические уровни в скважинах устанавливаются на глубине 8-68 м.

Воды меловых отложений представлены готеривским, барремским, атским и альбским водоносными комплексами.

Воды готеривских отложений, в основном, гидрокарбонатно - и сульфатно-натриевые и частично хлоридно-кальциевые с минерализацией от 1,9 до 117 г/л. Воды независимо от степени минерализации являются метаморфизованными. В приконтурных водах растворенный газ имеет, в основном, метановый состав с содержанием метана 83,8 % и азота 6,7 %; в законтурных – азотный состав с содержанием азота 82,8-86,6 % и метана до 14,3 %. В водах присутствует также: этан – 0,01-9,1 %, углекислый газ – 0,1-

0,5 %, гелий – 0,003-0,009 % и аргон – 1,052-1,187 %. Возраст вод – четвертичный.

Воды напорные, статические уровни их устанавливаются на глубине 12-43 м.

Воды барремских отложений гидрокарбонатно- и сульфатно-натриевые с минерализацией 0,3-31,7 г/л. Газосодержание законтурных и подошвенных вод составляет 0,022-0,247 м³/м³ при упругости газа 0,12-0,9 МПа. В подошвенных водах растворен метановый газ с содержанием метана 86,9 % и азота 6,5 %. В законтурных водах и на нефтеносных куполах газ азотный с концентрацией азота 89,1-96 % и метана 3,9-8,2 %. В составе газа определены также этан – до 0,37 %, тяжелые углеводороды – до 2,13 %, углекислый газ – 0,1-4 %, гелий – 0,006-0,016 % и аргон – 0,227-1,674 %. Возраст вод четвертичный. Воды напорные, статические уровни их в скважинах устанавливаются на глубине 5-55 м, а дебит при понижении уровня на 40 м достигает 8 л/с.

Воды аптских отложений преимущественно гидрокарбонатно- и сульфатно-натриевые, частично хлоридно-магниевые и хлоридно-кальциевые с минерализацией 0,5-90,8 г/л при плотности 1000-1067 кг/м³. На некоторых участках водоносный горизонт залегает неглубоко от поверхности и содержит слабоминерализованные воды. Воды неметаморфизованные. Состав газов законтурных вод: азота – 95,7-97 %, метана – 2 %, углекислого газа – 0,2-1 %, гелия – 0,003 % и аргона – 0,298-1,8 %. Воды напорные, статические уровни их в скважинах устанавливаются на глубине 4-80 м от устья. Дебиты при понижении уровня на 20 м составляют 0,3-10 л/с.

Воды альбских отложений сульфатно-натриевые и хлоридно-магниевые с минерализацией 0,21-0,472 г/л. Воды песчаных отложений альба подпитываются солеными водами более древних отложений и становятся непригодными для питьевых целей. Газосодержание вод равно 0,04 м³/м³ при упругости газа 1,9 МПа. Растворенный газ азотный с содержанием азота – 67%, метана – 26,4%, этана – 0,25%, тяжелых углеводородов – 1,2%, углекислого газа – 3,6%, гелия – 0,005%; и аргона – 1,106%. Статические уровни вод в скважинах устанавливаются на глубине 10-30 м от устья, максимальные дебиты 8,0-13,5 л/с.

В четвертичных отложениях имеет распространение водоносный горизонт, связанный с делювиальными отложениями, слагающими долины балок и пониженные участки рельефа. Питание его осуществляется, в основном, за счет атмосферных осадков. По типу залегания делювиальные воды относятся к грунтовым.

Таким образом, подземные воды продуктивных горизонтов верхнепермских и мезозойских отложений относятся в основном к высокоминерализованным. Минерализация их увеличивается с глубиной.

По гидрохимическим показателям они не типично нефтяные с застойным режимом, не сингетичны вмещающим отложениям, а инфильтрационные, что указывает на нахождение водоносных горизонтов в

зоне водообмена с дневной поверхностью и свидетельствует о плохой закрытости недр и активном разрушении нефтяных залежей.

Содержание водорастворенных газов на водонефтяном контакте месторождения Кенкияк составляет в среднем $3,1 \text{ м}^3/\text{м}^3$, из которых примерно половина приходится на кислые (сероводород, двуокись углерода) и половина на метан и его гомологи.

Характерной особенностью химического состава растворенных газов является высокое содержание сероводорода (34,4%) и двуокиси углерода (11,7%). Обращает на себя внимание также низкая концентрация гомологов метана (около 2%), что не характерно для подземных вод, контактирующих с нефтяной залежью.

4. Нефтегазоносность

Залежи нефти нижней юры, Ю-I, Ю-II и Ю-III горизонтах средней юры и нижнего мела относятся к типу пластовых, частично тектонические и литологически экранированных.

Соляной купол по нижнетриасовым и юрско-меловым отложениям имеет овальную форму широтного простирания и сложное строение. Размеры его по стратоизогипсе 550 м (начало крутого склона) составляют 8,5 км в длину и 3,2 км в ширину. Северный склон массива крутой, с углами падения до 56-80°, южный склон более пологий, с углами падения до 40-55°. Вершина соляного массива оконтуривается стратоизогипсой 360 м и полностью прорывает породы верхней перми. На прилегающих к ней участках отложений нижнего триаса размывы. Глубина залегания кровли соли в пределах массива составляет 460-837 м. На южном склоне соль вскрыта скважинами на глубинах 2572-3000 м, на северном-1450-2290 м. В юго-восточной переклиальной части купола развит соляной карниз.

Первый среднеюрский горизонт имеет свой водонефтяной контакт, отличный от вышележащего готеривского и нижележащего юрского горизонтов. Он нефтеносен на обоих крыльях структуры и грабене. На северном крыле залежь нефти разделена зоной отсутствия (глинизации) коллекторов на три блока. Водонефтяной контакт в западном блоке принят на отметке 108 м, в восточных на отметке 99 м.

На южном крыле, где Ю-I горизонт получил максимальное развитие и содержит основные запасы нефти, отметки водонефтяного контакта изменяются от 150 на западной переклинали, до 98 м в центральной и восточной частях крыла, а на отдельных до 82-88 м. Почти вдоль всего южного крыла прослеживается зона отсутствия (глинизации) коллекторов верхней части горизонта, ограничивающая залежь с юга и востока. Высота залежи на северном крыле 85 м на южном 78 м.

Строение части залежи Ю-I горизонта, заключённой в грабене изучено слабо, отметки водонефтяного контакта приняты условно.

Интерпретация геофизических результатов показала, что на большей части площади месторождения Ю-I горизонт имеет малую эффективную

толщину и сильно расчленён глинистыми прослоями. Наибольший интерес для разработки представляет зона развития коллекторов на южном крыле, в пределах которого выделяются два участка: западный с нефтенасыщенными участками толщиной от 10 до 21,6 м, и восточной с толщиной до 23,4 м. Песчано-алевритовые прослои Ю-I горизонта сливаются здесь в монолитные пачки.

Второй среднеюрский горизонт по характеру геологического строения разделяется на четыре пачки коллекторов А, Б, В, Г.

Пачки А, Б и В Ю-II горизонта на северном крыле выделяются в его западной половине и сливаются в восточной. На южном крыле удаётся выделить пачки до зоны их глинизации в восточной части. Наличие глинистых разделов между пачками А, Б и В обусловило возможность существования в них самостоятельных залежей нефти. Однако расхождения в отметках водонефтяного контакта незначительны. По этой причине залежи в пачках А, Б, В объединены в один объект эксплуатации.

Пачки Ю-II горизонта выделяются в пределах всей структуры, за исключением зоны на востоке южного крыла, в которой Ю-II горизонт не расчленяется на пачки. Граница этой зоны отсутствия коллекторов пачек А, Б, и В.

Пачка Г является основным объектом разработки и содержит наиболее крупную залежь нефти. На северном крыле структуры водонефтяной контакт изменяет своё положение от 160 м на западе, до 135 м на востоке. Высота залежи 85 м.

На южном крыле залежь нефти в пачке Г просматривается до границы нерасчленённого Ю-II горизонта. Водонефтяной контакт здесь опускается от 155 м на западе, 175 м в центре и на востоке крыла. Высота залежи 97 м.

В узкой полосе грабена пачки Г содержит залежь нефти, замкнутую на высоте сходящимися сбросами. На западе водонефтяной контакт принят условно на отметке 155 м.

Нерасчленённый Ю-II горизонт содержит залежи нефти в трёх тектонических блоках в восточной части структуры. Особенностью выявленных здесь залежей является наличие обширных водоплавающих зон и сложность тектоники. Вывести среднюю отметку водонефтяного контакта не представляется возможным. В рассматриваемом блоке наблюдается закономерное опускание водонефтяного контакта с севера на юг от 125 до 177 м.

Третий среднеюрский горизонт отделён от Ю-II горизонта, отличаются очень плохой выдержанностью, что нередко затрудняет определение его верхней и нижней границы в геофизических разрезах скважин. Корреляция разрезов сводовой части структуры позволила выделить продольную зону, где Ю-III горизонт отсутствует и 112, 517, 661 и 662 вскрывают под Ю-III горизонтом нефтенасыщенные песчано-алевритовые прослои нижнего триаса.

Залежь нефти Ю-III горизонта распределяется по следующим блокам: 1-северное крыло; 2-южное крыло от западной периклинали до

диагонального сброса; 3-блок (клин) между диагональными сбросами; 4-блок между восточным диагональным сбросом и южным сбросом грабена (восточный блок).

На северном крыле водонефтяной контакт изменяет своё положение от 161 м на западе, до 156 м на востоке. Высота залежи на северном крыле составляет 53 м.

На южном крыле отметки водонефтяного контакта изменяются в широком диапазоне от 180-182 м на западе, до 190-198 м в центральной части крыла. Высота залежи в пределах южного крыла около 70 м.

В блоке между диагональными сбросами водонефтяные контакты в среднем находятся на отметке 170 м. Высота залежи 50 м.

Водонефтяной контакт в восточном блоке принимается в среднем на отметке 170 м. Высота залежи 50 м. Промышленно продуктивные коллектора в юрском разрезе характеризуют породы, имеющие следующие критические значения параметров:

- проницаемость – более 0,02 мкм²;
- пористость – более 0,21;
- глинистость – менее 0,37;
- остаточная нефтенасыщенность – 0,56;
- коэффициент увеличения сопротивления – более 3,1.

Нижнеюрский горизонт залегает в интервале глубин 320,5-390 м и имеет нефтенасыщенную мощность 2-8 м, коэффициент нефтеотдачи 0,3 и нефтенасыщенности – 0,78. Этаж нефтености 32 м при площади 2438 тыс. м². ВНК имеет наклон с северо-востока на юго-запад, на северном крыле проводится по отметке – 161-174 м, на южном – 180-185 м. Пластовое давление составляет 30-32,6 атм., давление насыщения 8,3-11,2 атм., пластовая температура 18-22°. Дебит нефти 1,8-6,2 т/сутки. Газовый фактор 0,5-1,5 м³/т.

Первый среднеюрский горизонт в интервале глубин 284-360 м. Имеет нефтенасыщенную мощность 3-27 м, коэффициент нефтеотдачи 0,3 и нефтенасыщенности-0,78. Высота залежи 110 м при площади 5479,5 тыс. м. ВНК наклонный, на северном крыле проводится по абсолютной отметке-120,5-122 м, на южном понижается до-148-165 м. Пластовое давление 21,5-32,5 атм., давление насыщения 9,6-10,8 атм., температура 16-20°. Дебит нефти до 6 т/сутки через 10 мм штуцер. Газовый фактор 0,5-1,3 м³/т.

Второй среднеюрский горизонт располагается в интервале глубин 234-335 м при нефтенасыщенной мощности 1,5-18,5 м, нефтеотдаче 0,2 и нефтенасыщенности 0,78. Высота залежи 68 м, площадь 10085,5 тыс. м. ВНК наклонный и проходит на северном крыле по отметке – 75-88 м, на южном понижается до-88-98 м. Пластовое давление 23,8-28,8 атм., давление насыщения 8,2-14 атм., температура 14-18,5°. Дебит нефти до 31,7 т/сутки через 8 мм штуцер. Газовый фактор 0,7-1,4 м³/т.

Третий среднеюрский горизонт в интервале глубин 200-320 м с нефтенасыщенной мощностью 6-14 м при нефтеотдаче 0,2 и нефтенасыщенности 0,78 имеет высоту залежи 38 м (площадь определена для

второго и третьего горизонтов). ВНК проводится по отметке 40-63 м. Пластовое давление до 22,8 атм., давление насыщения 5-7,9 атм., температура 11-15°. Дебит нефти 0,5 т/сутки. Газовый фактор 0,5-0,8 м³/т.

На отдельных участках месторождения в результате фациального замещения нефтеносных отложений иногда все три горизонта образуют единую песчаную толщу.

Четвёртый среднеюрский горизонт приурочен к самой кровле отложений, а на своде купола размыт. При опробовании скважины 34 (интервал 221-232 м) на северном крыле был получен приток нефти 1,1 м³/сутки, скважиной 57 (300,5-303,5 м) - приток углеводородного газа с расходом 96 м/сутки через 3 мм диафрагму. Пластовое давление 24,3 атм., температура 14°.

В отложениях нижнего мела готеривский горизонт залегает в интервале глубин 185-246 м и имеет нефтенасыщенную мощность 1-5,2 м, коэффициент нефтеотдачи 0,2 и нефтенасыщенности-0,8. Высота залежи 34 м при площади 7731,5 тыс. м². ВНК проводится по отметке-36 м. Пластовое давление 18-23,3 атм., давление насыщения 6,3 атм., температура 15,6°. Дебит нефти до 1 т/сутки. Газонасыщенность до 1,35 м³/т.

Баремский горизонт расположен на глубине 159-195 м с нефтенасыщенной мощностью 1,0-16,5 м, коэффициентом нефтеотдачи 0,3 и нефтенасыщенностью 0,78. Высота залежи 31 м при площади 7426 тыс. м². ВНК проводится по отметке-7 м. Пластовое давление 13,8-18 атм., давление насыщения 7,2 атм., температура 12-18°. Дебит нефти до 1,2 т/сутки. Газовый фактор до 0,7 м³/т.

5. Физические свойства горных пород

Плотность осадочных пород зависит от минерального скелета, пористости, обусловленной структурой и происхождением пород, плотности жидкости, заполняющей поры. Размер пор и форма их зависят от формы и размеров порообразующих частиц.

Плотность горной породы – масса единицы объема абсолютно сухой горной породы, измеряется в кг/м³, г/см³. Так как плотность минерального скелета горных пород изменяется в узких пределах, то плотность горных пород обычно обратно пропорциональна их пористости.

Пористость горной породы – свойства породы, заключающиеся в наличие в ней пустот (пор), незаполненных твердым веществом. Пористость измеряется коэффициентом пористости, представляющим собой отношение объема всех пустот горной породы к ее общему объему, выраженное в процентах или долях единицы.

Различают:

- пористость абсолютную – все пустоты горной породы независимо от их формы, величины и взаимного расположения;
- пористость открытую (насыщенную) – совокупность сообщающихся между собой пустот;

- пористость эффективную – совокупность пустот горной породы, участвующих в процессе фильтрации.

Пористость реальных коллекторов нефти и газа редко превышает 30%, а в большинстве случаев составляет 12-25%. Для характеристики коллекторских свойств пласта недостаточно одной пористости, они также связаны с размером поровых каналов.

По величине поровые каналы нефтяных и газовых коллекторов условно подразделяют на три группы:

- сверхкапиллярные – 2-0,5 мм (движению жидкости и газа препятствуют лишь силы трения);

- капиллярные – 0,5-0,0002 мм (значительно препятствуют также капиллярные силы);

- субкапиллярные – менее 0,0002 мм (из-за действия капиллярных сил движения жидкости в природных условиях практически невозможно, поэтому горные породы, хотя и обладающие значительной пористостью, но имеющие поры преимущественно субкапиллярного характера (глина, глинистые сланцы и др. не относят к коллекторам).

Содержание в пустотах горных пород нефти, газа, воды называется насыщенностью. Коэффициент нефтенасыщенности – доля объема пустот в горной породе, заполненной нефтью. Аналогично определяются коэффициенты газо-водонасыщенности.

Проницаемостью горных пород называют их способность пропускать жидкость или газ под действием перепада давления. Проницаемость является одним из важнейших коллекторских свойств. Проницаемость измеряется объемным расходом невзаимодействующей с породой жидкости определенной вязкости, протекающей через заданное поперечное сечение горной породы, перпендикулярное заданному градиенту давления.

Удельное электрическое сопротивление горных пород изменяется в очень широких пределах и определяется минеральным составом, пористостью, минерализацией пластовых вод, соотношением воды и нефти в поровом пространстве. В зависимости от характера насыщения и глинистости коллекторов, удельное сопротивление песчаников изменяется от 1,5 до 60 Ом·м. Водоносные коллектора отмечаются сопротивлением от 1,5 до 6,4 Ом·м, продуктивные от 6 до 60 Ом·м. Для глинистых пород удельное электрическое сопротивление характеризуется низкими и сравнительно постоянными значениями 1-10 Ом·м.

Естественная радиоактивность горных пород обусловлена присутствием в них радиоактивных элементов. Максимальной радиоактивностью характеризуются глины 20-25 мкр/час, радиоактивность песчаников и алевролитов возрастает с увеличением глинистости 2-20 мкр/час.

і. Плотностные свойства горных пород

Плотность для залежей нефти определяется в основном плотностью пород-коллекторов, которая в свою очередь зависит от их пористости и в меньшей степени от минерального состава.

Нефть способствует уменьшению плотности в объеме залежи по отношению к водоносной части коллектора. В соответствии с этим величина $\sigma_{эф}$ является отрицательной.

Значение $\sigma_{эф}$ определяется двумя факторами: различием плотностей нефти σ_n и законтурной воды σ_v заполняющей поры, а также степенью эпигенетических преобразований коллектора. Считается, что для нефтяных месторождений $\sigma_{эф}$ часто находится в пределах 0.05-0.10 г/см³ (табл. 1).

С глубиной изменение плотности и пористости довольно неравномерно; наибольшие изменения характерны для глубин 0-3 км. Среди терригенных осадочных пород песчаники всегда характеризуются несколько меньшей плотностью по сравнению с глинистыми породами.

Это прослеживается как для молодых отложений, так и для более древних.

Таблица 1. 5.1. Плотностные свойства горных пород

Породы	Плотность, г/см	PE, barns/electron*
Песчанник	2.64	1.81
Известняк	2.71	5.08
Доломит	2.87	3.14
Галит	2.04	4.60
Ангидрит	2.98	5.05
Гипс	2.35	3.99
Сильвит	1.87	8.51
Каолинит	2.6	1.83
Хлорит	2.76	6.30
Иллит	2.61	3.45
Смектит	2.12	2.04

*PE, barns/electron – индекс фото-электрического поглощения каждой породы, описывает вероятность фото-электрического поглощения гамма излучения на каждом электроны атома, определяется следующим уравнением :

$$PE = \frac{1 \cdot \sigma_e}{K \cdot Z}$$

где σ_e – фото-электрическое поперечное сечение (barns) (1 barn = 10⁻²⁴ см²);

Z – атомный номер (число электронов);

K – коэффициент зависящий от энергии наблюдаемого фото-электрического поглощения.

5.2. Электрические свойства горных пород.

Удельное электрическое сопротивление и поляризуемость.

Электрическое сопротивление залежей нефти нефтеносных пластов может превосходить ρ водоносных пластов в 100 раз и более.

Влияние термодинамических условий залегания проявляется главным образом через изменение электрических свойств насыщающего флюида. В общем случае увеличения всестороннего давления ведет к возрастанию сопротивления, а увеличение температуры – к уменьшению его, т.к. повышается проводимость флюида. В целом электрическое сопротивление почти всех видов пород с глубиной уменьшается, поскольку влияние температуры превалирует над давлением.

Для оценки общего эффекта залежи продуктивная толща рассматривается как единый электрический горизонт. При таком подходе различие в сопротивлениях нефтегазоносных и водоносных участков составляет в среднем до 2-3 раз, иногда до 5. При малой мощности залежи (20-50) различие составляет не более 30-50%.

Месторождение нефти и газа характеризуется повышенной поляризуемостью пород как в области залежи так и выше нее. Поляризуемость пород η в контуре залежи может увеличиваться по сравнению с законтурной частью до 5-7 раз.

5.4. Радиоактивность горных пород

Естественная радиоактивность горных пород в основном обусловлена присутствием в них естественных радиоактивных элементов урана $^{238}_{92}\text{U}$ и продукта его распада радия $^{226}_{88}\text{Ra}$, тория $^{232}_{90}\text{Th}$ и радиоактивного изотопа калия $^{40}_{19}\text{K}$.

Из осадочных пород, типичных для нефтяных и газовых месторождений, наиболее радиоактивны чистые глины, высокая интенсивность гамма-излучения которых фиксируется на диаграммах ГК. Менее радиоактивны песчаные и известковые глины, за ними идут глинистые пески, песчаники, чистые пески и карбонатные породы.

Интенсивность искусственного гамма-излучения, рассеянного пороодообразующими элементами в процессе их облучения потоком гамма-квантов измеряют методами рассеянного гамма-излучения. В методах рассеянного гамма-излучения в основном имеют место фотоэлектрическое поглощение и комптоновское рассеяние гамма-квантов породой.

