

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефтегазового дела им. К.Турысова
Кафедра «Геофизики»

Аманкелді Әлі Нұрәліұлы

«Особенности геофизических исследований скважин при изучении
меловых отложений Арыскупского нефтегазоносного горизонта»

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

5B070600 – «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

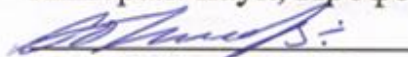
Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им.

К.ТурысоваКафедра «Геофизики»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

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


 Абетов
А.Е. "17" мая 2022 г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА


На тему: «Особенности геофизических исследований скважин при
изучении меловых отложений Арысқумского нефтегазоносного
горизонта»

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

Выполнил

 Аманкелді Әлі Нұрәліұлы

Научный руководитель
маг. тех. наук
лектор кафедры
Геофизики

 Исағалиева
А.К. "17" мая 2022 г.

Алматы 2022

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»

5B070600 – «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 Аманкелді Әлі Нұрәліұлы

Тема: «Особенности геофизических исследований скважин при изучении меловых отложений Арыскупского нефтегазоносного горизонта»

Утверждена приказом Ректора Университета № 2131-Б от "24" декабря 2021 г. Срок сдачи законченной работы "10" мая 2022 г.

Исходные данные к дипломной работе: были получены при прохождении производственной практики

Краткое содержание дипломной работы:

- а) Обоснование проведения исследований*
- б) Геолого-геофизическая обеспеченность изучения меловых отложений Арыскупского нефтегазоносного горизонта*
- в) геологического строения района исследований*
- г) методика проведения геофизических исследований скважин*
- д) результаты исследований*







Перечень графического материала: представлены 26 слайдах презентации работы

Рекомендуемая основная литература:


Развитие и нефтегазоносность Южно-Торгайского бассейна. Шахабаев Р.С., Кульжанов М.К., Парагульгов Х.Х., и др. Алматы. 2004- 159 с

Подписи


консультантов и нормо-контролёра на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, Ф. И. О. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Обоснование проведения исследований	Исагалиева А.К. маг. тех. наук, лектор	21.03. 2022	
Геолого-геофизическая обеспеченность изучения меловых отложений Арыскупского нефтегазоносного горизонта	Исагалиева А.К. маг. тех. наук, лектор	04.04. 2022	
Геологического строения района исследований	Исагалиева А.К. маг. тех. наук, лектор	15.04.2022	
Методика проведения геофизических исследований скважин	Истекова С.А., д.г.-м.н., ассоц.профессор	25.04.2022	
Результаты исследований	Исагалиева А.К. маг. тех. наук, лектор	10.05.2022	
Нормоконтроль	Кисеева Ш.О.	17.05.2022	

Научный руководитель

 Исагалиева А.К.

Задание принял к исполнению обучающийся

 Аманкелді Ә. Н.

«17» мая 2022 г.

АННОТАЦИЯ

В дипломной работе рассмотрены особенности геофизических исследований скважин при изучении меловых отложений Арыкумского нефтегазоносного горизонта. Проведен сбор, анализ исходных геолого-геофизических данных по нефтегазовым скважинам месторождений Кумколь и Кзылкия. Показана эффективность способов обработки и представления геофизической информации, полученных в результате геофизических исследований поисково-разведочных скважин. Изучены и дана характеристика методическим приемам комплексной интерпретации каротажных диаграмм и лабораторных исследований керна. Дана оценка эффективности выполненных геолого-геофизических исследований при оценке свойств коллекторов. Проведен сравнительный анализ результатов интерпретации каротажных диаграмм при изучении меловых коллекторов месторождений Кумколь и Кзылкия, характеризующиеся различными геолого-структурными и литолого-стратиграфическими условиями формирования геологических комплексов. Показана эффективность использования петрофизических связей для литологического, седиментологического и фациального анализов разрезов скважин и оценки свойств коллекторов.