Для исследования интенсивности тепловых нейтронов по разрезу скважины на заданном расстоянии от источника быстрых нейтронов, которые в результате замедления пороодообразующими элементами превратились в тепловые – используют метод плотности тепловых нейтронов.

Регистрирующая интенсивность тепловых нейтронов зависит от замедляющей и поглощающей способности горной породы, т.е. от водородосодержания и наличия элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов.

Пористость, глинистость, нефте-, водо-, газонасыщенность, химический состав твердой фазы пород, давление и температура влияют на показания нейтронных методов через соответствующие нейтронные характеристики. Характеристиками пространственно-энергетического и временного распределения в г.п. надтепловых и тепловых нейтронов являются длина замедления нейтронов; время замедления нейтронов; дисперсия импульсов замедленных нейтронов; длина диффузии и длина миграции, время жизни и K диффузии тепловых нейтронов. Знание этих параметров необходимо для петрофизического обоснования способов применения нейтронных методов, оптимизации условий измерений, создания алгоритмов обработки результатов, установления связей интерпретационных параметров со свойствами изучаемых сред.

Современная методология нейтронных методов ориентирована на непосредственное измерение нейтронных характеристик горных пород и на их элементный анализ. При радиометрии скважин основное значение имеют процессы рассеяния и поглощения нейтронов. Рассеяние нейтронов, в основном упругое, обуславливает потерю ими энергии и замедление.

Основными факторами, вызывающими замедление и поглощение нейтронов, являются водородо- и хлоросодержание среды. Обращает внимание близость нейтронных характеристик нефти и воды, обусловленная практически одинаковым их водородосодержанием.

Для пород с одинаковым минеральным составом скелета величины L_s (длина замедления быстрых нейтронов) и t (среднее время жизни тепловых нейтронов) уменьшаются с ростом их влажности, с увеличением их пористости (табл. 1).

5.4.1 Физические свойства нефти и газа

Плотность нефти в поверхностных условиях колеблется в пределах $0.73-1.03 \text{ г/см}^3$ (при $t=200\text{с}$). Вязкость нефти (свойство их подвижности), измеряемая в паскалях на секунду ($1 \text{ Па} \cdot \text{с} = 10 \text{ П}$), изменяется в широком диапазоне $0.001-0.15 \text{ Па} \cdot \text{с}$ и с повышением температуры снижается. Для характеристики пластовой нефти определяют газовый фактор ($\text{м}^3/\text{т}$) – количество растворенного в пластовой нефти газа, выделяемого при $t_0=150 \text{ с}$, давлении $\sim 100 \text{ кПа}$ из 1 т нефти. Газовый фактор колеблется в широких пределах (от единиц до сотен куб.метров на 1 т) Давление, при котором начинается выделение из пласта растворённого газа, называют давлением насыщения. Как правило, они ниже пластового.

Объёмный коэффициент пластовой нефти – это отношение удельного объёма нефти в пластовых условиях к объёму этой же, но дегазированной на поверхность нефти в нормальных условиях. Значение объёмного K в зависимости от газового фактора изменяется от 1.05 до 1.3. При гидродинамических исследованиях и других расчетах объём, дебит нефти пересчитывают на пластовые условия с помощью объёмного коэффициента.

Природный газ.

Относительная плотность газа по воздуху 0.56-0.66. Газ нефтенасыщенного пласта содержит до 45% метана, а первых четырех гомологов (метан, этан, пропан, бутан) – в сумме до 99%. При поисково-разведочных работах сравнительно низкое содержание метана в пробах флюида, отобранного из пласта, рассматривается как признак нефтяной залежи.

В процессе геологоразведочных работ сталкиваются с явлением, когда пустоты пород в при скважинной зоне продуктивного пласта содержат многокомпонентный флюид (газ, нефть, воду) в различных сочетаниях и соотношениях, что осложняет однозначное решение поставленных задач.

5.4.2. Характеристика пластовых флюидов

Физико-химические свойства нефти надсолевых отложений закономерно изменяются сверху вниз от баремских до нижнетриасовых и верхнепермских (табл. 3).

Характеристика пластовых вод: в гидрогеологическом отношении в бассейне среднеюрских отложений месторождения Кенкияк установлены два генетических типа подземных вод – инфильтрационные в законтурной водоносной области и седиментационные в продуктивном разрезе. Роль последних в общем балансе подземных вод месторождения крайне незначительна. По характеру залегания это межслоевые. Они приурочены преимущественно к отдельным линзовидным, песчаным прослоям нефтенасыщенного разреза и по химическому составу резко отличаются от вод законтурной водоносной области.

По химической характеристике инфильтрационные воды, подстилающие нефтяные залежи юрских горизонтов, относятся к сульфатонатриевым гидрокарбонато-натриевым и хлоромagneиевым.

Пластовые воды плотностью от 1.008 до 0.025 г/см³ и вязкостью 1.1 МПа·с характеризуются общей минерализацией 34 890/1182.8 мг/л.

Таблица 3 — Значения n , a , m для различных горных пород

ы	Автор	n	a	m	Литология
	Archie	2	1	2	Карбонаты
	Tixier	2	0.81	2	Сцементированный песчаники
е	Humbl	2	0.62	2.15	Рыхлые песчаники

Уравнение водонасыщения Арчи-Дахнова: $S_w^n = a \cdot R_w / \Phi^m \cdot R_t$,

где S_w – водонасыщение пласта;

R_w – удельное сопротивление воды в неизменной (нетронутой) зоне;

a – литологический фактор (коэффициент). Коррекция на изменение сжатия поровых структур и зерен пород;

φ – пористость на данном интервале;

m – коэффициент сцементирования. Определяет насколько увеличивается сопротивление сетки пор, если считать породу непроницаемым;

n – коэффициент насыщения. Обычно значение ближе к 2. Зависит от присутствия в породах непроницаемых флюидов и воды.

Глава 3. Особенности организации, проведения и результаты ГИС в горизонтальных скважинах на примере нефтяного месторождения Кенкияк

Особенности организации и проведения измерительных работ в горизонтальных скважинах проявляются в следующих мероприятиях:

- при работе с электрооборудованием, переноске тяжестей;
- по мерам безопасности по предупреждению аварий, действиям ответственных представителей в случае аварии, организационно-техническим мероприятиям по предотвращению аварий при геофизических исследованиях в горизонтальных скважинах;
- при организации труда партии (численно-квалификационный состав исполнителей).

Технические, методические особенности проведения измерительных работ и программной обработки и интерпретации скважинных геофизических данных приведены с указанием полученных результатов.

6.1. Организация и методика проведения измерительных работ

Перед началом работ все члены буровой бригады, привлекаемые начальником партии к проведению вспомогательных работ, должны быть проинструктированы начальником партии (отряда) правилам техники безопасности при геофизических исследованиях в скважине.

Отметка о проведенном инструктаже заносится в журнал учета инструктажа на рабочем месте.

Запрещается производство ПГР с неисправным оборудованием, механизмами и инструментом, а также пользование неисправными средствами индивидуальной защиты.

Лаборатория и подъемник на скважине должны устанавливаться с таким расчетом, чтобы выхлопные газы от двигателей внутреннего сгорания не проникали в кабину водителя, лебедочное отделение и лабораторию станции.

Для обеспечения безопасного ведения промыслово-геофизических работ в бурящихся скважинах с применением подвесной системы блок-баланса подвесной ролик закрепляется к крюку талевого блока, нижний (оттяжной) ролик – к основанию буровой. Все узлы крепления системы роликов должны выдерживать нагрузку не менее 15 т.

В бурящихся скважинах при снятом роторном столе и превышении фланца обсадной колонны относительно пола вышки более чем на 0,5 м на устье скважины должны находиться рабочая площадка размером не менее 2,5-2,5 м с металлическими деревянными настилами, с лестницей маршевого типа, огражденной перилами. Толщина деревянного настила должна быть не менее 40 мм.

Перед включением лебедки машинист подъемника обязан установленным сигналом предупредить окружающих о начале подъема или

спуска кабеля. Во избежание затаскивания скважинного прибора на ролик блок баланса на кабеле необходимо устанавливать предупредительные метки: одну на расстоянии 3,5 м, вторую – 50 м и третью – 100 м от кабельной головки.

При производстве промыслово-геофизических работ на буровой **ЗАПРЕЩЕНО:**

а) производить без разрешения начальника промыслово-геофизической партии (отряда) ремонт бурового оборудования :

б) включать без разрешения начальника промыслово-геофизической партии (отряда) буровую лебедку и различные силовые агрегаты ;

в) переносить и передвигать по полу буровой и приемным мостам буровое оборудование;

г) передвигать трубы на расстоянии менее 20 м от соединительных проводов, каротажного кабеля и станции;

д) включать электросварочные аппараты и станки-качалки в радиусе 400 м, а в отдельных случаях, по требованию начальника промыслово-геофизической партии (отряда), и на большем расстоянии от буровой.

Запрещается производство геофизических исследований в скважинах во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов и сильного дождя.

При совместных работах геофизической партии и заказчика должен иметься план совместных работ, утвержденный заказчиком и согласованный с геофизическим предприятием.

Электрооборудование

При работах на буровой запрещается пользоваться напряжением в силовой сети свыше 380 В.

Корпуса всех агрегатов (подъемника, лаборатории, лебедки, измерительных приборов и т.д.) должны быть надежно заземлены.

Кабель, соединяющий электрооборудование с электросетью, необходимо располагать в безопасных местах, где он не может быть поврежден (прокладку кабелей следует производить в соответствии с "Типовой схемой установки геофизического оборудования и прокладки токонесущих кабелей на буровой").

Подключать силовой кабель к источнику питания разрешается только по окончании сборки схемы электрооборудования станции (аппаратуры).

Собирать и разбирать схемы, производить ремонтные работы последних разрешается только при снятом напряжении.

При необходимости включения тока в схему, когда прибор находится на поверхности (проверка, градуирование прибора и т.п.) персонал партии должен предупреждаться об этом.

Каротажная станция должна быть укомплектована необходимыми средствами электрозащиты, а также инструментом с изолированными ручками.

Переноска тяжестей

Скважинные приборы весом более 50 кг подносят к устью скважины (основанию наклонных мостков) при помощи специальных приспособлений. Приборы весом более 100 кг перемещают с помощью каротажной или буровой лебедки.

Грузы и скважинные приборы весом более 40 кг или длиной более 2 м, независимо от веса, должны подниматься и спускаться в скважину буровой лебедкой или лебедкой подъемника. При применении буровой лебедки к работе привлекается буровая бригада.

При переноске тяжестей вручную, предельная норма для каждого работника не должна превышать 50 кг для мужчин и 15 кг для женщин.

Меры безопасности по предупреждению аварий

Центрирование буровой вышки относительно устья скважины – ответственный мастер буровой бригады.

Проверка стеклопластикового контейнера – ответственный мастер буровой бригады.

Обеспечение места для установки подъемника с наклоном 10 градусов от буровой – ответственный мастер буровой бригады.

Обеспечение места для крепления датчика натяжения и верхнего ролика, испытанного на нагрузку 12 тонн, о чем составляется акт, что соответствует двое кратному разрывному усилию геофизического кабеля – ответственный мастер буровой бригады.

Обеспечение достаточным освещением на устье скважины – ответственный мастер буровой бригады.

Использование надежного и поверенного оборудования (датчик натяжения, скважинные приборы, кабель, регистрирующая аппаратура и т.д.) – начальник геофизической партии.

Организация оперативной связи начальник партии, машинист подъемника и бурильщик – ответственный начальник геофизической партии.

Установка и работа с устройством стабилизации подачи кабеля – ответственный начальник геофизической партии.

Использование датчика натяжения для контроля спуско-подъемной операции (СПО) машинистом подъемника – ответственный начальник геофизической партии.

Визуальный контроль за СПО и координация синхронности действий машиниста и бурильщика – ответственный технолог (ответственный представитель УБР).

Бурильщик должен следить за ростом нагрузки и не допускать нагрузки на контейнер более 3-5 т.

Действия ответственных представителей в случае аварии

В случае разрыва каротажного кабеля во время подъема геофизического прибора в контейнере, дальнейшую работу приостановить. Об этом оповестить главных инженеров Заказчика и Подрядчика. ИТР бригады и начальник геофизической партии в данной ситуации самостоятельных решений принимать не имеют права.

При прихвате контейнера с геофизическими приборами ответственный представитель Управления Буровых Работ (УБР), находящийся на скважине руководит действиями по ликвидации прихвата. Первоначально необходимо “отмыть” кабель на переводнике. Затем отвернуться ниже переводника и извлечь геофизические приборы с оставшимся кабелем в инструменте.

В случае возникновения аварии, ответственным представителем Заказчика и начальником партии составляется первичный акт об аварии с описанием обстоятельств аварии.

Прибыв на буровую аварийному мастеру ознакомиться с создавшейся ситуацией по скважине и доложить начальнику смены Центральной Инженерно-Технической Службы (ЦИТС) и главному инженеру УБР. Предложить план дальнейших первоочередных работ.

Ликвидация аварий проводится по плану, утвержденному главным инженером предприятия заказчика и согласованному с главным инженером геофизического предприятия. Присутствие ответственного представителя геофизического предприятия и предприятия заказчика при ликвидации аварии обязательно.

План работ должен содержать данные о скважине, краткое описание аварии, порядок ликвидации аварии с указанием ответственного исполнителя, мероприятия по соблюдению правил и инструкций по технике безопасности.

В случае повреждения каротажного кабеля во время проведения ГИС на период замены кабеля произвести подъем прибора из скважины. Спустить пластиковый контейнер на забой и промыть скважину с производительностью 48 л/сек. Циркуляцию вызывать с производительности 32 л/сек.

Организационно-технические мероприятия по предотвращению аварий при геофизических исследованиях в горизонтальных скважинах

1. Допускать к проведению спускоподъемных операций в горизонтальных скважинах только машинистов каротажного подъемника со стажем работы не менее 3-х лет.

2. Провести дополнительное обучение машинистов каротажного подъемника по проведению спуска и подъема кабеля синхронно с подъемом бурильного инструмента.

3. Проводить анализ причин аварий совместно с представителями УБР с рассмотрением всех геофизических материалов.

4. Разработать совместно с управлением по бурению конструкцию быстросъемных хомутов для крепления геофизического кабеля к буровому инструменту выше разрезного переводника выходящему в открытый ствол.

5. Совместно с управлением по бурению доработать устройство, защищающее геофизический кабель в месте вывода кабеля из буриInstrumenta.

6. Перед началом геофизических исследований проводить инструктаж работникам буровой бригады по специфике проведения спускоподъемных операций при ГИС в горизонтальных скважинах.

7. Запретить использование геофизического кабеля, имеющего сростки выше разрезного переводника.

8. Проводить записи аппаратурой ВИКИЗ и СРК на спуске с последующей повторной записью при подъеме.

9. Проводить испытания устьевого оборудования один раз в год с составлением акта.

10. При каждой переделке кабельного наконечника составлять акт, который подписывается машинистом и начальником партии.

Организация труда

Промыслово-геофизические исследования в горизонтальных скважинах с использованием СОМРАСТ осуществляются по заявочной системе и возглавляются начальником партии.

Численно-квалификационный состав исполнителей установлен на основе анализа организации и технологии производства. Состав исполнителей геофизической партии: Начальник – 1 человек;

Геофизик – 2 человек;

Операторы – 3 человек.

6.2. Техника проведения геофизических работ в горизонтальных скважинах нефтяного месторождения Кенкияк: системы и приборы серии Comrast

Приборы серии Comrast (Англия) позволяют получать широкий диапазон высокоточных геофизических данных в независимости от способов бурения и скважинной геометрии. Уникальные приборы семейства Comrast позволяют получать полный спектр геофизических исследований, включая имиджер, как на кабеле, так и без его использования. Инновационный подход с возможностью записи данных в автономные модули памяти образуют наиболее эффективные в индустрии системы сбора геофизических данных, включая каротаж на трубах и через трубы с возможностью работы на кабеле или записью данных в модули памяти в широком диапазоне скважин (рис. 10). Состав комплекса и физические параметры измерительных зондов оптимизированы для решения любых геолого-промысловых задач в любых

типах геологических строений и при любых физико-химических свойствах исследуемых объектов.

Использование модулей серии Comrast повышают эффективность геофизических работ до 99 %. Уникальная конструкция и способность хранить большие массивы данных дают рождение новым способам ведения каротажа и улучшают существующие методики. Необходимость проверки и описания работы приборов привела к созданию центра мирового уровня по калибровке приборов Callisto в Англии.



Рисунок 10 — Положение каротажного прибора в горизонтальных скважинах

В состав комплекса Comrast входят: лито-плотностной каротаж (ГГК-п,с) (рис. 11,а), нейтрон-нейтронный каротаж (2ННКт) (рис. 11,б), многозондовый индукционный каротаж (рис. 11,в), двухзондовый боковой каротаж (рис. 11,г), малоглубинный боковой каротаж, микробоковой и микрокаротаж (рис. 11,д), гамма каротаж, температура, волновой, акустический каротаж, инклинометрия.

Дополнительно: гидродинамический (61 мм), электрический каротаж, микроимиджер.

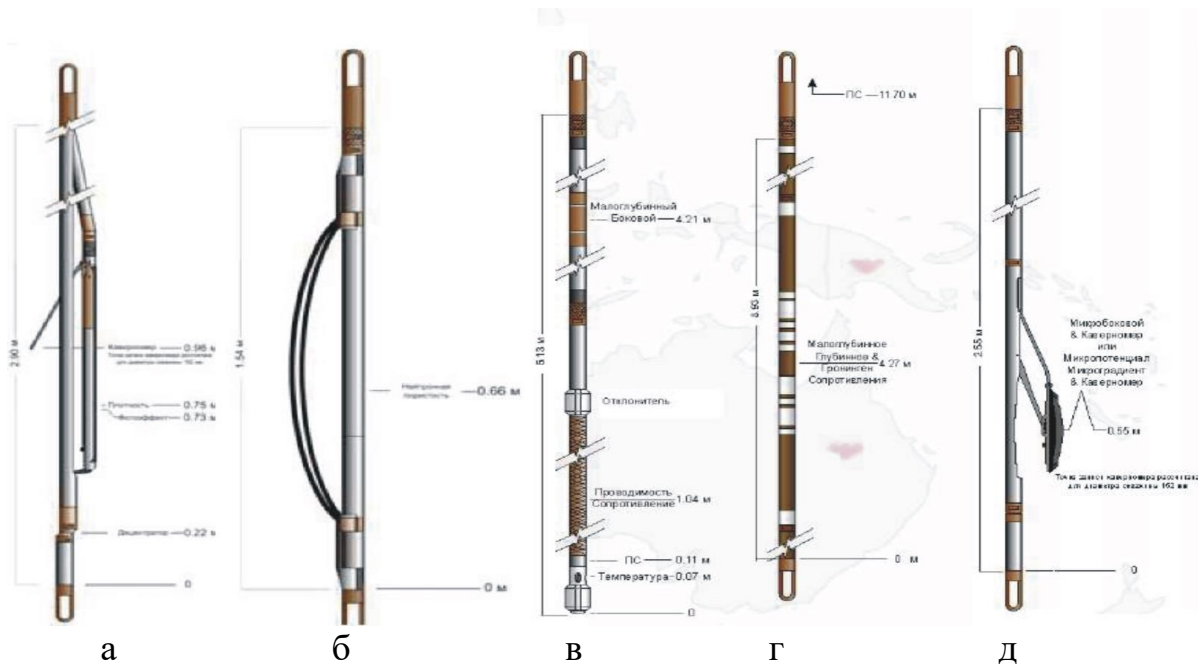


Рисунок 11 — Модификации скважинных приборов

7. Особенности аппаратуры семейства Compact

Трудно недооценить преимущества приборов Compact перед традиционными приборами каротажа, в особенности учитывая широкий диапазон и разнообразие современной скважинной геометрии. Приборы Compact разработаны для получения неоспоримого преимущества посредством использования самых современных методов проведения геофизических работ.

Основными преимуществами аппаратуры семейства Compact являются (рис. 12, 13):

1. Возможность проведения широкого комплекса измерений вне зависимости от негативного влияния скважинных условий и геометрии в вертикальных, наклонных, горизонтальных и скважинах с большим отходом; скважинах с нестабильным сечением и маленьким диаметром, а также нестандартно каротируемых вследствие высоких издержек логистики или иных осложняющих факторов.

2. Эффективные и малозатратные альтернативные технологии каротажа в вертикальных и наклонных скважинах.

3. Снижение количества прихватов и оставления приборов в скважине.

4. Снижение рисков присущих традиционным видам каротажа.

5. Аппаратура менее требовательна к вспомогательному оборудованию и персоналу, что особенно важно на удаленных участках работ.

Также к достоинствам можно отнести такие возможности, как:

- каротаж на любом типе геофизического кабеля;
- каротаж через воронку или буровой инструмент;

- система «Скважинный Челнок» (Well Shuttle) для безопасного исследования на буровых трубах;
- каротаж скважин со сложной геометрией;
- каротаж в сложных геолого-технических условиях;
- каротаж скважин с размытым стволом;
- многообразие способов доставки приборов на забой скважин;
- широкий диапазон и нетривиальность современной скважинной геометрии;
- детальный имидж разреза без негативного влияния геометрии скважины и ее размера;
- высокоточные измерения пластового давления без прихватов оборудования или его потери в скважине;
- анализ всех полученных данных для своевременного ответа на все возникающие вопросы.