АҢДАТПА

Дипломдық жұмыста Арысқұм мұнай-газ горизонтының бор шөгінділерін зерттеу кезінде ұңғымаларды геофизикалық зерттеудің ерекшеліктері қарастырылады. Құмкөл және Қызылқия кен орындарының мұнай-газ ұңғымалары бойынша бастапқы геологиялық-геофизикалық деректерді жинау, талдау жүргізілді. Іздеу-барлау ұңғымаларын геофизикалық зерттеу нәтижесінде алынған геофизикалық ақпаратты өңдеу және ұсыну тәсілдерінің тиімділігі көрсетілген. Каротаждық диаграммаларды кешенді түсіндірудің және кернді зертханалық зерттеудің әдістемелік тәсілдеріне сипаттама зерделенді және берілді. Коллекторлардың қасиеттерін бағалау кезінде орындалған геологиялық-геофизикалық зерттеулердің тиімділігіне баға берілді. Құмкөл және Қызылқия кен орындарының бор коллекторларын зерттеу кезінде геологиялық кешендерді қалыптастырудың әртүрлі геологиялық-құрылымдық және литологиялық-стратиграфиялық жағдайларымен сипатталатын каротаждық диаграммаларды түсіндіру нәтижелеріне салыстырмалы талдау жүргізілді. Ұңғымалардың тілімдерін литологиялық, седиментологиялық және фашиалдық талдау үшін петрофизикалық байланыстарды пайдалану және коллекторлардың қасиеттерін бағалау тиімділігі көрсетілген.

ANNOTATION

In the diploma thesis, the features of geophysical studies of wells in the study of Cretaceous deposits of the Ayskum oil and gas horizon are considered. The collection and analysis of the initial geological and geophysical data on oil and gas wells of the Kumkol and Kzylkiya fields was carried out. The effectiveness of methods of processing and presenting geophysical information obtained as a result of geophysical studies of exploration wells is shown. The methodological techniques of complex interpretation of logging diagrams and laboratory core studies are studied and characterized. An assessment of the effectiveness of the performed geological and geophysical studies in assessing the properties of reservoirs is given. A comparative analysis of the results of the interpretation of logging diagrams in the study of the chalk reservoirs of the Kumkol and Kzylkiya deposits, characterized by various geological-structural and lithological-stratigraphic conditions for the formation of geological complexes, is carried out. The effectiveness of the use of petrophysical connections for lithological, sedimentological and facies analyses of well sections and evaluation of reservoir properties is shown.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	
1. Обоснование проведения исследований	7
1.1 Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности Арыскупского прогиба Южно-Торгайской осадочного бассейна	7
1.2 Роль геофизических исследований при изучении глубинного строения Арыскупского нефтегазоносного горизонта	12
2. Геолого-геофизическая обеспеченность изучения меловых отложений Арыскупского нефтегазоносного горизонта	13
2.1 Общие сведения	14
2.2 Геолого-геофизическая изученность района исследований	16
2.3 Сведения об изученности продуктивных отложений	17
3. Геологическое строение района исследований	20
3.1 Газонефтяное месторождение Кумколь	20
3.2 Месторождение Кызылкия	34
4. Методика проведения геофизических исследований скважин	44
4.1 Комплекс геофизических исследований, условия проведения работ, их качество	44
4.1.1 Месторождение Кумколь	44
4.1.2 Месторождение Кызылкия	56
4.2 Методика интерпретации каротажных диаграмм при выделении продуктивных горизонтов и оценке свойств коллекторов	62
4.2.1 Метод цифровой обработки и интерпретации данных ГИС	62
5. Результаты исследований	70
5.1 Выделение и оценка коллекторов месторождения Кумколь по данным ГИС	70
5.2 Выделение и оценка коллекторов месторождения Кызылкия	99
5.3. Анализ результатов и оценка эффективности геофизических исследований скважин при изучении меловых отложений Арыскупского нефтегазоносного района	111
Заключение	Error! Bookmark not defined.
Список использованной литературы	117

ВВЕДЕНИЕ

Тема дипломной работы: «Особенности геофизических исследований скважин при изучении меловых отложений Арыкумского нефтегазоносного горизонта».

Цель исследований: провести анализ результатов геофизических исследований скважин при изучении меловых отложений и дать оценку эффективности выполненных геолого-геофизических исследований на месторождениях Арыкумского нефтегазоносного района.

Основные задачи исследований:

1. Оценка геолого-геофизической обеспеченности при изучении меловых отложений Арыкумского нефтегазоносного горизонта.

2. На основе сбора, обобщения и анализа качества геологических и геофизических исследований скважин месторождений Кумколь и Кзылкия дать оценку результатов комплексной интерпретации геолого-геофизических данных для:

- доизучение геологического строения меловых отложений в скважинах, подготавливаемых к освоению и эксплуатации;

- выделение нефтегазоносных интервалов;

- детальное изучение литолого-стратиграфического строения продуктивных горизонтов;

- оценки коллекторских свойств продуктивных пластов;

На сегодняшний день продуктивные горизонты меловых комплексов Южно-Тургайского нефтегазоносного бассейна слабо освещены керновым материалом, коллекторские свойства изучены в недостаточном объеме, что не позволяет делать достоверные выводы. В связи с этим анализ и оценка свойств коллекторов и эффективных толщин меловых нефтегазоносных комплексов на основе полученного на сегодняшний день всего комплекса геолого-геофизических исследований, необходимых для дальнейшего проектирования и регулирования разработкой залежей эксплуатационных скважин на месторождении Арыкумского нефтегазоносного района является *задачей весьма актуальной*.

Исходные данные. В настоящей работе, на примере хорошо изученных месторождений Кумколь и Кызылкия, рассмотрены вопросы изучения меловых нефтегазоносных горизонтов. При описании пород-коллекторов и разрезов скважин использованы результаты исследований осадочных пород и толщ по керну и геофизическим исследованиям скважин.

В ходе анализа использованы фондовые материалы прошлых лет Южно-Казахстанского межрегионального территориального департамента геологии и недропользования «Южказнедра», а также новые геологические и геофизические обобщающие материалы, информация по результатам бурения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, которые проводились недропользователями в последние годы. В процессе исследований для

выполнения дипломной работы широко использовались литературные данные, материалы Интернета.

Методика исследований: проведен анализ исходных геолого-геофизических данных по нефтегазовым скважинам; изучены и дана характеристика методическим приемам, применяемые при изучении меловых продуктивных горизонтов; показана эффективность способов обработки и представления геофизической информации, полученных в результате комплексной интерпретации; показана эффективность использования петрофизических связей для литологического, седиментологического и фациального анализов разрезов скважин. Дан сравнительный анализ результатов интерпретации каротажных диаграмм при изучении меловых коллекторов месторождений, характеризующиеся различными геолого-структурными и литолого-стратиграфическими условиями формирования продуктивных горизонтов.

Личный вклад: Автор работы в процессе производственной и преддипломной практике самостоятельно проводил сбор, анализ и оценку комплексных геолого-геофизических данных по месторождениям Арыскупского нефтегазоносного бассейна.

Автор благодарит за помощь при подготовке разделов дипломной работы руководителя Исагалиеву А.К. , профессора кафедры Истекову С.А.

Дипломная работа содержит 117 страниц текста, в том числе 18 таблицы, 74 рисунка.

1. Обоснование проведения исследований

1.1 Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности Арыскупского прогиба Южно-Торгайской осадочного бассейна

Южно-Торгайский осадочный бассейн, являющийся крупной отрицательной структурой первого порядка, площадью более 80 тысяч км.кв, занимает северо-восточную окраину Туранской плиты эпипалеозойской Центрально-Евразийской платформы, расположен в зоне сочленения Урала, Казахского щита и отрогов Тянь-Шаня, с востока ограничен Улутауским поднятием, с запада Севастопольским региональным разломом, на севере сочленяется с Северо-Торгайским бассейном. Впадина дифференцирована на более мелкие геотектонические элементы II порядка. Относится к Центрально-Казахстанской нефтегазоносной провинции.