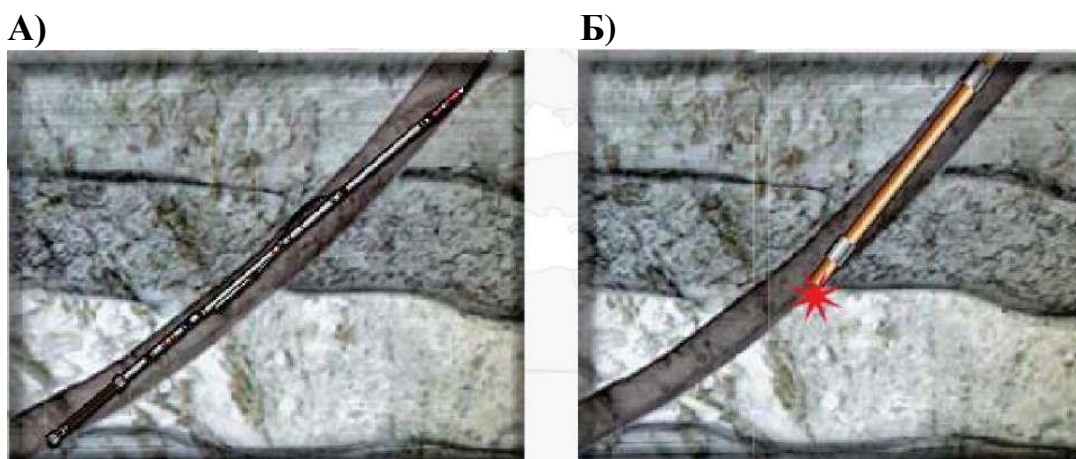


Рисунок 12 — А) Приборы Comrast в скважине диаметром 6.25" (159 мм) с клиренсом 4"(102 мм); Б) Приборы другого типа в скважине 6.25"(159 мм) с клиренсом 1.75"(45 мм).



Сборка приборов стандартного каротажа Comrast (8.8 м * 57.2 мм)



Сборка приборов стандартного каротажа западных компаний (11.6 м * 90 мм)



Сборка приборов стандартного каротажа Российских сервисных компаний (27.4 м * 75 мм)

Рисунок 13 — Сравнительные характеристики разных каротажных приборов

7.1. Опыт применения аппаратуры семейства Compact

В период с 2007 по 2009 гг. в Западной Сибири для компании ТНК-ВР проведено 60 скважинных операций гидродинамического каротажа МРТ. Было произведено более 1700 точечных измерений с коэффициентом успешности более 95%. Среднее время проведения одной операции (30 точечных измерений) составило около 15 часов. Все исследования производились через буровой инструмент в скважинах с большими отходами и сложными профилями. За все время проведения работ не было произведено ни одной аварийной работы и не зафиксировано ни одного факта непроизводительного времени.

Более 50 операций по исследованию горизонтальных скважин и скважин со сложным профилем с использованием "Скважинного челнока" выполнено на Самотлорском месторождении для компании ТНК-ВР. Интервалы исследований составляли от 1000 до 2500 метров. Среднее время проведения работ составило 25 часов. Все работы выполнены успешно, получены качественные данные, не зафиксировано фактов простоев и непроизводительного времени.

Компания Салым Перолеум Девелопмент (оператор Shell) поставила задачу по исследованию баженовской свиты поисковой скважины, пробуренной ГНКТ на депрессии с долотом 70 мм, с потенциальным выбросом давления на устье до 600 атм. Только компания Weatherford смогла провести исследования с расширенным комплексом ГИС в данной скважине с использованием аппаратуры Compact и устьевого оборудования Elmar.

Более 40 скважинных операций комплексом Compact на кабеле выполнено в Западной Сибири. Объектами исследования были скважины со сложным профилем, большими отходами и углами до 60°, интервалы исследований составляли от 500 до 2000 м. Все исследования выполнялись через буровой инструмент за одну-две спускоподъемные операции без скважинных осложнений и непроизводительного времени. Среднее время проведения работ составило 10 часов.

Гидродинамический каротаж

Решаемые задачи, на новых месторождениях (неразрабатываемых): градиент пластового давления; определение плотности флюида в пластовых условиях контактов флюидов (ВНК, ГНК, ГВК); определение гидродинамической связи между пластами, строение резервуара; оценка локальной проницаемости; оценка насыщенности (рис. 14).

Решаемые задачи, на разрабатываемых месторождениях: мониторинг истощения; оптимизация нагнетания; градиент пластового давления Контакты флюидов (ВНК, ГНК, ГВК); определение гидродинамической связи между пластами; оценка локальной проницаемости.

Принцип работы многократного испытателя пласта МФТ (рис. 15 а, б) характеризуется следующей последовательностью: пакер герметично устанавливается напротив интересующего интервала пласта с помощью механической системы. Затем устанавливается зонд и отбирается насыщающий пласт флюид определенным объемом не более 40 куб.см., который заполняет камеру. Фильтр предотвращает проникновение песка в линию. Манометры замеряют динамику изменения давления в точке измерений. Замеры пластового давления производятся многократно на любой интересующей глубине. Замеры давления передаются на поверхность в цифровом виде.

Прибор гидродинамического каротажа МФТ предназначен для определения пластовых давлений, проницаемости, градиентов пластовых давлений и определение положений межфлюидальных контактов. Измерения производятся при помощи высокоточного кварцевого датчика давления и тензометрического датчика давления. Прибор МФТ меньше, легче и удобнее в эксплуатации, чем стандартные инструменты. Он обеспечивает более быстрый, безопасный и более организованный, в соответствии с современными требованиями, режим эксплуатации.

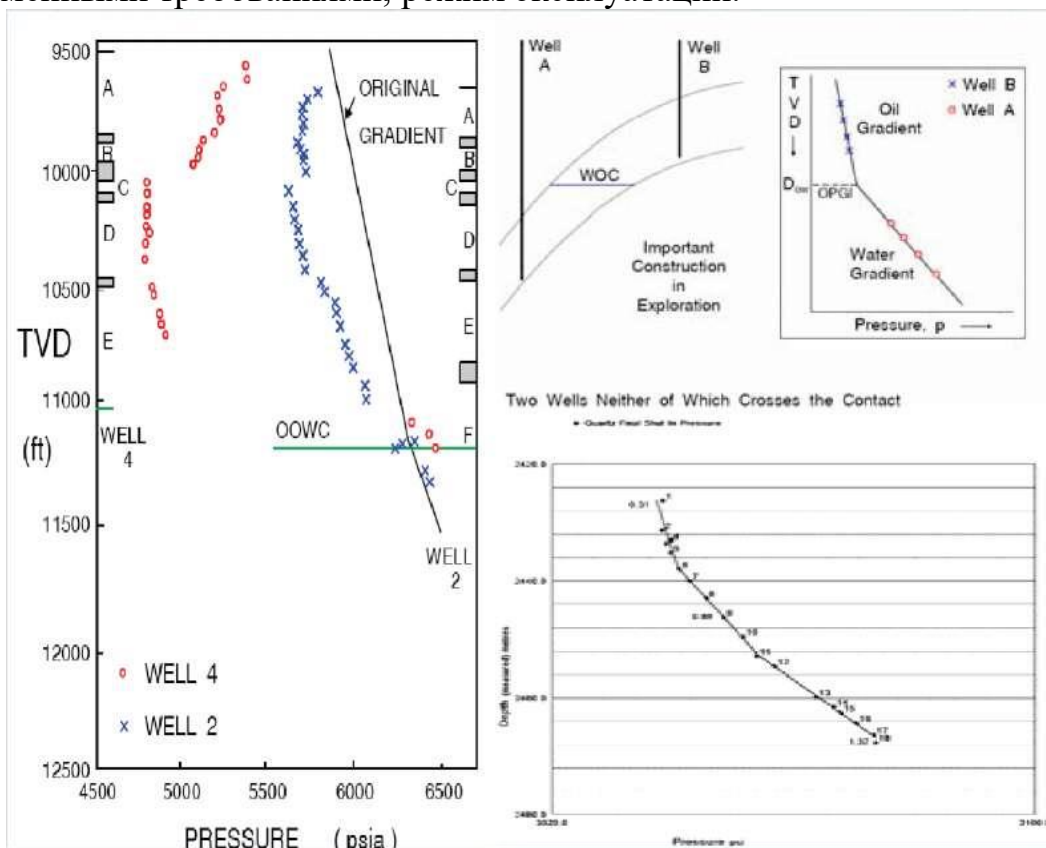


Рисунок 14 — Результаты замеров гидродинамического каротажа

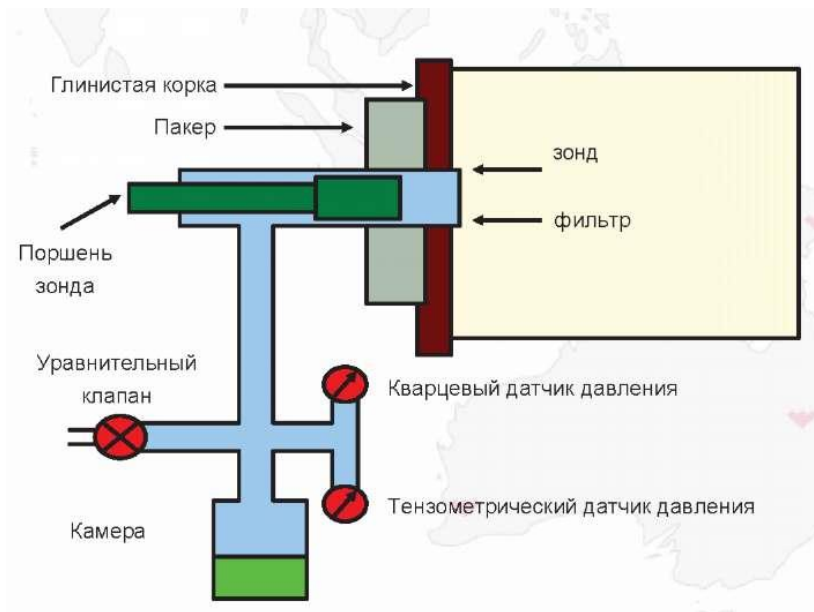


Рисунок 15 — а. Принцип работы многократного испытателя пласта MFT



Рисунок 15 — б. Общий вид многократного испытателя пласта MFT

Его уникальная конструкция автоматически центрирует корпус прибора, создавая оптимальное прижатие башмака, обеспечивающее надежный гидравлический контакт и уменьшает риск прихвата из-за разницы давлений

скважина-порода. При этом такая конструкция позволяет прибору проходить через сужения сечения менее 76 мм и работать в скважинах с диаметром ствола до 279 мм (рис. 16). При прижатии башмака пластичная подкладка гидравлически герметизирует часть стенки скважины от столба бурового раствора, и пластовый флюид подается с программируемой скоростью в расширительную камеру измерения давления. Регистрируется кривая падения давления (КПД) и кривая восстановления давления (КВД) по которым определяются пластовое давление и подвижность флюидов. Возможно проведение многоцикловых измерений на каждой точке измерений (рис. 17). Процесс может быть повторен после перемещения прибора на следующую глубину, количество испытаний при этом за один спуск прибора не ограничено. Поскольку рычажный механизм MFT закрывается по окончании испытаний на каждой глубине, то риск прихвата под действием перепада давлений скважина порода еще более уменьшается за счет приложения положительного давления захваченной жидкости при посадке башмака.

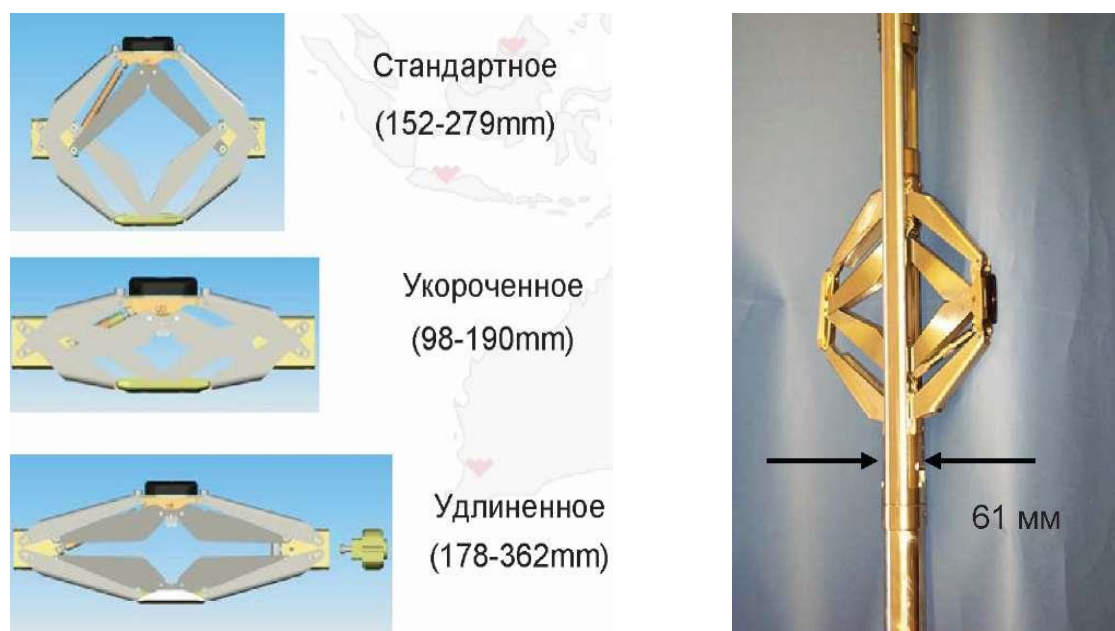


Рисунок 16 — Модификации прижимного устройства

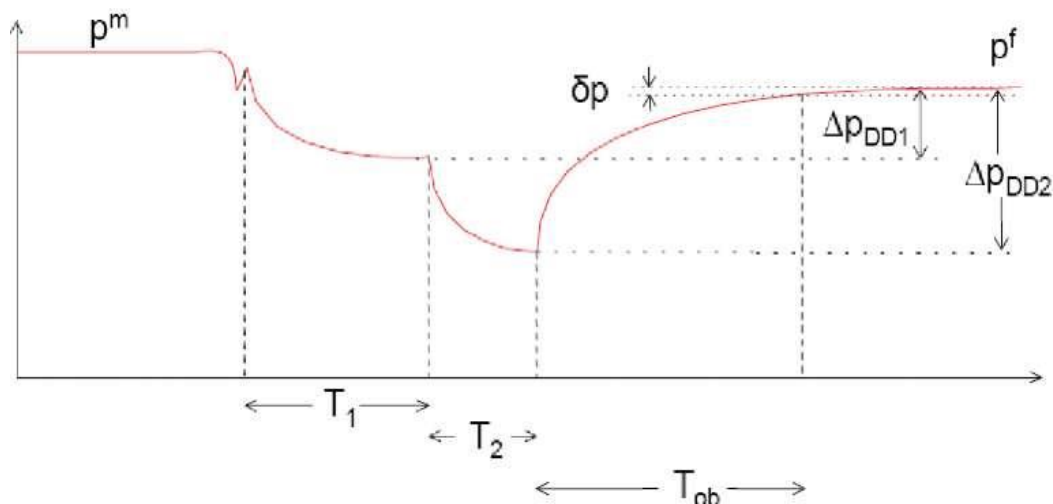


Рисунок 17 — График зависимостей p^f , Δp_{DD1} , Δp_{DD2} от T_1 , T_2 , $T_{об}$

p^f — пластовое давление, T_1 — продолжительность первой депрессии, T_2 — продолжительность второй депрессии, $T_{об}$ — продолжительность наблюдаемого восстановления давления, Δp_{DD1} — величина первой депрессии, Δp_{DD2} — величина второй депрессии.

С помощью скважинного челнока Compact Well Shuttle можно решить сложные задачи:

- исследования в горизонтальных или скважинах с большим отходом, где скважинные условия могут привести к прихвату оборудования;
- Использование в случаях, когда каротаж на кабеле невозможен.

Преимущества:

качественные данные вне зависимости от скважинных условий и геометрии ствола;

минимизация рисков повреждения или прихвата оборудования;

увеличение эффективности исследований по сравнению с традиционным каротажем на трубах;

повышение безопасности путем постоянного контроля скважины буровым инструментом, в отличие от каротажа на кабеле;

доставка приборов на забой внутри бурильных труб;

сложная геометрия и сильно наклонные скважины;

прохождение осложненных участков, интервалов плохого ствола;

быстрее, безопаснее и надежнее, чем каротаж на трубах (TLC);

эффективная по затратам альтернатива каротажу во время бурения (LWD);

дополнение к измерениям во время бурения MWD;

каротаж выполняется одновременно с операцией промывки и шаблонирования ствола скважины;

циркуляция до 6000 литров в минуту;

частота вращения до 60 об/мин.

Скважинный челнок (Well Shuttle) безопасный и быстрый способ доставки приборов Compact на забой в сильнонаклонных и осложненных

скважинах (рис. 18 а,б). Приборы надежно защищены, так как находятся внутри буровой колонны при транспортировке на забой (рис. 19). По достижению необходимой глубины приборы выходят в открытый ствол, оставаясь в связке с нижней частью буровой колонны. По мере поднятия приборов запись данных производится в автономный модуль памяти.

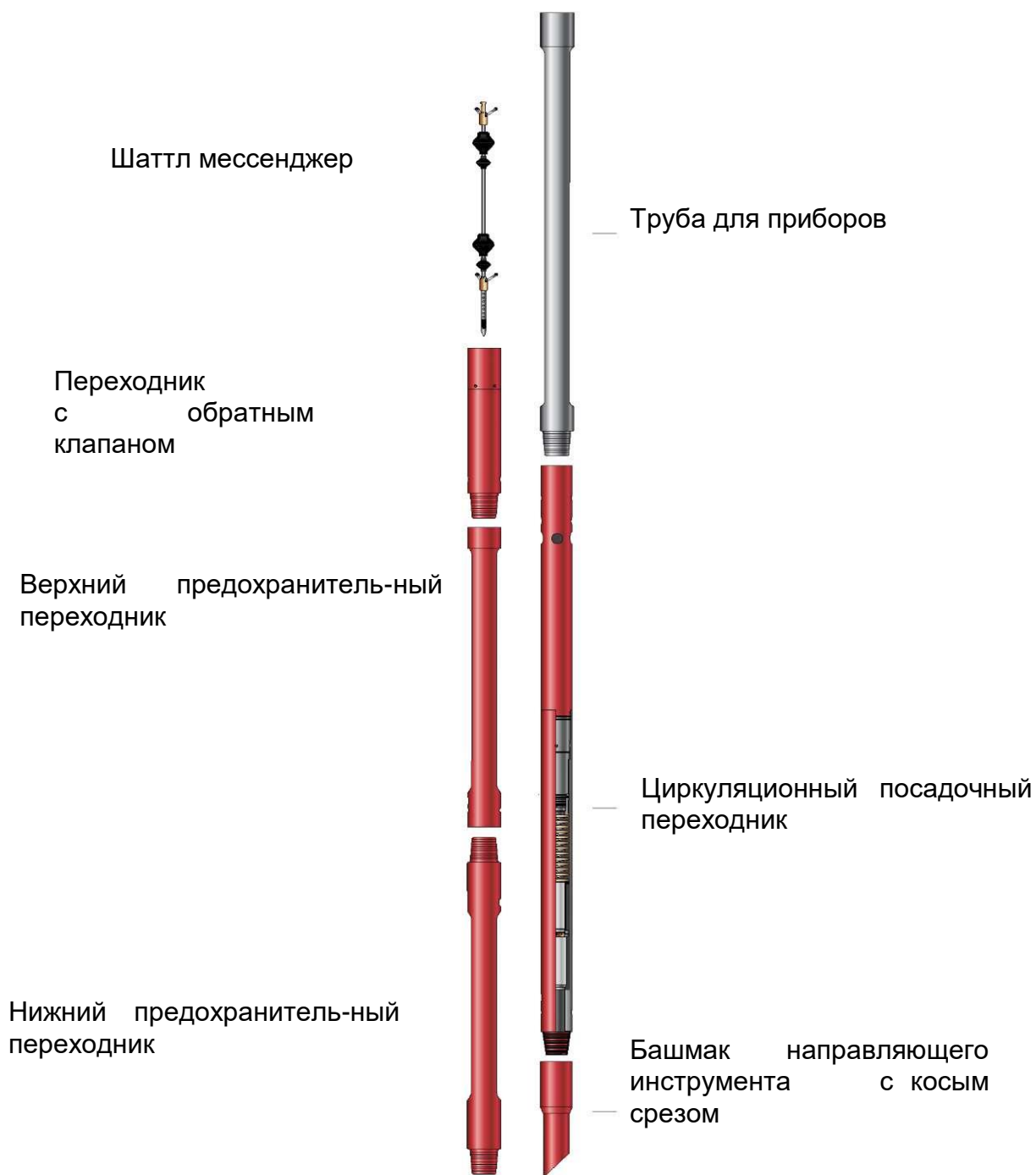


Рисунок 18 — а. Скважинный прибор Шаттл мессенджер и его функциональные комплектующие

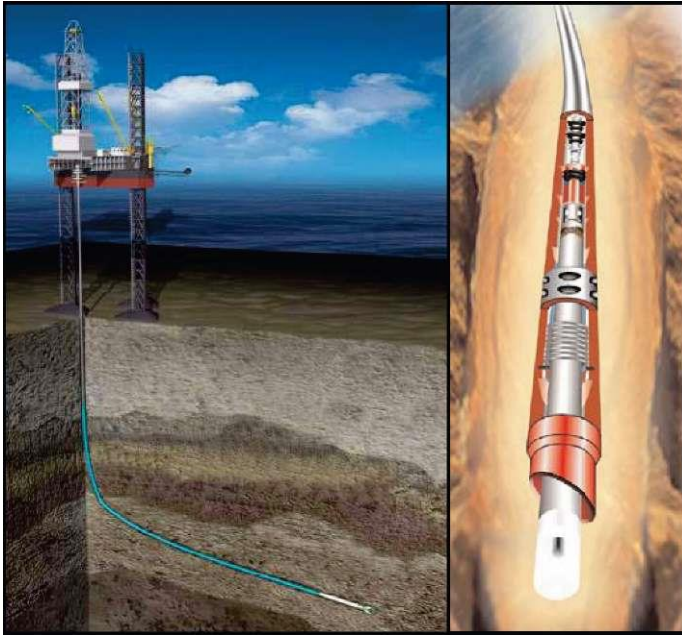


Рисунок 18 — б. Скважинное положение Compact Well Shuttle



Рисунок 19 — 1) Приборы Compact транспортируются в скважине к интервалу исследований внутри буровых труб; 2) С помощью "месенжера" или гидроимпульса приборы выкачиваются из буровых труб в открытый ствол; 3) Приборы фиксируются, раскрываются и прижимаются, буровой инструмент свободен для вращения; 4) Буровой инструмент поднимается, приборы Compact регистрируют данные в модуль памяти.