С учетом геологических параметров район уверенно выделяется в качестве Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна (НГБ). На юге впадины располагается Арыскупский, на севере - Жиланшиковский прогибы, разделенные в центре Мынбулакской субширотной седловиной. Фундамент Южно-Торгайской впадины погружен на глубину 6500— 7000 м в Арыскупском прогибе. Осадочный чехол имеет максимальную толщину до 7000 м и сложен в основном терригенными образованиями.

Арыскупский прогиб осложнен многочисленными локальными структурами. Здесь установлено четыре наиболее крупных грабен-синклинали северо-западного и меридионального простирания: Арыскупская в западной части; Акшабулакская в центральной; Сарыланская в северо-восточной и Бозингенская в восточной частях, и разделяющие их горст-антиклинали: Аксайская, Ащисайская, Табак-Булакская. Отметки залегания подошвы юрского комплекса в грабен-синклиналях достигают 5-6 км, уменьшаясь на горст-антиклиналях до -1000 -1600 м [1].

Все грабен-синклинали асимметричны. Крутые борта представляют ступени большой амплитуды, ограничивающие распространение всего или большей нижней части юрских отложений. Выположенные борта осложнены продольными, местами поперечными ступенями, контролирующими распространение основных ритмокомплексов юрского разреза и их частей. Горст-антиклинали, разделяющие эти структуры, осложнены выступами и мульдами с относительно небольшой амплитудой (Рисунок 1.1).

В разрезе осадочного чехла Жолтаевым Г. Ж. и Парагульговым Т. Х. выделены два структурных этажа. Нижний этаж, сложенный породами верхнего-среднего палеозоя установлен на северо-западе Арыскупского прогиба и в западной половине Мынбулакской седловины. Промежуточный структурный комплекс (этаж), многими геологами относится к нижней части осадочного чехла и обладает определенными перспективами нефтегазоносности. Верхний

структурный этаж, сложенный породами мезо-кайнозоя, представляет собой типичный платформенный чехол (Рисунок 1.2).

В разрезе этого крупного структурно-тектонического элемента впадины выделено два нефтегазоносных комплекса: нижнемеловой (неокомский) и юрский. Юрский комплекс состоит из трех подкомплексов: нижнего, объединяющего сазымбайскую и айболинскую свиты; среднего, представленного, образованиями дощанской и карагансайской свит и верхнего, включающего кумкольскую и акшабулакскую свиты.

В пределах Южно-Торгайской впадины выявлены Арыкумский нефтегазоносный и Жыланшиковский нефтегазо-перспективный районы. В Арыкумском прогибе установленные нефтегазовые залежи и проявления, в целом, имеют четкую стратиграфическую приуроченность.

В пределах этого бассейна, базируясь на особенностях структурно-тектонической основы и характере распределения нефтегазоносных месторождений, представляется вполне оправданным выделение шести нефтегазоносных зон и четырех перспективно-нефтегазоносных зон. К числу нефтегазоносных зон относятся: Арыкумская, Аксайская, Акшабулакская, Ацисайская, Бозингенская и Жинишкекумская НГЗ. В качестве перспективно-нефтегазоносных зон может рассматриваться Жыланшикская, Бесоба-Теренсайская, Табакбулакская ПНГЗ и зона Мынбулакского поднятия.

залежь в фундаменте, выявленная в вулканогенных породах, получила номенклатуру горизонт Ф-1 (см рисунок 1.2).