Электрический микроимджер серии Compact (рис. 20) позволяет осуществить визуализацию сложных структур, выделение и определение направления трещиноватости и структурного падения, выделение косослоистости, тонкого переслаивания и соотношения эффективных мощностей к общей толщине в песчано-глинистом разрезе, выделение песчано-глинистых фаций и количество песчаника, оценка вторичной пористости; полученные данные применяются для корреляции глубин, ориентирования и замены керна, структурного анализа и анализа вывалов на стенке скважины, анализа вертикальных глубин (рис. 21).

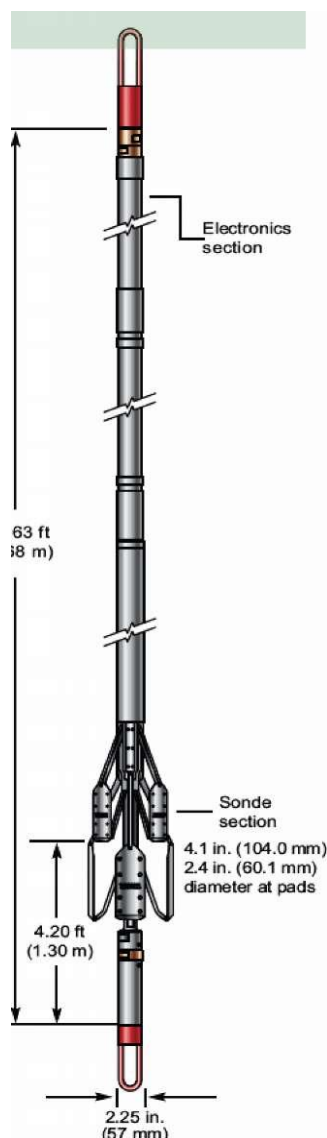


Рисунок 20 — Электрический микроимджер серии Compact

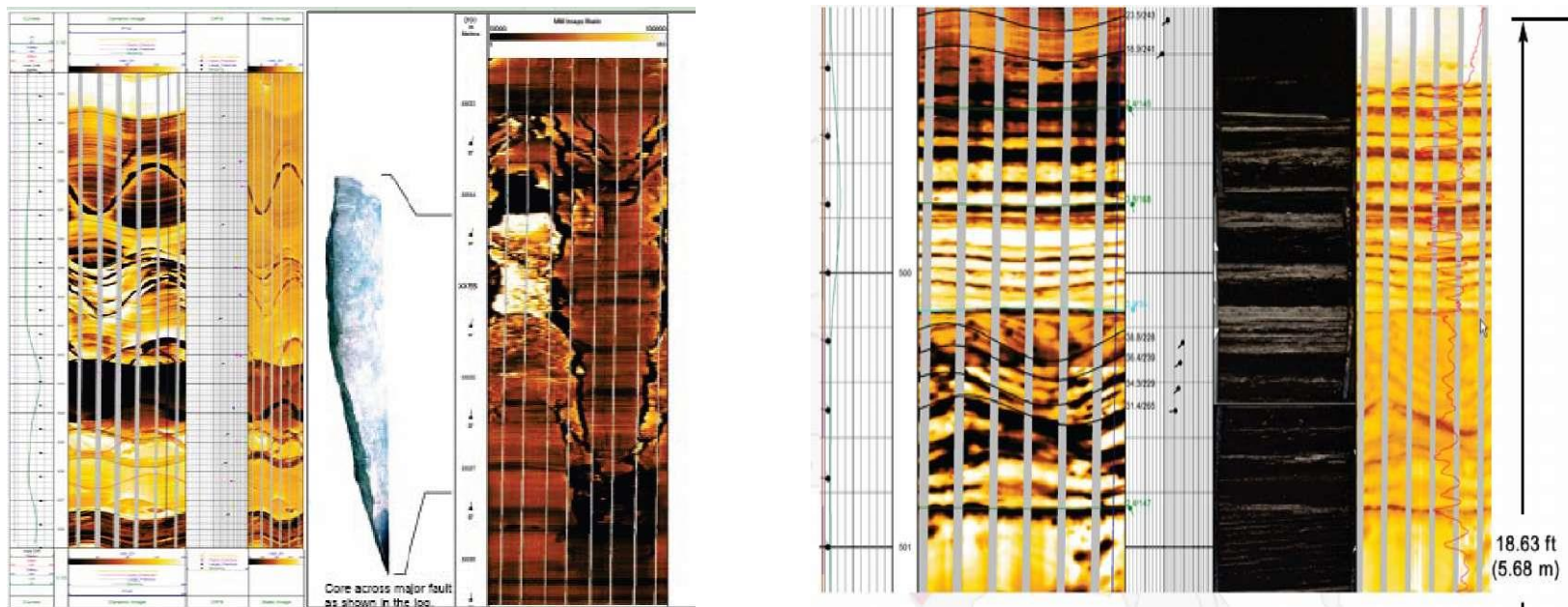


Рисунок 21 — Интеграция данных электрического микроимджера СМІ с фотографиями керна

Электрический микроимиджер Compact (СМІ) – прибор, записывающий имидж сопротивлений в оперативную память, который можно применять или с использованием каротажного кабеля или без него. СМІ не зависит от скорости передачи данных по кабелю, так как высокоразрешающие данные сразу записываются в память прибора.

Уникальная конструкция и возможность записи в оперативную память дают возможность применять прибор с использованием каротажного кабеля, гибких НКТ, бурильных труб, также внутри бурильных труб при помощи скважинного челнока. Конструкция и гибкость транспортировки прибора облегчает проход по сильно искривленным скважинам без риска' прихвата.

Электрический микроимиджер СМІ имеет 8 прижимных башмаков в двух плоскостях. Четыре верхних башмака имеют лапы, содержащие 20 электродов, расположенных в два ряда. Верхние башмаки каверномера поперечно связаны, что помогает центрировать прибор и проводить 2 измерения диаметра. Четыре нижних башмака имеют 24 электрода, расположенных в 2 ряда. Нижние башмаки соединены независимо для обеспечения хорошего контакта со стенкой скважины и высокого качества изображения. Они также осуществляют четыре независимых измерения радиуса, которые могут быть использованы для выделения околоскважинных стрессовых режимов.

При использовании свободной буровой колонны или скважины малого диаметра СМІ может быть скомпонован с башмаками, образуя максимальный наружный диаметр 2.4 дюйма – 61 мм (рис. 22) обеспечивая разрешение изображения независимо от скважинных условий (рис. 23), что невозможно стандартными приборами.



Рисунок 22 — СМІ скомпонованный с башмаками

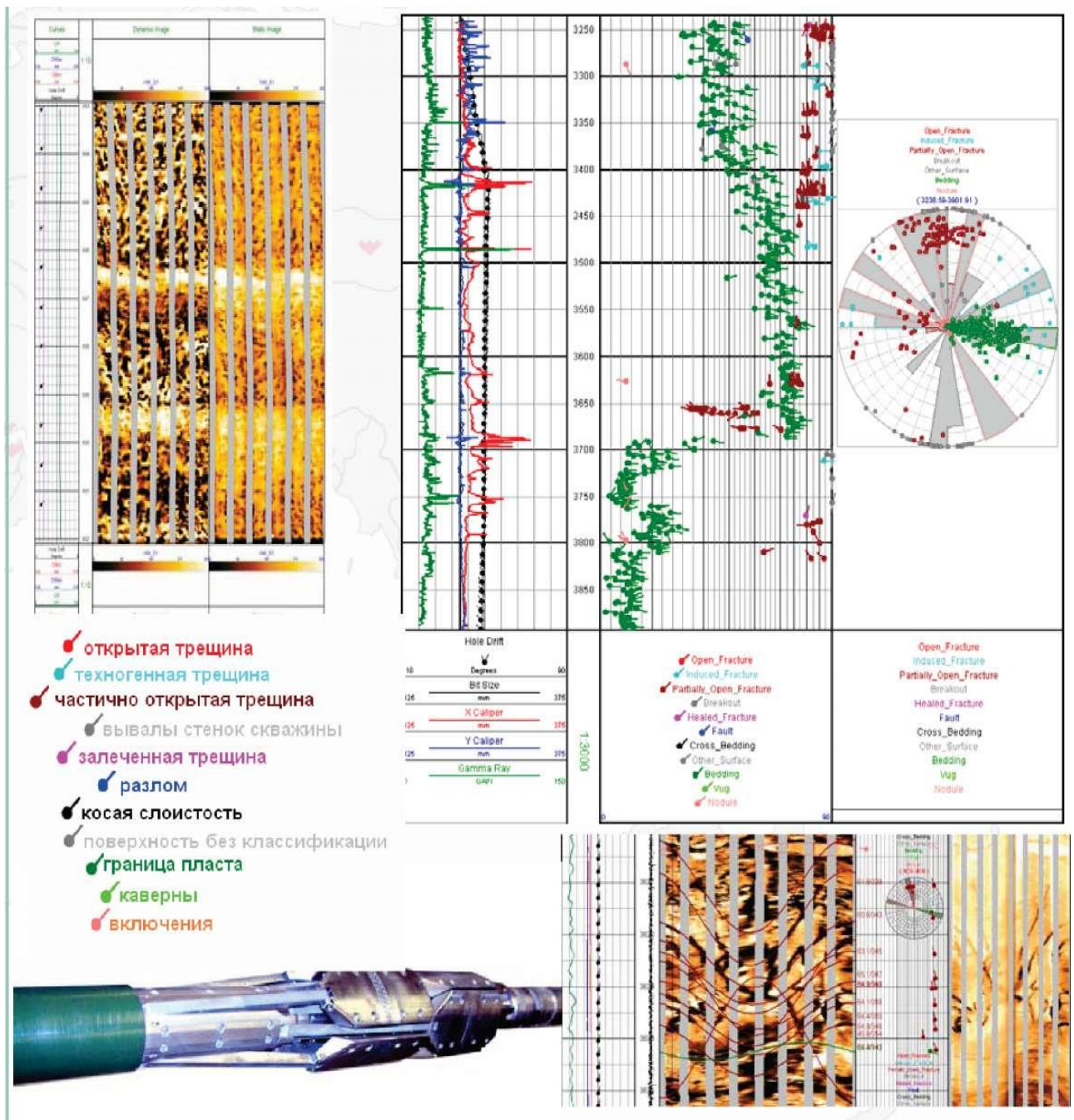


Рисунок 23 — Интерпретация данных электрического микроимиджера СМІ

По результатам применения электромагнитных методов **Сотраст** (рис. 24) решаются задачи литологического расчленения разреза, определения удельного электрического сопротивления пласта и параметров зоны проникновения, корреляции скважин по разрезу и флюидальным контактам (рис. 25), определения нефтенасыщенности коллекторов, оценка неоднородных коллекторов по насыщению, построения радиального профиля сопротивлений для оценки проницаемости, оценки параметров тонких пропластков.

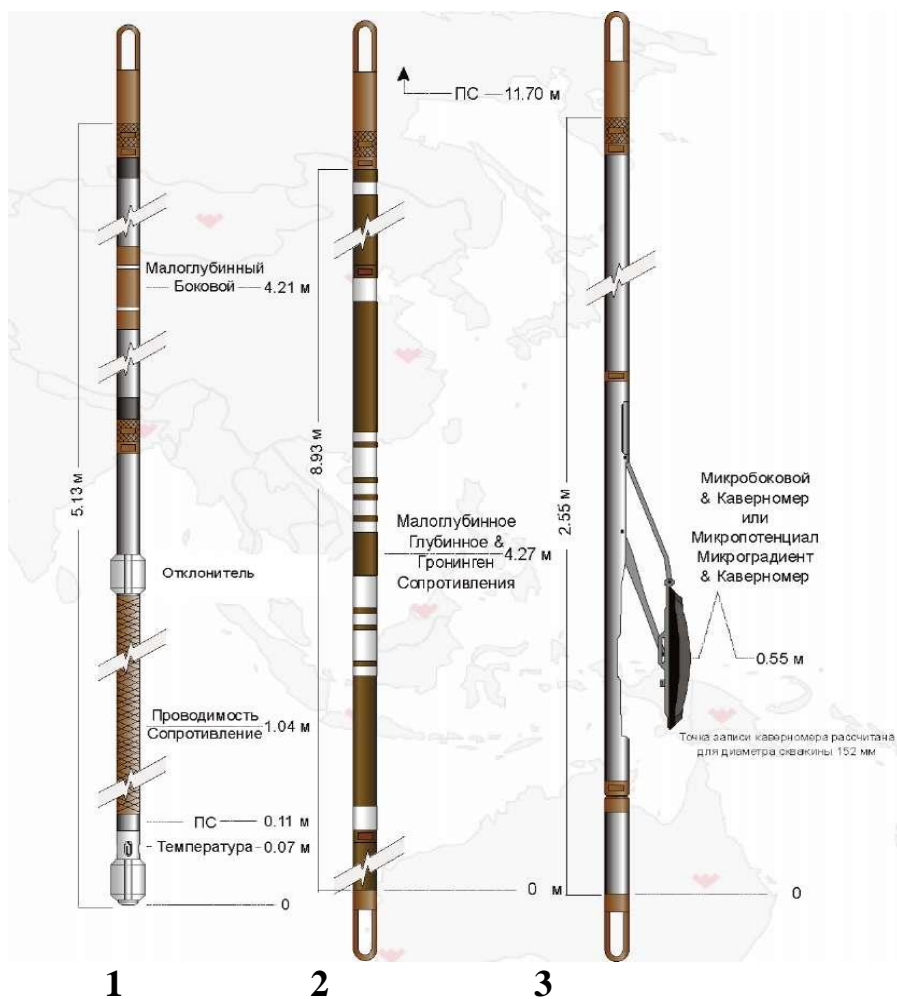


Рисунок 24 — Модификации приборов электромагнитных методов Сотраст: 1) многозондового индукционного каротажа MAI, 2) двухзондового токового каротажа MDL, 3) прибор бокового микрокаротажа MML и микрокаротажа MMR.

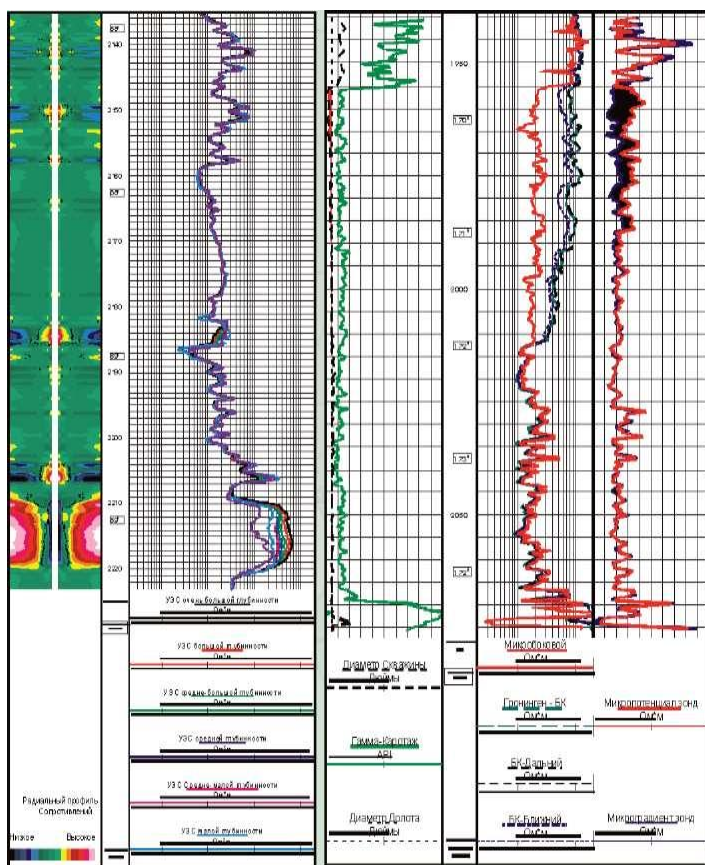


Рисунок 25 — Индикация подвижного флюида

Радиоактивные методы **Compass** применяются с целью оценки пористости и литологии пластов, выделения газонасыщенных интервалов, оценки глинистости и минерального состава, проведения детальных корреляций и выделения коллекторов.

Прибор нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам MDN (рис. 26а) предназначен для определения нейтронной пористости горных пород в открытом и в обсаженном стволе, как в скважинах заполненных воздухом так и в скважинах заполненных буровым раствором. Конструкция прибора минимизирует поправки за влияние скважинных условий по сравнению со стандартными приборами. Прибор MDN обычно прижимается к стенке скважины V-образной дуговой пружиной с целью обеспечения максимальной чувствительности для измерения нейтронной пористости. В скважинах эллиптического сечения пружина удерживает прибор от литоплотностного каротажа (обычно расположенного под прибором MDN), ориентированным вдоль короткой оси скважины.

Прибор гамма-гамма лито-плотностного каротажа MPD (рис. 26б) предназначен для определения объёмной плотности горных пород, сечения фотоэффекта и диаметра скважины в открытом стволе скважин. Малый диаметр прибора позволяет проводить спускоподъёмные операции через буровой инструмент внутренним диаметром более 63.5 мм.

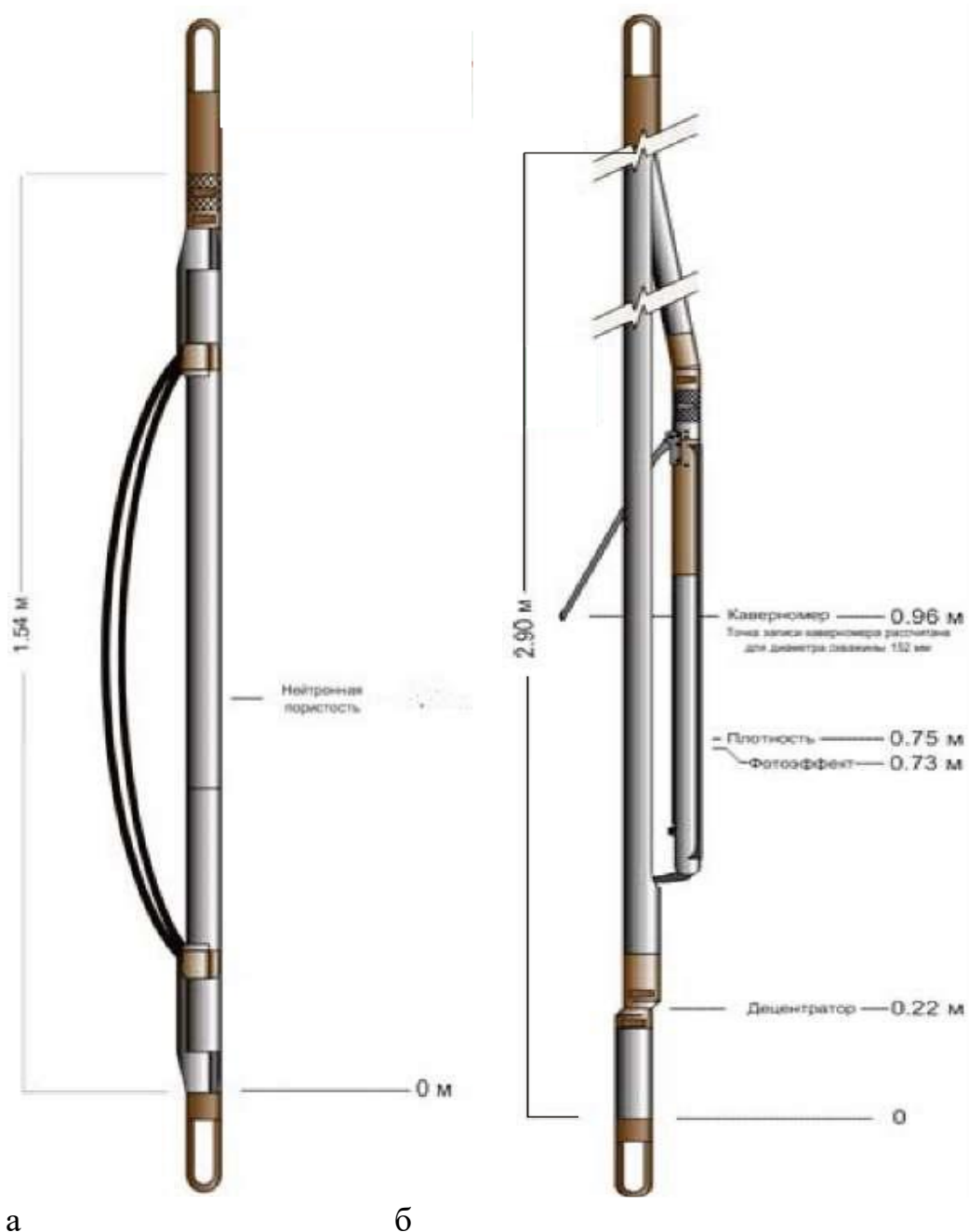


Рисунок 26 — Приборы MDN нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (а) и MPD гамма-гамма лито-плотностного каротажа (б)

Шарнирно сочленённая конструкция башмака позволяет добиваться надёжного контакта с породой даже в интервалах сильного размыва ствола. Геометрия измерительного башмака специально оптимизирована и имеет меньшие поправки за влияние скважинных условий по сравнению со стандартными приборами.

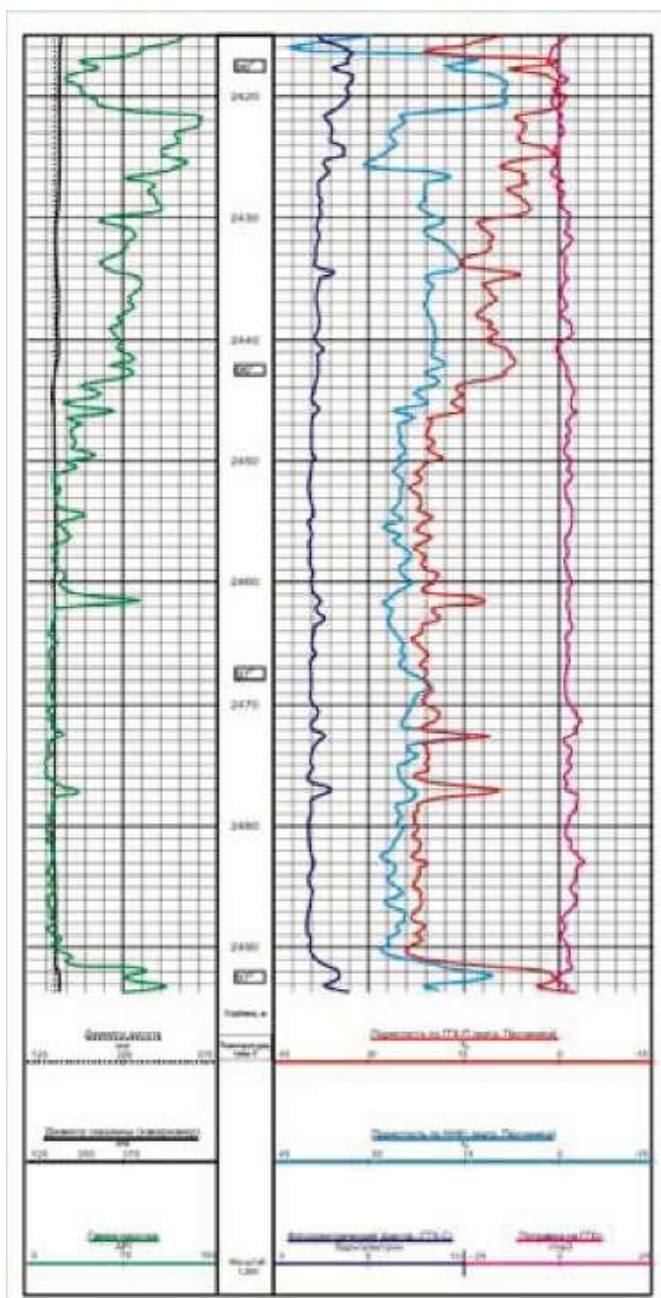


Рисунок 27 — Диаграмма радиоактивных методов Comrast

Применение **акустических методов Comract** позволяет оценить вторичной пористости и литологии, провести расчёт механических свойств пород, обнаружение трещин, выполнить преобразование временного сейсмического разреза в глубинный разрез, построить синтетических сейсмограмм (при совместном использовании с данными плотностного каротажа MPD), оценить качества цементирования скважин (рис. 28).

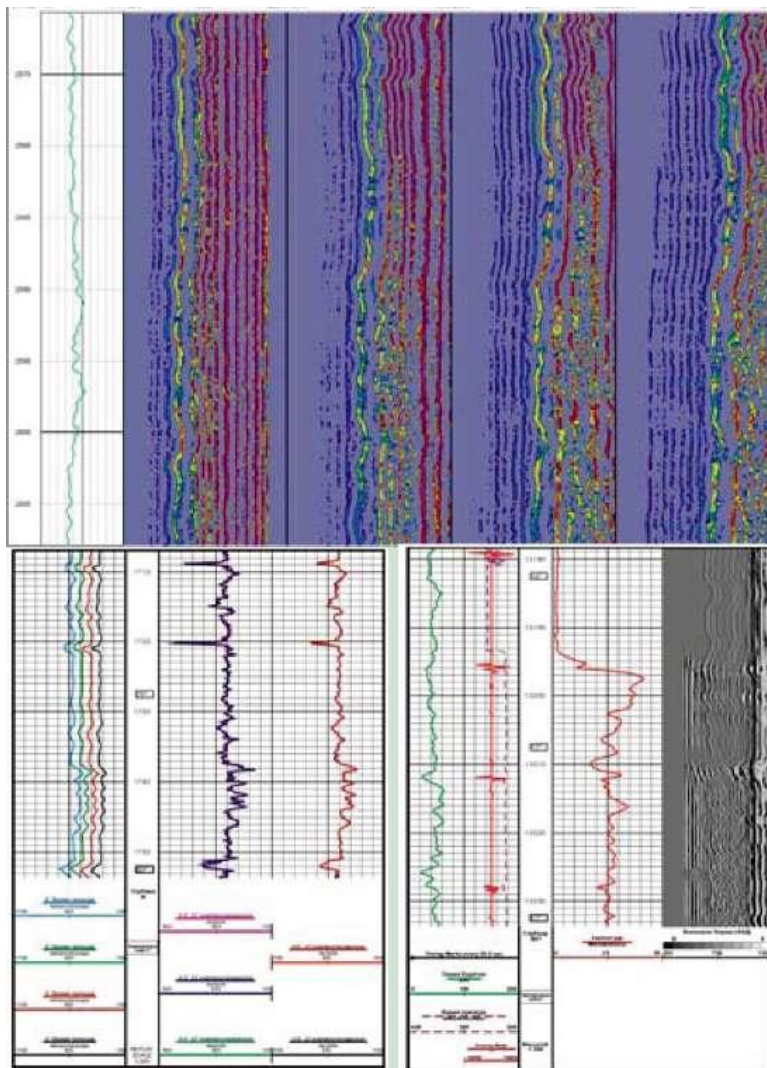


Рисунок 28 — Примеры записей акустических методов Comract

Прибор волнового акустического каротажа MSS (рис. 29) позволяет регистрировать интервальные времена прихода волн на зондах с пятью различными базами с вертикальным разрешением 0.3 и 0.6 м. В режиме акустической цементометрии (CBL) прибор регистрирует фазо-корреляционную диаграмму с базой зонда 1.5 м и четыре амплитуды первого вступления (по зондам различной длины). Отношение двух амплитуд даёт коэффициент затухания сигнала, который зависит от качества цементирования.

Высокое качество данных и возможность применения аппаратуры в широком диапазоне диаметров скважин и скважинных условий достигается благодаря комбинации сильного выходного сигнала, фильтрации регистрируемого сигнала в реальном времени и cycle-stretch компенсации. Cycle-stretch компенсация позволяет повысить точность измерений путём корректировки интервального времени на основе анализа формы первого вступления волнового сигнала. В отличие от стандартных приборов акустического каротажа (с базой зонда 0.9-1.5 м) прибор MSS позволяет получать более достоверные данные в плохих скважинных условиях благодаря использованию одностороннего массива приёмников с компенсацией за влияние размывов ствола скважины и наклона прибор.

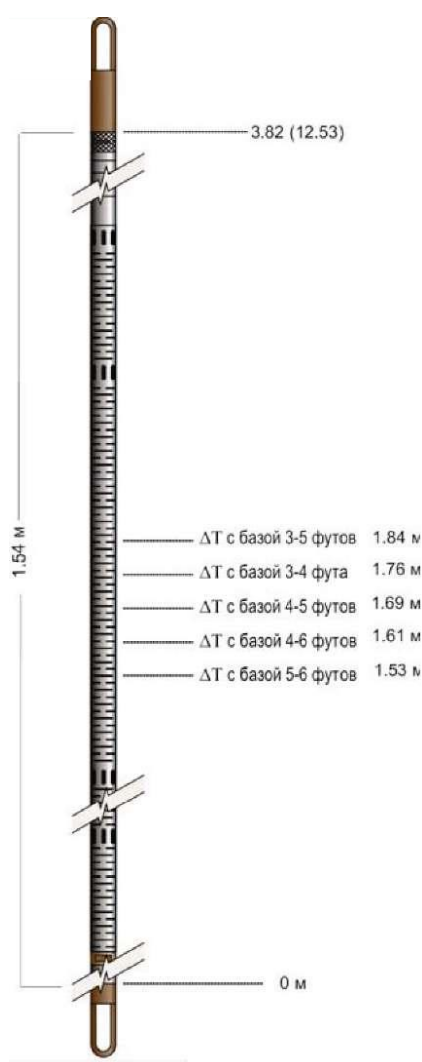


Рисунок 29 — Прибор волнового акустического каротажа MSS

8. Результаты геофизических исследований горизонтальных скважин нефтяного месторождения Кенкияк

Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов коллекторов юрского и мелового возраста Кенкиякского месторождения изучалась на примере разрезов скважин. Скважины располагаются в своде и на крыле антиклинальной складки.

8.1. Комплексная интерпретация данных ГИС

Комплексная интерпретация по выше описанной методике была проведена автором в программном комплексе Geosolver, GeoWise. Результаты представлены в таблицах 4, 5, 6.

Всего в скважине Х1 выделено 18 пластов, располагающихся в интервале глубин 170.6-372.9 м. Мощность пластов изменяется от 0.7 м до 23.9 м. Изучаемые продуктивные пласты среднеюрского и раннемелового возраста располагаются на глубинах: 170.6-176.6 м; 230.7-231.8 м; 243.1-246.6 м; 253-254.4 м; 255.3-256.1 м; 261.1-264 м; 274-274.9 м; 275.7-276.4 м; 276.4-277.2 м; 302.5-304.2 м; 305.8-306.5 м; 320.8-323.7 м; 323.7-324.5 м; 334.1-335.7 м; 339.8-341.4 м; 346.4-348.2 м; 349-372.9 м.

В скважине Х2 выделено 17 пластов, располагающихся в интервале глубин 170-398 м. Мощность пластов изменяется от 1.2 м до 14.6 м. Пласты коллекторы располагаются на глубинах: 170-174.2 м; 230.9-233.6 м; 279.9-282 м; 282-286 м; 286.5-287.7 м; 309.9-311.3 м; 313.6-317.9 м; 320.9-330.8 м; 330.8-332.4 м; 335.8-338.7 м; 342.7-346.4 м; 347.2-354.1 м; 357-361.2 м; 363.8-374 м; 375.7-378 м; 379.3-381.8 м; 383.4-398 м.

В скважине Х3 выделено 16 пластов, располагающихся в интервале глубин 169,1-371,1 м. Мощность пластов изменяется от 0.5 м до 16.4 м. Пласты коллекторы располагаются на глубинах: 169.1-185.5 м; 259.3-260.4 м; 267.7-269.2 м; 274.3-276 м; 277.5-290 м; 293.9-294.8 м; 294.8-295.3 м; 295.3-296.1 м; 298.1-301.5 м; 326.7-327.6 м; 329.8-330.7 м; 332.6-340.7 м; 340.7-344 м; 349.2-355.2 м; 355.2-369.1 м; 370-371.1 м.

На диаграммах бокового каротажа изучаемые пласты отображаются повышенными и пониженными значениями сопротивления, что говорит о возможной их нефтенасыщенности и водонасыщенности соответственно. Для скважины Х1 значения сопротивления для нефтенасыщенных пластов лежат в рамках 10.66-75.19 Ом, а для водонасыщенных – 4.17-6.29 Ом. Для скважины Х2 значения сопротивления для нефтенасыщенных пластов – 7.27-108.8 Ом, а для водонасыщенных – 3.48-5.26 Ом. Для скважины Х3 нефтенасыщенные – 10.23-70.9 Ом, водонасыщенные – 2.8-4.63 Ом.

В целом продуктивные пласты коллекторы глинистые. Коэффициент глинистости по гамма каротажу составляет: для скважины Х1 изменяется в пределах 5.8-38.3 %; для скважины Х2 – 11.9-32 %; для скважины Х3 – 3.5-37.9 %. Опыт показывает, что в ряде случаев к глинистым коллекторам приурочены богатые промышленные запасы нефти и газа.

Пористость определялась по данным нейтронного гамма каротажа и акустического каротажа. В качестве принятой взяты средние значения пористости по этим методам. Эффективная пористость для скважины Х1 варьирует в пределах 20.9-33.8 %; для скважины Х2 варьирует в пределах 15.2-34.1 %; для скважины Х3 – 16.4-37.7 %.

Коэффициент нефтегазонасыщенности для нефтенасыщенных пластов варьирует для скважины Х1 – 42.7-77.1 %; для скважины Х2 – 42-88.6 %; для скважины Х3 – 43.4-83.1 %. Внизу разреза скважин коэффициент нефтегазонасыщенности в коллекторах низкий или нулевой, следовательно эти коллектора водоносные.

Для того чтобы проследить как изменяются геолого-геофизические свойства по лотерали была проведена корреляция разрезов скважин.

8.2. Корреляция разрезов скважин

Корреляция разрезов скважин заключается в выделении характерных пластов и определении глубин их залегания в разных скважинах на исследуемой площади.

Основой для корреляции разрезов скважин являются данные ГИС, что основано на характерной особенности формы диаграмм против различных пластов. Сопоставляя каротажные диаграммы по разным скважинам, по качественным признакам можно выделить на них участки соответствующие однотипным пластам, определить глубины их залегания и таким образом коррелировать разрезы скважин.

В дипломной работе корреляция проводилась по скважинам Х1, Х2 и Х3. Скважины расположены на профиле I-I ориентированном с севера на юг. Расстояние между скважинами Х1 и Х2 составляет 625 м, а между скважинами Х2 и Х3 составляет 400 м.

В качестве линии привязки была взята подошва пласта глин, который четко прослеживается во всех трех скважинах. В скважине Х1 подошва расположена на глубине 302.5 м, в скважине Х2 – 309.9 м, в скважине Х3 – 326.7 м.

По качественным признакам на диаграммах ГИС были выделены нефтеносные среднеюрские горизонты Ю-III, Ю-II и раннемеловой горизонт I и проведена корреляция разреза.

Таблица 4 — Результаты комплексной интерпретации по скважине X1

№	Кровля м	По- дошва м	Мощ- ность м	КВ м	Показания по:				Пористость				К _{глин} %	К _{нг} %	Насыщение пласта
					БК	ГК	НГК	АК	НГК	АК	общ.	эфф.			
					Ом·м	мкр/ч	у.е	мкс/м	%	%	%	%			
1	170,6	176,3	5,7	0,23	75,19	7,81	1,18	534	38,5	41,2	38,1	30,0	13,6	77,1	Нефтенасыщенный
2	230,7	231,8	1,1	0,16	20,60	9,77	1,19	539	38,0	41,8	37,7	20,9	28,2	53,1	Нефтенасыщенный, глинистый
3	243,1	246,6	3,5	0,20	19,93	8,38	1,15	498	39,8	36,8	38,1	24,5	18,4	55,2	Нефтенасыщенный
4	253	254,4	1,4	0,23	12,17	8,28	1,10	553	41,9	43,6	41,0	26,4	23,2	54,2	Нефтенасыщенный
5	255,3	256,1	0,8	0,22	15,23	8,93	1,08	561	43,3	44,5	43,1	24,5	32,0	51,0	Нефтенасыщенный, глин.
6	261,9	264	2,1	0,21	19,37	8,34	1,20	490	38,4	35,7	36,6	20,9	25,9	52,0	Нефтенасыщенный, глинистый
7	274	274,9	0,9	0,22	16,85	7,68	1,11	437	42,1	29,2	35,1	22,1	25,2	49,3	Нефтенасыщенный, глинистый
8	275,7	276,4	0,7	0,22	22,98	6,66	1,15	507	40,3	37,9	37,5	33,8	8,7	54,2	Нефтенасыщенный
9	276,4	277,2	0,8	0,23	10,66	6,68	1,16	495	39,2	36,4	38,0	32,0	12,0	42,7	Слабонефтенасыщ.
10	277,2	280,8	3,6	0,24	7,50	8,09	1,12	483	41,5	34,9	37,6	22,2	8.2- 44.7	20,6	Переслаивание углистых и глинистых пород
11	302,5	304,2	1,7	0,23	14,94	8,04	1,20	482	38,0	34,9	36,3	24,4	21,4	46,9	Слабонефтенасыщ.
12	305,8	306,5	0,7	0,23	21,17	6,97	1,19	496	38,5	36,5	37,3	30,4	10,7	66,7	Нефтенасыщенный
13	320,8	323,7	2,9	0,25	34,94	5,01	1,16	388	39,2	23,2	30,5	23,4	13,7	63,5	Нефтенасыщенный
14	323,7	324,5	0,8	0,24	4,17	5,95	1,16	459	39,4	32,0	35,7	25,4	23,3	11,7	Водонасыщенный
15	334,1	335,7	1,6	0,26	6,29	4,87	1,25	388	34,9	23,2	28,9	21,8	11,7	0,0	Водонасыщенный
16	339,8	341,4	1,6	0,27	5,02	6,04	1,18	417	37,6	26,9	32,1	13,6	38,3	0,0	Водонасыщенный, глинистый
17	346,4	348,2	1,8	0,25	4,95	5,98	1,22	406	36,2	25,6	31,0	11,8	37,1	0,0	Водонасыщенный, глинистый
18	349	372,9	23,9	0,23	5,01	4,52	1,28	434	34,2	28,9	31,2	26,4	5,8	3,4	Водонасыщенный

Таблица 5 — Результаты комплексной интерпретации по скважине X2

№ пласта	Кровля м	Подошва м	Мощность м	КВ м	Показания по:				Пористость				Кглин %	Кнг %	Насыщение пласта
					БК	ГК	НГК	АК	НГК	АК	общ.	эфф.			
					Омм	мкр/ч	у.е	мкс/м	%	%	%	%			
1	170,0	174,2	4,2	0,261	108,80	8,61	1,19	536	37,3	44,2	37,2	15,6	28,5	88,6	Нефтенасыщенный, глинистый
2	230,9	233,6	2,7	0,233	24,74	9,46	1,18	537	38,8	44,3	38,2	9,1	41,0	42,0	Слабонефтенас., глин.
3	279,9	282,0	2,1	0,244	7,27	7,52	1,07	479	44,3	38,8	40,4	26,3	23,5	38,5	Слабонефтенасыщенн.
4	282,0	286,0	4,0	0,266	10,86	5,76	1,07	469	43,3	35,4	39,4	34,1	8,4	53,8	Нефтенасыщенный
5	286,5	287,7	1,2	0,238	8,26	7,98	1,10	505	42,4	40,1	40,8	20,1	28,3	26,0	Слабонефтенас., глинистый
6	309,9	311,3	1,4	0,237	10,17	9,03	1,17	479	39,0	36,7	37,6	24,1	30,0	42,3	Слабонефтенас., глинистый
7	313,6	317,9	4,3	0,244	11,58	8,63	1,19	493	37,8	38,6	37,2	15,2	29,7	35,4	Слабонефтенас., глинистый
8	320,9	330,8	9,9	0,252	11,38	7,15	1,17	647	38,7	58,9	38,6	26,1	19,7	52,0	Нефтенасыщенный
9	330,8	332,4	1,6	0,25	6,28	7,49	1,18	487	38,4	37,8	37,9	23,4	22,6	32,8	Слабонефтенасыщ.
10	335,8	338,7	2,9	0,245	5,26	7,33	1,18	497	38,9	39,2	37,7	15,3	32,0	28,1	Нефть+вода, глинистый
11	342,7	346,4	3,7	0,236	5,26	6,94	1,11	453	41,7	33,3	37,7	20,4	29,2	11,5	Водонасыщенный, глинистый
12	347,2	354,1	6,9	0,266	3,78	6,00	1,09	445	42,4	32,4	37,4	30,1	11,9	9,3	Водонасыщенный
13	357,0	361,2	4,2	0,242	4,10	6,30	1,10	457	42,9	34,3	38,8	27,5	17,6	14,5	Водонасыщенный
14	363,8	374,0	10,2	0,257	4,34	6,23	1,10	431	41,9	30,6	36,2	26,3	16,2	7,9	Водонасыщенный
15	375,7	378,0	2,3	0,269	3,48	6,99	1,05	457	44,0	34,0	38,8	22,7	29,2	0,0	Водонасыщенный, глинистый
16	379,3	381,8	2,5	0,239	4,96	6,52	1,06	444	44,2	33,0	38,2	32,1	27,3	13,5	Водонасыщенный, глинистый
17	383,4	398,0	14,6	0,249	5,247	6,52	1,03	447	45,6	32,8	39,1	27,4	20,7	20,1	Водонасыщенный