Качество Южно-Торгайской нефти высокое, причем нефти юрских и меловых отложений близки по составу. Нефть легкая (плотность 805—830 кг/м³) и средней плотности (835—854 кг/м³), слабо сернистая (содержание серы 0,11-0,52 %), парафинистая (содержание парафина 9,7-27 %). Свободные газы газовых залежей чаще всего представлены «сухим» метановым газом.

Дальнейшая перспектива обнаружения новых месторождений нефти и газа Южно-Торгайской нефтегазоносной области связывается с различными генетическими типами залежей, в основном мелких и средних по размерам. Не антиклинальных в осадочном чехле и связанных с палеозойскими отложениями, приуроченных к выветренной части в сводовых частях приподнятых участков квазиplatformенного комплекса, а так же по последним данным могут быть обнаружены крупные структуры в карбонатно-терригенном слабодислоцированном и слабометаморфизованном комплексе верхнего-среднего палеозоя, в том числе рифовых в объеме девон-карбона. Во многих поисковых площадях они не вскрыты по причинам их глубокого залегания или же по соображениям их бесперспективности в начальных стадиях изучения региона (Рисунок 1.3).

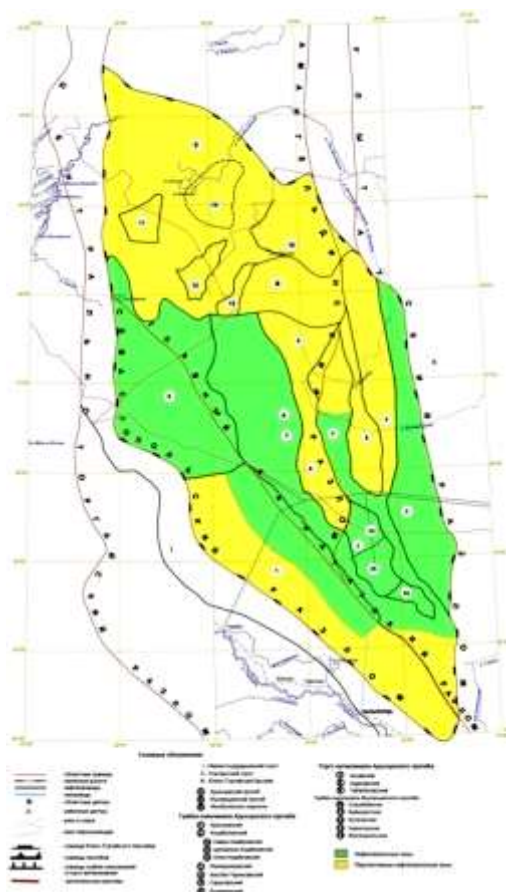


Рисунок 1.3 – Карта нефтегазогеологического районирования

1.2 Роль геофизических исследований при изучении глубинного строения Арыскупского нефтегазоносного горизонта

За последние годы существенно изменились условия поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. Значительно возросла глубина разведочных и эксплуатационных скважин, ведутся поиски залежей и коллекторов нефти и газа более сложного строения, с более жесткими термобарическими условиями залегания. Все это предъявляет новые требования к геофизическим исследованиям скважин, поставляющим информацию, которая является в большинстве случаев основой для принятия важных технических и научных решений на всех стадиях поисков, разведки и добычи нефти и газа.

Современные геофизические методы позволяют получать необходимые сведения о разрезах скважин при высокоэффективном способе бурения без отбора керна. При этом значительно повышается скорость проходки скважин, снижается стоимость разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Это особенно относится к нефтяным и газовым месторождениям, разрабатываемым глубокими скважинами.

В настоящее время основным геофизическим методом исследования геологического строения среды при решении нефтегазопроисловых задач является *сейсмическая разведка*. Она предполагает получение огромного количества исходных данных с использованием цифровых (24-битных) телеметрических систем и глубокую обработку этих данных для решения обратной акустической задачи. Значительный прогресс в области повышения точности и достоверности получаемых решений, достигнутый в последние годы, особенно при использовании трехмерных наблюдений (3D), обусловлен как высокотехнологичными способами сбора информации, так и развитием алгоритмов выделения сигналов на фоне помех и практической реализацией множества процедур обработки в специализированные программные системы.