Таблица 6 — Результаты комплексной интерпретации по скважине ХЗ

№ пласта	Кровля м	По- доша м	Мощ- ность м	КВ м	Показания по:					Пористость				Кглин %	Кнг %	Насыщение пласта
					БК	МБК	ГК	НГК	АК	НГК	АК	общ.	эфф.			
					Омм	Омм	мкр/ч	у.е	мкс/м	%	%	%	%			
1	169,1	185,5	16,4	0,277	70,90	10,69	7,83	1,17	549	41,8	42,4	41,4	34,2	14,2	83,1	Нефтенасыщен.
2	259,3	260,4	1,1	0,248	46,69	13,39	5,30	1,13	550	43,3	42,4	41,9	34,0	9,7	68,8	Нефтенасыщен.
3	267,7	269,2	1,5	0,239	10,80	8,82	8,16	1,16	487	44,6	34,8	39,9	17,7	37,9	26,0	Слабонефтена- сыщ., глинистый
4	274,3	276,0	1,7	0,246	11,77	9,62	8,50	1,17	487	43,0	34,8	38,7	12,8	46,6	10,0	Слабонефтена- сыщ., глинистый
5	277,5	290,0	12,5	0,262	92,07	13,94	7,10	1,17	496	41,8	36,0	38,8	25,7	24,3	77,5	Нефтенасыщен.
6	293,9	294,8	0,9	0,269	25,77	7,98	6,28	1,18	493	40,6	35,5	37,9	30,5	13,4	70,8	Нефтенасыщен.
7	294,8	295,3	0,5	0,246	10,23	11,15	7,28	1,06	467	47,4	32,4	39,7	25,4	27,0	41,7	Слабонефтена- сыщ., глинистый
8	295,3	296,1	0,8	0,277	22,91	15,42	5,70	1,13	530	43,0	40,0	40,1	34,5	9,7	70,8	Нефтенасыщен.
9	298,1	301,5	3,4	0,246	13,68	8,52	5,61	1,11	486	44,5	34,7	39,5	36,2	5,9	61,5	Слабонефтена- сыщенный
10	326,7	327,6	0,9	0,245	11,22	12,51	8,38	1,16	474	43,8	33,2	38,6	22,6	29,4	38,6	Слабонефтена- сыщ., глинистый
11	329,8	330,7	0,9	0,263	12,51	10,40	7,78	1,16	484	43,0	34,4	38,6	25,3	21,4	50,0	Нефтенасыщен.
12	332,6	340,7	8,1	0,247	20,57	9,21	6,17	1,15	513	42,6	37,9	40,2	37,7	4,9	75,9	Нефтенасыщен.
13	340,7	344,0	3,3	0,244	3,82	5,99	5,96	1,17	513	41,7	38,0	39,6	37,6	3,5	43,4	Нефть+вода
14	349,2	355,2	6	0,238	3,95	4,65	3,61	1,12	460	43,0	31,6	37,5	32,4	8,7	29,3	Нефть+вода
15	355,2	369,1	13,9	0,264	2,80	2,88	5,79	1,04	481	46,7	34,1	40,3	24,4	29,1	0,0	Водонасыщен., глинистый
16	370,0	371,1	1,1	0,253	4,63	5,76	6,26	1,16	436	42,00	28,6	35,20	16,40	34,90	0,00	Водонасыщен., глинистый

Горизонт Ю-II:

Горизонт прослеживается в скважинах Х1, Х2, Х3 и отбивается на глубинах 302,5-372,9 м, 309,9-398 м и 326,7-371,1 м соответственно. Мощность горизонта варьирует от 44,4 до 88,1 метров. Представлен глинистыми песчаниками. В скважине Х1 мощность нефтенасыщенного пласта небольшая и составляет 3,2 м. ВНК прослеживается на глубине 323,7 м. Ниже расположен большой обводненный пласт. В скважине Х2 мощность продуктивного пласта составляет 9,9 м. ВНК не имеет конкретной границы, представлен в виде пласта нефти с водой и имеет мощность 2,9 м в интервале глубин 335,8-338,7 м. Ниже большой пласт воды. В скважине Х3 мощность продуктивного пласта составляет 8,1 м. ВНК не имеет конкретной границы, представлен в виде двух пластов нефти с водой, которые имеют мощность 3,3 м и 6 м в интервале глубин 340,7-344 м и 349,2-355,2 м соответственно. Ниже расположен пласт воды. Горизонт характеризуется следующими свойствами: интенсивность естественного гамма-излучения составляет от 3,61 до 9 мкр/ч, интенсивность вторичного гамма-излучения составляет 1.04-1.2 усл.ед., интервальное время 383,1-513 мкс/м, диаметр скважины изменяется в пределах 233-270 мм. Покрышка этого горизонта прослеживается в скважинах Х1, Х2, Х3 и отбивается на глубинах 282-302,5 м, 287,7-309,9 м, 301,5-326,7 м соответственно. Мощность варьирует от 20,5 до 25,2 метров. Максимальная мощность наблюдается в скважине Х3 и составляет 25,2 метра, а минимальная мощность наблюдается в скважине Х1 и составляет 20,5 метра. Покрышка представлена глинами. Характеризуется следующими свойствами: интенсивность естественного гамма-излучения составляет от 10,5 до 12 мкр/ч, интенсивность вторичного гамма-излучения составляет 1.09-1.2 усл.ед., интервальное время 420-490 мкс/м, диаметр скважины изменяется в пределах 240-260 мм.

Горизонт Ю-III:

Горизонт прослеживается в скважинах Х1, Х2, Х3 и отбивается на глубинах 230,4-281,3 м, 230,9-287,7 м и 245-301,5 м соответственно. Мощность горизонта варьирует от 42,2 до 56,8 метров. Представлен глинистыми песчаниками. В скважине Х1 мощность нефтенасыщенного пласта небольшая и составляет 4 м. В скважине Х2 мощность продуктивного пласта составляет 4 м. В скважине Х3 мощность продуктивного пласта составляет 14,2 м. Горизонт характеризуется следующими свойствами: интенсивность естественного гамма-излучения составляет от 5,3 до 9,5 мкр/ч, интенсивность вторичного гамма-излучения составляет 1.06-1.2 усл.ед., интервальное время 446,2-552,3 мкс/м, диаметр скважины изменяется в пределах 163-277 мм. Покрышка этого горизонта прослеживается в скважинах Х1, Х2, Х3 и отбивается на глубинах 176,3-230,4 м, 174,2-230,9 м, 185,5-259,3 м соответственно. Мощность варьирует от 54,1 до 73,8 метров. Максимальная мощность наблюдается в скважине Х3 и составляет 73,8 метра, а минимальная мощность наблюдается в скважине Х1 и составляет 54,1 метра. Покрышка представлена глинами с небольшими прослоями углистых пород. Характеризуется следующими свойствами: интенсивность

естественного гамма-излучения составляет от 8,5 до 12 мкр/ч, интенсивность вторичного гамма-излучения составляет 1.08-1.2 усл.ед., интервальное время 410-520 мкс/м, диаметр скважины изменяется в пределах 236-262 мм.

Горизонт I:

Горизонт прослеживается в скважинах X1, X2, X3 и отбивается на глубинах 170.9-176.3 м, 170-174.2 м и 169.1-185.5 м соответственно. Мощность горизонта варьирует от 4.2 до 16.4 метров. Представлен глинистыми песчаниками. В скважине X1 мощность нефтенасыщенного пласта небольшая и составляет 5.4 м. В скважине X2 мощность продуктивного пласта составляет 4.2 м. В скважине X3 мощность продуктивного пласта составляет 16.4 м. Горизонт характеризуется следующими свойствами: интенсивность естественного гамма-излучения составляет от 7.81 до 8.61 мкр/ч, интенсивность вторичного гамма-излучения составляет 1.17-1.19 усл.ед., интервальное время 534-549 мкс/м, диаметр скважины изменяется в пределах 230-277 мм. Покрышку этого горизонта проследить, к сожалению, не представляется возможным в связи с отсутствием на данном интервале геофизической информации.

Таким образом, составление корреляционной схемы завершается проведением линий, соединяющих границы соответствующих реперов.

По корреляционной схеме видно, что горизонт Ю-II прослеживается во всех трех скважинах. Он представлен одним продуктивным и двумя слабонефтенасыщенными пластами.

Горизонт Ю-III также прослеживается во всех трех скважинах. Однако в скважине X3 присутствует три продуктивных пласта, а в скважинах X2 и X1 остается только один и его мощность резко уменьшается. Так же в горизонте присутствуют слабонефтенасыщенные пласты.

Горизонт I прослеживается во всех трех скважинах. Он представлен одним продуктивным пластом. Можно предположить, что все три горизонта являются частями крыла антиклинальной складки. Центральная часть, вскрытая скважиной X1, приподнята, а крыло в скважинах X2 и X1 опущено.

Для выполнения цели ГИГС – выявление продуктивных пластов-коллекторов в скважине X 4 (Г) месторождения Кенкияк, измерительные работы и интерпретация геофизических данных были проведены в интервале 417-617.5 м.

Параметры каротируемой скважины: забой – 619.06 м, забой по каротажу – 617.5 м, диаметр – 215.9 мм, техколонна – 417 м, техколонна по каротажу – 417.3 м, диаметр – 244.5 мм, альтитуда земли – 179.7 м, превышение стола ротора – 5.2 м, альтитуда с учетом стола ротора – 184.9 м, скважина горизонтальная, максимальный угол отклонения от вертикали – 93°.

Исследования скважины проведены методами БК, ИК, КВ, ГК, ННК, инклинометрия (табл. 7, рис. 30, 31), ГГКп, с помощью приборов, соответственно, MFE, MAI, MPD, MGS, MDN, MBN, MPD. Параметры ПЖ: тип – полимерно-глинистый, плотность (г/см³) – 1,13, вязкость (сек) – 60, сопротивление раствора (Ом·м) – 0,9. Качество материалов ГИГС соответствуют требованиям “Технической инструкции по проведению

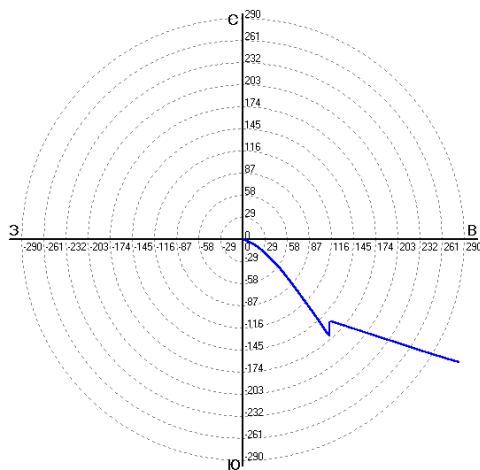
геофизических исследований в скважинах” и техническим рекомендациям к скважинным приборам.

Таблица 7 — Обработка данных инклинометрии

Колонна, м			417,3		Дата замера				
Диаметр колонны, мм			244,5		Дата обработки				
Забой, м			617,5		Регистратор				
Диаметр скважины, мм			215,9		Название прибора				Compact
Альтитуда устья, м			179,3		Номер прибора				
Стол ротора, м			5,2		Оператор				
Примечание. Расчет произведен в интервале 0 – 600 м в долях градуса. Данные для расчета инклинометрии в интервале 70 – 411.0 м предоставлены компанией CNLC									
№	Измерения Measurements			Абсолютная глубина TVD	Дирекционный угол Position angle	Смещение offset	Удлинение Extention	Горизонтальное смещение Horizontal displacement	
	Глубина Depth	Угол Deviation	Азимут azimuth					Зап Вост W – E	Север- Юг N – S
	(м)	(°)	(°)					(м)	(м)
1	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	20	0,70	113,46	20,00	124,17	0,15	0,00	0,13	-0,09
3	40	1,21	115,02	40,00	119,47	0,50	0,00	0,44	-0,25
4	60	0,66	126,18	59,99	121,27	0,91	0,01	0,77	-0,47
5	80	0,48	277,09	79,99	125,82	1,01	0,01	0,82	-0,59
6	100	0,34	348,14	99,99	124,18	0,90	0,01	0,74	-0,51
7	120	2,05	116,57	119,99	121,07	1,12	0,01	0,96	-0,58
8	140	7,62	111,25	139,91	114,60	2,72	0,09	2,47	-1,13
9	160	9,49	113,28	159,68	115,62	5,79	0,32	5,22	-2,50
10	180	13,06	112,87	179,32	113,91	9,52	0,68	8,70	-3,86
11	200	16,36	119,47	198,67	114,95	14,55	1,33	13,19	-6,14
12	220	25,86	125,98	217,28	117,24	21,77	2,72	19,36	-9,97
13	240	33,90	132,26	234,61	121,04	31,56	5,39	27,04	-16,27
14	260	41,95	134,15	250,38	124,29	43,66	9,62	36,07	-24,59
15	280	50,50	137,87	264,20	127,22	57,86	15,80	46,07	-35,00
16	300	57,70	142,36	275,90	130,04	73,73	24,10	56,45	-47,44
17	320	64,06	143,32	285,58	132,50	90,87	34,42	66,99	-61,40
18	340	70,86	143,93	293,26	134,34	109,04	46,74	77,99	-76,21
19	360	76,73	144,34	298,81	135,79	128,01	61,19	89,26	-91,76
20	380	83,68	145,13	302,27	136,96	147,50	77,73	100,67	-107,80
21	400	86,22	140,43	303,87	138,02	167,21	96,13	111,84	-124,31
22	420	90,08	0,00	304,47	133,95	158,32	115,53	113,98	-109,89
23	440	90,98	108,40	304,26	130,73	173,16	135,74	131,22	-112,99
24	460	92,73	108,04	303,63	128,46	191,79	156,37	150,19	-119,28
25	480	90,79	107,64	303,00	126,58	210,66	177,00	169,17	-125,54
26	500	91,34	107,54	302,68	124,96	229,67	197,32	188,22	-131,60

27	520	90,10	108,37	302,24	123,62	248,86	217,76	207,24	-137,78
28	540	89,44	107,65	302,41	122,48	268,19	237,59	226,24	-144,01
29	560	89,05	107,29	302,74	121,46	287,57	257,26	245,28	-150,10
30	580	90,41	106,71	302,78	120,54	306,98	277,22	264,40	-155,97
31	600	0,00	0,00	302,98	119,70	325,99	297,02	283,17	-161,50
Смещение устье-забой / offset top-bottom.....:						325.99 м			
Направление устье-забой / direction top-bottom.....:						119.70 °			

А



Б

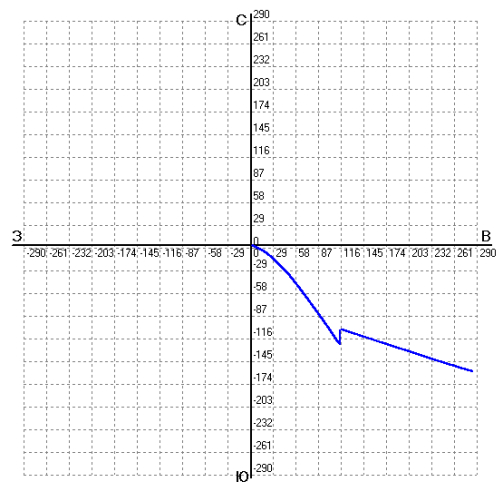
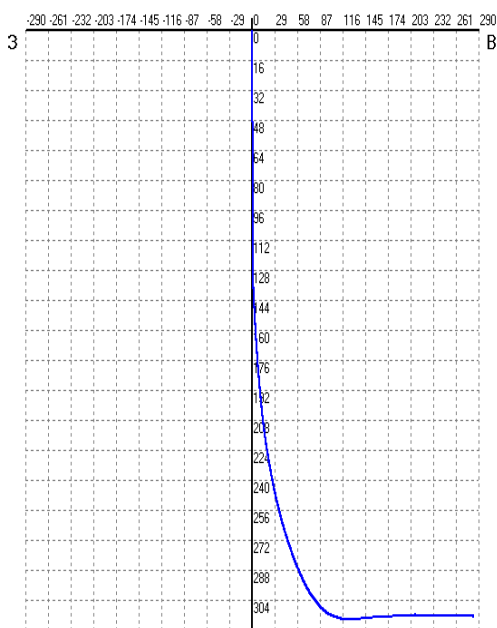


Рисунок 30 — А) Цилиндр и Б) План скважины

А



Б

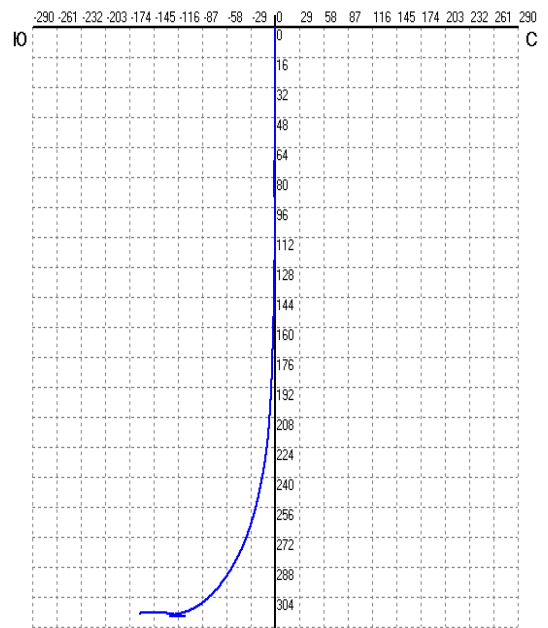


Рисунок 31 — А) Профиль скважины (Запад - Восток); Б) Сечение скважины (Юг - Север).

Методика и параметры интерпретации

Проведена детальная обработка данных ГИС с использованием программного обеспечения «GeoOffice Solver».

1. Вычисление пористости: Нижний предел эффективной пористости при выделении пластов-коллекторов принят 15%. Общая и эффективная пористости определены по методам ННК, ГГКп;

2. Вычисление глинистости: Глинистость определялась по методам ГК, БК, ГГКп;

3. Вычисление насыщения: Нижний предел коэффициента нефтенасыщенности ($K_{нт}$) принят равным 50%; При определении $K_{нт}$ использованы следующие петрофизические зависимости и значения сопротивления пластовой воды;

Таблица 8 — Значения ρ_v , a , b , m , n

Период	Мел - Юра
ρ воды (Ом·м)	0,2
Константы:	$a=0.87$, $b=1$, $m=2.16$, $n=1.88$

Сопротивление пластовой воды взято по аналогии с ранее обработанными скважинами по площади Кенкияк. Константы взяты по данным тематической партии Актюбинской экспедиции "ГИС" (табл. 8).

4. Выделение пластов-коллекторов и определение литологии: Литология разреза скважины определена по методам ННК, ГГКп. Коэффициент объемной глинистости определялся по кривой ГК, БК, ГГКп. Коэффициент нефтегазонасыщенности определялся по кривой БК, ИК.

Результаты интерпретации приведены в таблицах 9, 10.

Выводы: Породы исследуемого интервала представлены терригенными отложениями: песчаниками, плотными песчаниками, глинистыми разностями, углистыми включениями. В интервале исследований 417-617 м выделены следующие продуктивные пласты:

№ пласта	Кровля	Подошва	Мощность	Характер насыщения
	м	м	М	
1	419,0	422,2	3,2	УВ
2	422,8	424,8	2,0	УВ
3	425,4	440,2	14,8	УВ
4	440,9	561,1	120,2	УВ
5	561,8	564,5	2,7	УВ
6	565,1	602,9	37,8	УВ

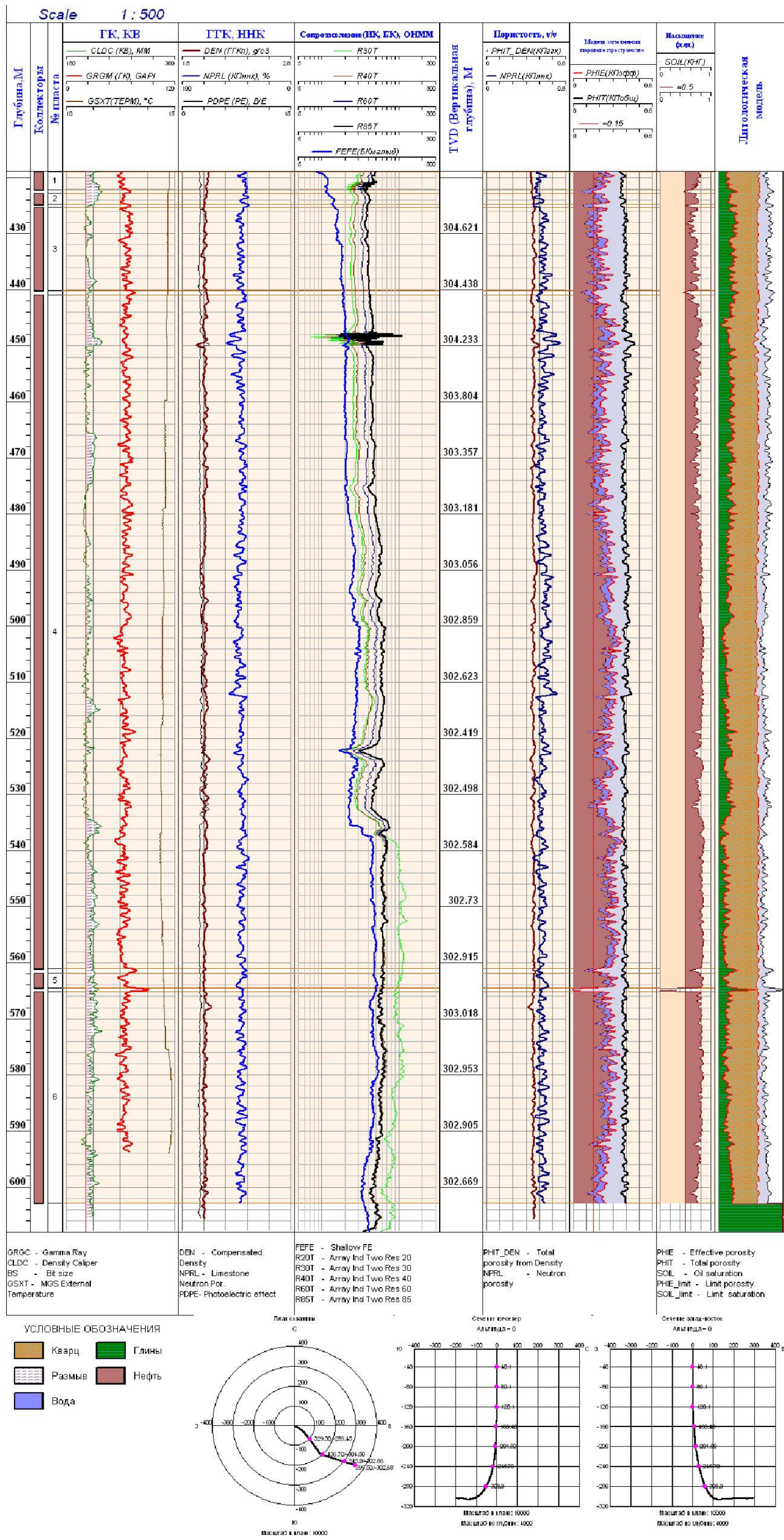
Таблица 9 — Результаты интерпретации ГИГС

Таблица 10 — Количественные данные комплексной интерпретации

Пл. Кенкияк скв.																													
№	Измеренная глубина			Вертикальная глубина			КВ	ИК	БК	ГГК	ГК	КПнк	КПггк	Кп об.	Кп эфф.	К глин	К нг	Насыщение пласта											
	Кровля	Подошва	Мощн.	Кровля	Подошва	Мощн.													CALI	Induction	LL3	DEN	GR	NPRL	RHIT_DEN	RHIT	RHIE	VSH	SOIL
	Top	Bottom	Thick	Top TVD	Bottom TVD	Thick																							
М	М	М	М	М	М	MM	OHMM	OHMM	G/C3	GAPI	%	%	%	%	%	%													
1	419,0	422,2	3,2	304,651	304,645	0,01	232,1	43,7	11,1	2,03	60,3	39,7	34,4	37,1	25,7	15,1	73,5	УВ											
2	422,8	424,8	2,0	304,642	304,633	0,01	236,5	41,4	14,3	2,01	62,3	41,0	35,6	38,3	24,8	17,5	72,5	УВ											
3	425,4	440,2	14,8	304,632	304,435	0,20	221,0	39,5	17,3	2,01	67,2	43,3	36,2	39,6	22,2	23,2	67,1	УВ											
4	440,9	561,1	120,2	304,423	302,939	1,48	221,7	54,5	28,7	2,01	64,8	42,9	36,0	39,4	27,4	15,9	77,7	УВ											
5	561,8	564,5	2,7	302,966	303,006	0,04	229,0	61,9	50,0	2,00	63,9	43,2	36,4	39,6	30,1	12,7	82,3	УВ											
6	565,1	602,9	37,8	303,013	302,584	0,43	226,5	56,6	44,3	2,01	64,2	42,2	35,7	40,2	27,0	15,7	78,3	УВ											

Примечание: Скважина горизонтальная. Максимальный угол отклонения от вертикали - 93 гр.

Рисунок 32 — Геолого-геофизический разрез по результатам комплексного каротажа горизонтальной скважины Х4 (Г)



8.4. Усовершенствование геофизических методов ГИС для горизонтальных скважин

Расширение геологических задач

В связи с тем, что Кенкиякское месторождение разрабатывается уже давно, часть нефтегазовых коллекторов уже обводнилась собственными водами, а так же закаченными водами при использовании нагнетательных скважин. Из динамики Кенкиякского месторождения нефти и газа замечено, что процентное содержание воды в коллекторах возрастает по отношению к процентному содержанию нефти.

Изменение технология бурения горизонтального ствола скважины исключает возможность использовать метод ПС, так как раствор в стволе скважины биополимерный солевой.

При изменении технологии бурения и исследования горизонтальных скважин возникают новые геологические задачи:

А. Повышение детальности изучения литологии пласта;

Б. Изучение строения порового пространства путем совместной обработки данных РК, АК, ВИКИЗа;

В. Определение характера насыщения пластов со сложным составом жидкости в поровом пространстве;

Г. Учет влияния опреснения бурового раствора на электрические параметры пластов.

Для решения вышеперечисленных геологических и геофизических задач необходимо расширение методов ГИС горизонтальных скважин. В связи с усовершенствованием аппаратур к уже имеющимся методам ВИКИЗ+ПС и РК добавились методы термометрия и резистивиметрия.

С апреля 2006 года испытан и внедрен новый метод определения пористости пород – акустический каротаж.

Состояние и перспективы развития методов термометрии и резистивиметрии

Многолетний опыт геолого-геофизического изучения разреза скважин в Казахстане определил стандартный комплекс методов каротажа (ПС, ВИКИЗ, ГК и НКТ), способный решить основные геологические задачи. Однако при возникновении новых геолого-геофизических задачах в связи с новыми методами бурения горизонтальных скважин и характером насыщения коллекторов, встает вопрос о новом типе аппаратуры для решения поставленных задач.

8.4 Термометрия и резистивиметрия

Для решения геолого-геофизических задач: определения температурных аномалий связанных с обводненностью коллекторов и определения удельного сопротивления бурового раствора горизонтального ствола скважины был разработан

и введен в эксплуатацию соответствующий прибор МСГ, который работает в одной связке с комплексом СОМРАСТ. Опробование аппаратуры было проведено на Кумкольском месторождении Южного Торгая.

Измерение истинной температуры пород в их естественном залегании, при установившемся тепловом режиме по всему разрезу скважины (термометрия) предназначается для определения геотермического градиента и геотермической степени. В горизонтальных скважинах термометрия относится к дополнительным методам. Измерения проводятся сверху вниз, и запись повторяется при подъеме СОМРАСТ снизу-вверх.

Диаграмма геотермического градиента регистрируется в масштабе $0,25^{\circ} \text{C}/\text{см}$ (табл. 12).

Таблица 12. - Технические характеристики МСГ

Диапазон измеряемых температур:	0 до +180 °С
Диапазон измеряемых сопротивлений:	0.01-6 Ом·м
Время работы в автономном режиме	8 часов
Максимальное давление	120 Мпа
Максимальная температура	180 °
габариты скважинного прибора	
диаметр	0.057м
Длина	1.6 м.

9. Выбор и обоснование методов ГИС применяемых в горизонтальных скважинах для оценки коллекторских свойств

Раньше наиболее распространенным методом определения пористости по данным ГИС был метод самопроизвольной поляризации пород. Длительное время он выступал в качестве базовой методики с использованием статической зависимости:

$$K_{ппс} = 8,3 \cdot \alpha_{пс} + 12,7, \quad (4.1)$$

где $\alpha_{пс} = \Delta U_{оп} / \Delta U_{п}$

$\Delta U_{оп}$ - разность потенциалов против опорного пласта;

$\Delta U_{п}$ - разность потенциалов против исследуемого пласта.

В случае проведения каротажа в скважине с солевым биополимерным раствором метод самопроизвольной поляризации не работает. И поэтому необходимо искать другие пути определения пористости пород.

Для определения пористости коллекторов пласта по двойному разностному параметру $\Delta J_{ГК}$, используется уравнение регрессии:

$$K_{п} = 19,23 - 13,95 \cdot \Delta J_{ГК} \quad (4.2)$$

Двойной разностный параметр рассчитывается по формуле:

$$\Delta J_{ГК} = \frac{J_{ГК} - J_{\min}}{J_{\max} - J_{\min}} \quad (4.3)$$

где $J_{ГК}$ - показания ГК в коллекторе;

J_{\min} - показания ГК в пласте чистого песчаника;

J_{\max} - показания ГК для пластов неразмывтых чистых глин.

Зачастую в горизонтальном участке ствола скважины отсутствуют опорные пласты или очень заглинизированы. Отсюда можно сделать вывод, что данный метод не рекомендуется использовать для грубой оценки коэффициента пористости и выделения высокопористых коллекторов в разрезе скважин.

Методики определения пористости по данным нейтронного каротажа основаны на оценке общего водородосодержания пород (ω) с последующим учетом влияния различных геолого-технологических факторов (минерализации пластовых вод и промывочной жидкости, толщины глинистой корки, глинистости и др.). Для данного метода используется следующая статистическая зависимость:

$$K_{\Pi} = 0,752 - \text{НКТ2}/\text{НКТ1} - 0,238 + 0,136 \cdot \alpha_{\text{ПС}} \quad (4.4)$$

где, НКТ2, НКТ1 – интенсивность излучения тепловых нейтронов, соответственно по малому и большому зондам, у.е.

Основным фактором, сдерживающим использование нейтронного каротажа для определения K_{Π} в горизонтальных скважинах на солевом биполимерном растворе, является глинистость и отсутствие амплитуды ПС – $\alpha_{\text{ПС}}$.

При использовании методики определения пористости по данным акустического каротажа (АК) не учитывается параметр $\alpha_{\text{ПС}}$.

Для расчета по данной методике используется следующее уравнение:

$$K_{\Pi} = \frac{\Delta t - \Delta t_{\text{СК}}}{\Delta t_{\text{Ж}} - \Delta t_{\text{СК}}} - K_{\text{ГЛ}} \cdot \frac{\Delta t_{\text{ГЛ}} - \Delta t_{\text{СК}}}{\Delta t_{\text{Ж}} - \Delta t_{\text{СК}}} \quad (4.5)$$

где $\Delta t_{\text{СК}}$, $\Delta t_{\text{Ж}}$, $\Delta t_{\text{ГЛ}}$ – соответственно интервальные времена прохождения волн в скелете породы, порозаполняющей жидкости и глинистом материале.

Второй член уравнения определяется по среднестатистическим данным и соответствует:

$$K_{\text{ГЛ}} \cdot \frac{\Delta t_{\text{ГЛ}} - \Delta t_{\text{СК}}}{\Delta t_{\text{Ж}} - \Delta t_{\text{СК}}} \approx K_{\text{ГЛ}} - 1,2 K_{\text{ГЛ}}^{\min} \frac{H}{2300} \quad (4.6)$$

тогда расчетная формула для определения пористости принимает следующий вид:

$$K_{\Pi} = \frac{\Delta t - \Delta t_{\text{СК}}}{\Delta t_{\text{Ж}} - \Delta t_{\text{СК}}} - \left(K_{\text{ГЛ}} - 1,2 K_{\text{ГЛ}}^{\min} \frac{H}{2300} \right) \quad (4.7)$$

Для полимиктовых коллекторов с учетом результатов исследований при расчетах принимается: $\Delta t_{\text{СК}} = 170$ мкс/м; $\Delta t_{\text{Ж}} = 645$ мкс/м.

Это уравнение отражает общий характер зависимости между K_{Π} без учета влияния $\alpha_{\text{ПС}}$.

Оценка пористости пород по АК оказывается единственным способом при реализованном в данный момент аппаратном комплексе.

9.1. Усовершенствованная методика обработки и интерпретации ГИС в горизонтальных скважинах.

В связи с внедрением новых видов аппаратуры проведения ГИС в горизонтальных скважинах возникла необходимость в новых методах обработки и интерпретации ГИС в горизонтальных скважинах. Для этого в ОАО НПП “ГЕРС” была разработана и внедрена в компании “Weatherford” новая программа Geowise (ОАО НПП “ГЕРС”, Россия), Geosolver (Россия). Для интерпретации стандартных методов используется программа СИАЛ-ГИС и для акустического каротажа LogPWin.

10. Первичная обработка

Цель и задачи первичной обработки является:

- считывание данных геофизического каротажа с приборов в виде “время-данные ГИС”;
- оценка качества записи данных ГИС;
- привязка к данным “время-глубина” данных ГИС;
- вывод конечных данных “глубина-данные ГИС” в файл для передачи в КИП для дальнейшей интерпретации (рис.33, 34, 35).

Новая программа Geowise в отличие от предшественников является простой и информативной в обращении на скважине. Программа сделана для работы в любой оболочке Windows и не требует дополнительных программ для первичной обработки данных каротажа в отличие от предыдущих программ Loghnew, RealDept. Привязка по глубине осуществляется по данным станции Разрез-2, которая предоставляет файл перемещения тальблока во времени. Из которого соответственно высчитывается изменение положения прибора по времени-глубине.

В расчете параметра “время-глубина” в отличие от предшествующих программ в обработку берется только два параметра ГТИ: вес и ход блока.

Геофизик работает в одном окне, где все операции производятся последовательно:

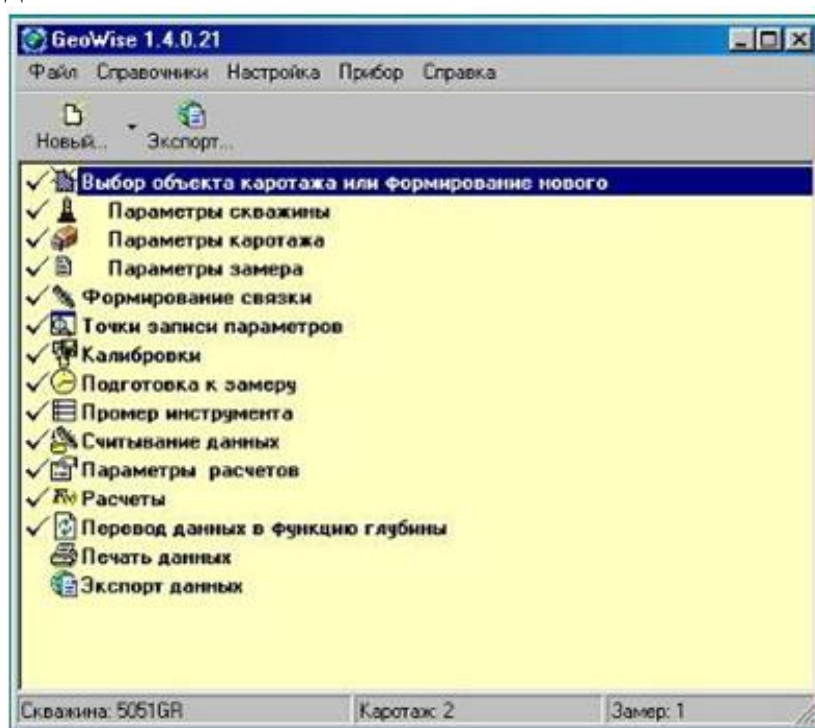


Рисунок 33 — Окно формирования нового объекта

При первичной обработке на скважине так же можно оценить качество записи параметров всех приборов:

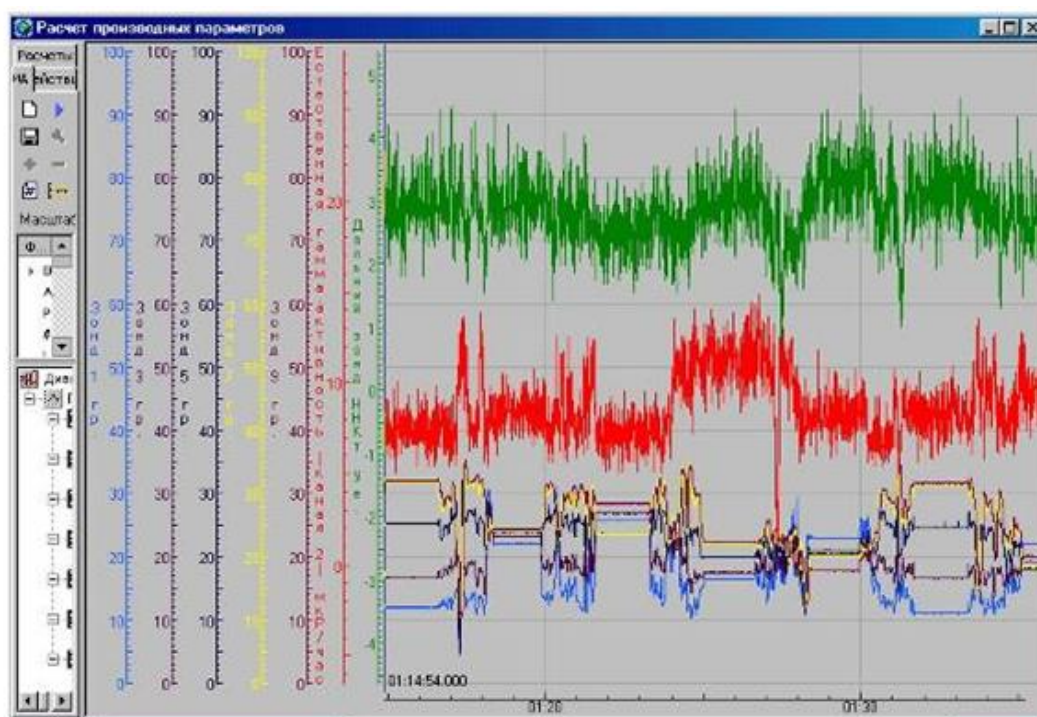


Рисунок 34 — Окно расчета производных параметров

А так же просмотреть увязку по глубине всех методов каротажа:

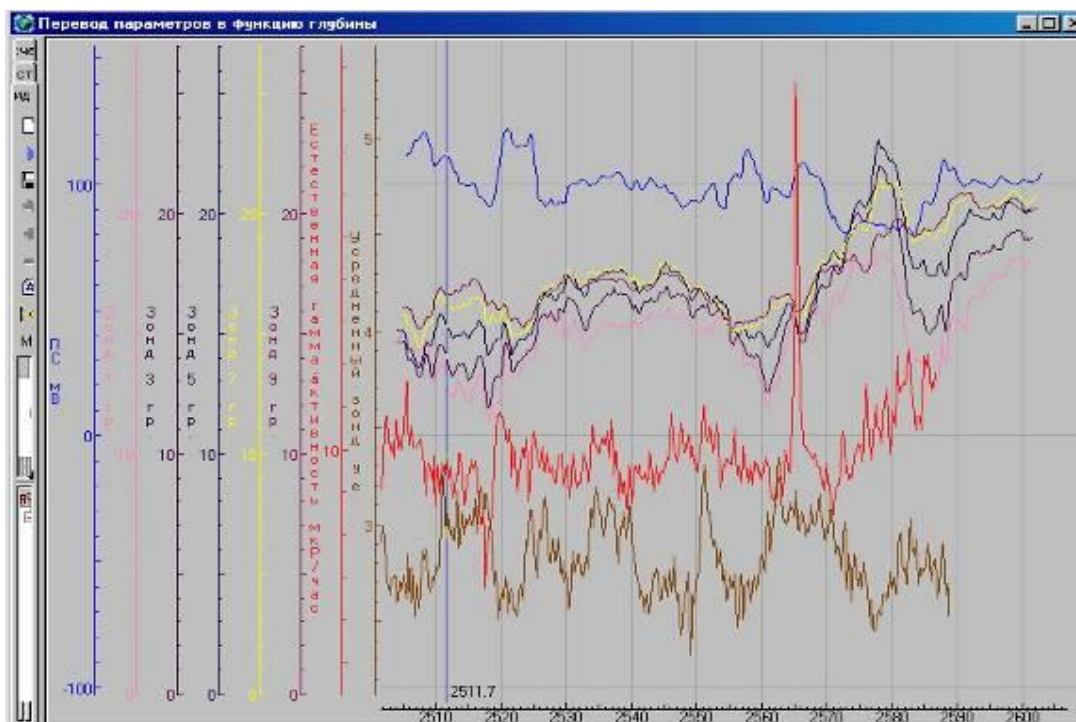


Рисунок 35 — Окно перевода данных в функцию глубины

После чего формируются файлы LAS для отправки в КИП и дальнейшей интерпретации.