Сейсмической разведкой ведется поиск геологических структур, перспективных в отношении вероятности формирования ловушек углеводородов. Такие структуры весьма разнообразны по типам, но всегда обладают некоторыми определенными чертами, свойственными нефтяной или газовой залежи.

На сегодняшний день около 70 % территории Южно-Торгайского прогиба покрыта сейморазведкой 2D разной плотности и на территории некоторых месторождений проведена 3D и пробурены более 2000 скважин включая эксплуатационные скважины, открыто 35 месторождений нефти.

Роль геофизических исследований скважин в общем комплексе геолого-геофизических работ непрерывно увеличивается. Это объясняется двумя следующими обстоятельствами.

Во-первых, постепенная выработка полезных ископаемых, залегающих вблизи поверхности, требует разведки более глубоких недр нашей планеты и, следовательно, бурения скважин все возрастающей глубины. Эффективная

разведка недр глубоким бурением невозможна без максимального использования современных геофизических методов, обеспечивающих высокоэффективное бурение скважин без отбора керна или с минимальным его отбором. Во-вторых, из-за больших глубин затрудняются полноценное извлечение керна на поверхность и его изучение в термобарических условиях залегания *in situ*, что, в свою очередь, приводит к повышению роли геофизического обслуживания скважин.

В условиях глубоких скважин осложняется интерпретация первичных материалов геофизических исследований и требуется введение более сложных приемов обработки исходных данных, что в итоге обуславливает возрастание роли интерпретационных работ в общем процессе геофизического обслуживания скважин.

Геофизические исследования скважин (ГИС) призваны решать следующие основные геологические и технические задачи:

- ✓ литологическое расчленение и корреляция разрезов, вскрытых скважинами;
- ✓ выявление полезных ископаемых и определение их параметров, необходимых для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений;
- ✓ геолого-технологический контроль бурения скважин;
- ✓ изучение технического состояния скважин;
- ✓ контроль за разработкой месторождений полезных ископаемых и т.д.

В общем случае все задачи, решаемые с помощью ГИС, можно разделить на два класса: измерительные и классификационные. К измерительным относятся задачи, решаемые с целью определения значений параметров изучаемых объектов (например, определение плотности, коэффициента пористости, коэффициента глинистости, и других параметров пласта). Часто решение измерительных задач называют "количественной интерпретацией". Классификационные задачи зачастую решают, основываясь на результатах решения измерительных задач, с целью разделения изучаемых объектов на классы: коллектор- неколлектор, нефтенасыщенный-водонасыщенный и т.д. [2].

Научно-технический прогресс оказал огромное влияние на развитие и совершенствование геофизических методов исследования скважин. Существенно расширился комплекс исследований за счет новых методов (диэлектрической проницаемости, ядерного магнитного резонанса, импульсного нейтронного метода и гамма-гамма-метода, широкополосного акустического метода, исследований пластовым наклономером, исследований в процессе бурения скважин и др.). Расширение комплекса геофизических исследований потребовало создания новых высокопроизводительных приборов и аппаратуры на основе достижений электронной техники и широкого внедрения обработки геофизических и интерпретации данных с применением геоинформационных технологий.

2. Геолого-геофизическая обеспеченность изучения меловых отложений Арыскупского нефтегазоносного горизонта

2.1. Общие сведения

На сегодняшний день продуктивные горизонты меловых комплексов Южно-Тургайского нефтегазоносного бассейна слабо освещены керновым материалом, коллекторские свойства изучены в недостаточном объеме, что не позволяет делать достоверные выводы. В связи с этим для выделения коллекторов и оценки их эффективных толщин проанализирован весь комплекс геолого-геофизических исследований меловых нефтегазоносных комплексов последних лет.