10.1. Методика интерпретации данных ГИС в горизонтальных скважинах

Решение геологических задач осуществляется путем интерпретации данных ГИС. С помощью современных методических и технических средств, с привлечением геологических материалов (результаты испытания в открытом стволе и колонне, промывочных жидкостей и т.д.), полученных по данной скважине, а также по скважинам, расположенным в пределах изучаемой площади и соседних площадей со сходными геолого-геофизическими условиями.

Интерпретация результатов исследований скважин по проектируемым работам будет производиться на персональном компьютере по системе “СИАЛ”.

Назначение

Проведение обработки на ПЭВМ данных геофизических исследований скважин с целью получения информации о литологии разреза, наличии коллекторов, характере и степени их насыщения, фильтрационно-емкостных свойствах.

Считывание, просмотр, корректировка, подготовка в требуемых форматах исходных кривых и результатов обработки данных ГИС по фондовым и архивным скважинам для формирования баз данных.

Получение информации о литологии, насыщении, коллекторских свойствах пластов при построении детальных геолого-геофизических моделей месторождений, залежей, участков.

Обоснование параметров для подсчета запасов и составления технологических схем разработки, формирование планшетов.

Оперативная обработка и интерпретации данных ГИС и выдача заключений любой формы по разведочным и эксплуатационным скважинам, в том числе и на борту каротажной станции при работе на скважинах.

Применение

Система реализует непрерывный, полностью автоматизированный процесс обработки по скважине, от каротажных кривых на входе, представленных в различных форматах, в том числе LAS-формате, до традиционного заключения любой формы на выходе, включая все необходимые этапы интерпретации.

Наряду с традиционными алгоритмами, реализующими основные этапы интерпретации в любом районе, система содержит эффективные решения специфических задач, актуальных для западного Казахстана с учетом специфики комплекса измерений и геологических особенностей района работ.

Система имеет петрофизическое обеспечение по большинству нефтяных месторождений западного Казахстана, находящихся в стадии эксплуатационного разбуривания. Кроме того, пользователю предоставляется возможность самостоятельно заносить любые петрофизические зависимости, в том числе с привлечением данных акустики, плотностного много зондового нейтронного каротажа.

В системе реализован интерактивно-графический режим, обеспечивающий широкие возможности просмотра и корректировки на экране исходных данных, промежуточных и окончательных результатов. Налаженный интерактивно-графический диалог с геофизиком в процессе интерпретации значительно повышает качество и производительность работы интерпретатора, способствует его творческому участию в процессе обработке.

Система обеспечивает быструю и качественную обработку больших объемов ГИС при меньшей по сравнению с другими комплексами трудоемкости, обеспечивает возможность многовариантной интерпретации и пере интерпретации с любого этапа обработки. Все это особенно актуально для районов западного Казахстана с их огромными объемами эксплуатационного и разведочного бурения.

Система легко стыкуется с любыми другими системами через международный LAS-формат.

Система легко запускается и осваивается интерпретаторами.

Система постоянно совершенствуется, легко дополняется новыми задачами и возможностями.

Заключение можно представить в табличном и графическом виде.

Пористость определяется по данным АК, НКТ и ГК с учетом определения глинистости по диаграммам ПС и ГК. Интерпретация проводится с использованием графиков зависимости изменения глинистости и пористости с глубиной, построенных по данным анализа керна для Кенкиякского месторождения. Определение параметра пористости $R_{П}$ проводится при помощи графиков зависимости изменения $R_{П}$ с увеличением КП, с учетом литологического типа пород. Для расчета УЭС водоносных пластов ($\rho_{ВП} = R_{П} \cdot \rho_{В}$) используются значения $\rho_{В}$, определенные по известной минерализации пластовых вод установленные в лабораторных условиях.

Коэффициент водонасыщения определяется по графику зависимости параметра насыщения $R_{Н}$ от коэффициента водонасыщения $K_{В}$, с учетом типа коллекторов.

При интерпретации материалов ГИС определяются следующие основные параметры:

- Эффективная мощность пласта;
- Коэффициент пористости;
- Коэффициент нефтенасыщения.

Определение эффективной мощности пласта

В данном случае под эффективной мощностью понимается мощность пласта выше ВНК за вычетом мощности прослоев неколлекторов (глинистых, непроницаемых и др.), а также части мощности коллекторов, не удовлетворяющей требованиям кондиции по пористости, проницаемости и нефтенасыщенности. В водонефтяной зоне эффективная (нефтенасыщенная) мощность определяется в интервале от кровли пласта до поверхности ВНК.

Определение коэффициента пористости (КП)

Проводится по диаграммам нейтронного и акустического каротажа с учетом уже определенного коэффициента глинистости. Глинистость коллекторов определяется по ПС и ГК с использованием графика зависимости изменения глинистости с глубиной.

Установлено, в пределах коллекторов, т.е. в пределах минимальной и максимальной глинистости, ПС и ГК ограничиваются значениями: $1,0 \geq \alpha_{ПС} \geq 0,2$; $0,8 \geq \Delta J_{ГЛ} \geq 0$, где $\Delta J_{ГЛ}$ – разностный параметр.

$$\Delta J_{\text{гл}} = \frac{J_{\text{ГК}} - J_{\text{ГК}}^{\min}}{J_{\text{ГК}}^{\max} - J_{\text{ГК}}^{\min}}, \quad (4.8)$$

Общая схема интерпретации одинакова для ПС и ГК и заключается в следующем. На диаграммах ПС и ГК проводится по две опорные линии, соответствующие линии чистых песков ($\alpha_{\text{ПС}} = 1,0$; $\Delta J_{\text{ГЛ}} = 0$) и глин ($\alpha_{\text{ПС}} = 0,2$; $\Delta J_{\text{ГЛ}} = 0,8$). Между этими линиями устанавливается линейная шкала глинистости совмещением крайних значений данных керна на глубине изучаемого пласта с опорными линиями. Опорные линии соответствуют чистым неглинистым песчанникам.

Точность определения $K_{\text{ГЛ}}$ по двум методам можно считать хорошей, если разница между значениями, полученными по ГК и ПС, не превышает среднеквадратичного значения глинистости данного литологического типа. Далее по диаграммам нейтронного каротажа ведется расчет пористости.

Общая формула определения пористости по НК следующая:

$$K_{\text{П}} = \omega - \omega_{\text{ГЛ}} \cdot K_{\text{ГЛ}}, \quad (4.9)$$

где: ω и $\omega_{\text{ГЛ}}$ – соответственно суммарное водородосодержание изучаемого пласта и водородосодержание объема глинистого материала в коллекторе;

$K_{\text{ГЛ}}$ – глинистость коллектора.

Значения ω и $K_{\text{ГЛ}}$ определяются по данным каротажа, а $\omega_{\text{ГЛ}}$ по среднестатистическим данным.

Для полимиктовых коллекторов:

$$\omega_{\text{ГЛ}} = 0,22 \frac{K_{\text{ГЛ}}}{K_{\text{ГЛ}}^{\min}} \cdot \sqrt{\frac{H}{2300}} \quad (4.10)$$

Подставляя $\omega_{\text{ГЛ}}$ из 4.9 в 4.10 получим:

$$K_{\text{П}} = \omega - 0,22 \frac{K_{\text{ГЛ}}^2}{K_{\text{ГЛ}}^{\min}} \cdot \sqrt{\frac{H}{2300}} \quad (4.11)$$

где: $K_{\text{ГЛ}}^{\min}$ – минимальная глинистость на глубине погружения H изучаемого пласта.

Суммарное водородосодержание изучаемого пласта определяется по логарифмической шкале, устанавливаемой по результатам эталонирования аппаратуры или по двум опорным пластам.

Определение пористости по акустическому каротажу сводится к следующему: для определения пористости глинистых коллекторов обычно применяется формула:

$$K_{\text{П}} = \frac{\Delta t - \Delta t_{\text{СК}}}{\Delta t_{\text{Ж}} - \Delta t_{\text{СК}}} - K_{\text{ГЛ}} \cdot \frac{\Delta t_{\text{ГЛ}} - \Delta t_{\text{СК}}}{\Delta t_{\text{Ж}} - \Delta t_{\text{СК}}} \quad (4.12)$$

где: $\Delta t_{СК}$, $\Delta t_{Ж}$, $\Delta t_{ГЛ}$ – соответственно интервальные времена прохождения волн в скелете породы, порозаполняющей жидкости и глинистом материале.

Второй член уравнения определяется по среднестатистическим данным и соответствует:

$$K_{ГЛ} \cdot \frac{\Delta t_{ГЛ} - \Delta t_{СК}}{\Delta t_{Ж} - \Delta t_{СК}} \approx K_{ГЛ} - 1,2K_{ГЛ}^{\min} \frac{H}{2300} \quad (4.13)$$

Тогда расчетная формула для определения пористости принимает следующий вид:

$$K_{П} = \frac{\Delta t - \Delta t_{СК}}{\Delta t_{Ж} - \Delta t_{СК}} - \left(K_{ГЛ} - 1,2K_{ГЛ}^{\min} \frac{H}{2300} \right) \quad (4.14)$$

Для полимиктовых коллекторов с учетом результатов исследований при расчетах принимается: $\Delta t_{СК} = 170$ мкс/м; $\Delta t_{Ж} = 645$ мкс/м.

Литотип коллекторов определяется с помощью значений $\alpha_{ПС}$ и $\Delta U_{ПС}$, где $\alpha_{ПС}$ – отношение амплитуды $\Delta U_{ПС}$ изучаемого пласта к опорному (чистый неглинистый песчаник). Если $\alpha_{ПС} > 0,7$ – песчаник, $0,4 < \alpha_{ПС} < 0,7$ – алевролит, $0,2 < \alpha_{ПС} < 0,4$ – глинистый алевролит.

Определение $K_{Н}$ и характера насыщения коллекторов

По известному значению $K_{П}$ определяется параметр пористости $R_{П}$. Далее определяется УЭС водоносного пласта по формуле:

$$\rho_{ВП} = R_{П} \cdot \rho_{В}, \quad (4.15)$$

где $R_{П}$ – параметр пористости;
 $\rho_{В}$ – УЭС воды.

По известному значению УЭС водоносного пласта можно определить параметр насыщения $R_{Н}$ по формуле:

$$R_{Н} = \rho_{НП} / \rho_{ВП} \quad (4.16)$$

где $\rho_{НП}$ – УЭС незатронутой проникновением фильтрата ПЖ части пласта;
 $\rho_{ВП}$ – УЭС водоносного пласта.

По полученному значению, при помощи графика зависимости $R_{Н}=f(K_{В})$ определяются коэффициенты водонасыщения и нефтенасыщения, связанные между собой следующим соотношением:

$$K_{НГ} = 1 - K_{В} \quad (4.17)$$

Для определения характера насыщения и коэффициента нефтенасыщения необходимо знать УЭС пластов. В таблице 13 приведены значения параметра насыщения $R_{Н}$ для определения характера насыщения.

Таблица 13 — Зависимость характера насыщения коллекторов от параметра насыщения

Порода, литотип	Характер насыщения		
	нефть	неясно	Вода
Песчаник	$R_H \geq 3$	$3 > R_H > 2$	$R_H \leq 2$
Алевролит	$R_H \geq 2$	$2 > R_H > 1,2$	$R_H \leq 1,2$
Глинистый алевролит	$R_H \geq 1,2$	$1,2 > R_H > 1,0$	$R_H \leq 1,0$

Для глинистых и сильно глинистых коллекторов эффективна методика определения характера насыщения, основанная на отношении показаний малых градиент-зондов $\rho_{К1,05}/\rho_{К0,45}$ против исследуемого пласта с учетом $\alpha_{ПС}$.

При отношении:

$$\frac{\rho_{\dot{E}}^{1,05}}{\rho_{\dot{E}}^{0,45}} \geq 1.66 \quad \text{– коллектор нефтенасыщен;}$$

$$1.66 \geq \frac{\rho_{\dot{E}}^{1,05}}{\rho_{\dot{E}}^{0,45} \cdot \alpha_{IN}} \geq 1.26 \quad \text{– зона неоднозначности;}$$

$$\frac{\rho_{\dot{E}}^{1,05}}{\rho_{\dot{E}}^{0,5} \cdot \alpha_{IN}} \leq 1.26 \quad \text{– коллектор водонасыщен.}$$

При определении характера насыщения учитываются показания термометрии. При проявлении термоаномалии т.е. понижение температуры в коллекторе, то исследуемый интервал выделяют как обводненный, хотя и имеет высокие сопротивления флюидов насыщения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящий момент аппаратно-методический автоматизированный комплекс «СОМРАСТ» используется для проведения промежуточных и окончательных каротажей при бурении горизонтальных скважин на месторождении Кенкияк.

Технология проведения каротажа комплексом «СОМРАСТ» обладает рядом несомненных преимуществ перед имеющимися технологиями. Такими как:

- низкой аварийностью работ по сравнению с кабельным вариантом проведения ГИС в скважине;

- возможностью за одну спуско-подъемную операцию прописать все методы ГИС;

- возможностью применения автономных (отдельных) модулей каротажных измерений по необходимости.

- возможностью расширения комплекса соответственно поставленным геологическим задачам, а так же применение на других месторождениях западного Казахстана.

- адаптируемостью конфигурации скважинного прибора к кривизне скважины за счет компактности собственных размеров, гибких соединений и вертлюга.

Наряду с достоинствами каротажному комплексу требуется пополнение программной базы, в частности, целесообразным программным средством является GeoWise (Россия).

Выявленные в процессе эксплуатации недостатки как аппаратно-механические, так и программные устраняются и служат основой для доработки и производства более совершенных модификаций.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М, «Недра», 1975. 344 с.
2. Латышова М.Г., Дьяконова Т.Ф., Цирульников В.П. Достоверность геофизической и геологической информации при подсчете запасов нефти и газа. М, «Недра», 1986. 128 с.
3. Нежданова Е. Г., Ошибков Е. В., Самсоненко Е. Г. АО СИАЛ. Автоматизированная система обработки и интерпретации данных ГИС нефтегазовых месторождений Западной Сибири. Каротажник, выпуск 30, 1997 г.
4. Отрегулированный проект по разработке нефтегазоконденсатного месторождения Кенкияк. Синьцзяньский нефтегазовый научно-исследовательский институт при нефтяном управлении. -СУАР, 1999.
5. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство /Ред. Эпов М.И., Антонов Ю.Н. Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, Издательство СО РАН, 2000, 122 стр.
6. ОАО НПЦ "Тверьгеофизика", ЗАО НПК "Геоэлектроника Сервис" Технология производства геофизических работ аппаратурой АМАК-"ОБЬ". ТВЕРЬ, 2000г.
7. Байдосов З. Б., Сейтпагамбетов Ж. С. и др. Актюбинская нефть: история и современность. -Актобе, 2000. 312 стр.
8. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов. -М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. 679 с.
9. www.weatherford.com Системы и приборы серии Compact.
10. www.weatherford.com Система визуализации ствола скважины EarthView.
11. Отчет ГТП-2 компании «СНРС-АМГ» по теме: «Геофизическое, техническое и программное обеспечения месторождения Кенкияк». Актобе, ЗАО «СНРС-АМГ», 2008 г. 294 с.
12. Таутенов О.Ж. Особенности проведения ГИС работ в горизонтальных нефтегазовых скважинах. Н34 Научно-техническое обеспечение геологического, нефтегазового и нефтехимического секторов: Труды научно-практической конференции – Алматы: КазНТУ, 2012. с. 173-177.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Кабылашимов Алихан Ерболулы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Телеметрические системы каротажа в горизонтальных скважинах в среднеюрских отложениях на нефтяном месторождении Кенкияк.docx

Научный руководитель: Куаныш Тогизов

Коэффициент Подобия 1: 3.9

Коэффициент Подобия 2: 0

Микропробелы: 0

Знаки из здругих алфавитов: 8

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

Обоснование:

Дата 17 мая 2022 г.

проверяющий эксперт

допускает к защите
К. Овд

ОТЗЫВ РЕЦЕНЗЕНТА

на комплексную дипломную работу
бакалавров 4 курса специальности 5В070600 Геология и разведка
месторождений полезных ископаемых
Кабылашимов Алихан Ерболулы

На тему:

Телеметрические системы каротажа в горизонтальных скважинах в среднеюрских отложениях на нефтяном месторождении Кенкияк

Выполнено: пояснительная записка на 71 страницах

Общая характеристика работы

Дипломная работа посвящена особенностям проведения геофизических исследований в горизонтальных скважинах. Фактические результаты ГИГС приводятся на примере Кенкиякского нефтяного месторождения.

Актуальность исследований

При увеличении объемов бурения горизонтальных скважин встает вопрос о выборе более эффективной технологии добычи нефти. Следовательно, решением данной проблемой будет изучение комплексов методов для геофизических исследований в горизонтальных скважинах. В результате это приведёт к уменьшению суммарного количества скважин на месторождениях, к росту уровня извлечения нефти, а также привлечение в разработку новые залежи нефтяных пластов и высоковязкой нефти.

1. Структура дипломной работы:

Комплексная дипломная работа состоит из Введения, 8-и глав и Заключения.

В первой главе автором дипломной работы представлены общие сведения о территории исследования, выполнен анализ геолого-геофизических исследований, спрогнозированы экономическая рациональность и эффективность результатов, сделаны выводы.

Краткий очерк геологического строения территории и сведения о физических свойствах нефти и газа, стратиграфии продуктивных толщ района работ показаны во *второй главе* дипломной работы

Все эти главы обосновывают выбор типа работ и постановку задачи исследований с экономической, геологической, тектонической точки зрения.

В третьей главе показаны методы усовершенствование геофизических методов ГИС для горизонтальных скважин и представлены технические возможности современной аппаратуры семейства Comcraft.

Четвертая посвящена результатам геофизических исследований горизонтальных скважин нефтяного месторождения Кенкияк, комплексная интерпретация данных ГИС и корреляции разрезов скважин.

Результаты Первичной обработки и рекомендации в соответствии с полученными геологическими результатами показаны в *седьмой и восьмой главах*.

ЗАМЕЧАНИЯ К РАБОТЕ

В качестве замечаний рецензент отмечает, что выделенное в дипломной работе аппаратура является типовым и стандартным программным обеспечением, нежели новейшем. Авторам диплома стоит следить за правильным использованием терминологии, грамматическими ошибками.

Оценка работы

Целью дипломной работы является: изучение геологического строения по среднеюрскому комплексу отложений и поиска нефтегазоперспективных объектов на территории объекта Кенкияк на основе комплексной интерпретации данных ГИС.

Комплексная интерпретация по выше описанной методике была проведена автором в программном комплексе Geosolver, GeoWise, и позволила в полной мере достичь поставленных задач. Интерпретация каротажей ГИС позволила выделить перспективные на нефть и газ зоны.

В целом, работа отвечает основным требованиям, предъявляемым к составлению дипломных работ, и рекомендуется к защите с высокой оценкой (95 %). Кабылашимов Алихан Ерболулы заслуживают присуждения им звания бакалавров технических наук по специальности 5В070600 Геология и разведка месторождений полезных ископаемых.

Рецензент
Генеральный директор ТОО «Nomad Geoservices»



Пайдин Махамбет

17-август 2022 г.

Институт геологии и нефтегазового дела им. К.Турысова
Кафедра геофизики

ОТЗЫВ

научного руководителя на дипломную работу

Кабылашимов Алихан

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

Тема дипломной работы: «Телеметрические системы каротажа в горизонтальных скважинах в среднеюрских отложениях на нефтяном месторождении Кенкияк

»

Дипломная работа состоит из введения, 4 разделов и заключения. Объем работы составляет «71» страниц текста, иллюстрирована рисунками, таблицами и сопровождается библиографией из 15 наименований.


Авторами дипломного проекта был проанализирован и обработан большой объем геолого-геофизических материалов их архивных фондов научных трудов и открытых источников.

Все поставленные перед студентом задачи были выполнены своевременно, добросовестно и с большой ответственностью.

За время учебы и особенно в процессе подготовки дипломной работы Кабылашимов Алихан проявил себя как подготовленный, дисциплинированный и способный к дальнейшим работам по геофизике специалист. Исполнительность и ответственность позволили ему успешно справиться с заданием и вовремя представить работу к защите. Скромность и уважение к преподавателям, внимание к друзьям, вызывают уважение к Кабылашимову Алихану со стороны преподавателей кафедры и товарищей по учебе.

Дипломная работа выполнена на хорошем уровне, отвечает установленным требованиям, заслуживает высокой оценки, а ее автор Кабылашимов Алихан достоин присвоения академической степени бакалавра техники и технологии по специальности 5В070600 - Геология и разведка месторождений полезных ископаемых.

Научный руководитель

Доктор Ph.D, ассистент-профессор  К.С Тоғизов

«17» мая 2022 г.