В процессе анализа использованы как общепринятые критерии, установленные в процессе анализа, обобщенные геофизические данных, так и сопоставление последних с керном и результатами опробования пластов. Для расчётов коллекторских свойств определены коэффициенты пористости по геофизическим данным, они позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов, так как количество скважин, охваченных исследованием по ГИС намного больше чем керновых определений [3].

Особенности геофизических исследований скважин при изучении меловых отложений Арыскупского нефтегазоносного горизонта рассмотрены на примере месторождений Кумколь и Кызылкия (рис.2.1).

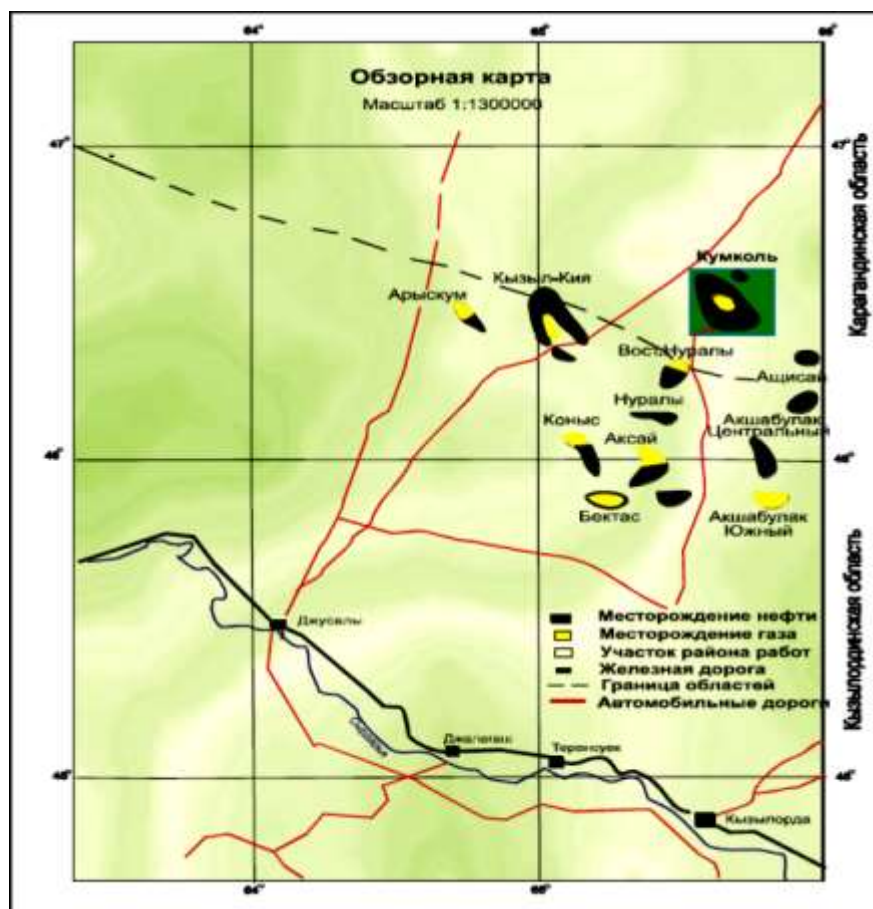


Рисунок 2.1 – Обзорная карта

Месторождение Кумколь открыто в феврале 1984 года, Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией ПГО «Южказгеология» Министерство геологии Республики Казахстан. В 1985 году институтом «КазНИПИнефть» составлен проект пробной эксплуатации месторождения Кумколь. В 1987 году институтами ВНИГНИ, КазНИГРИ и Казахстанской опытно-методической были выполнены работы по подсчету запасов нефти и газа месторождения Кумколь по состоянию на 15 мая 1987 года. Эксплуатационное бурение месторождения Кумколь начато в 1988 году в соответствии с положением проекта пробной эксплуатации месторождения. Институтом «КазНИПИнефть» в 1988 году составлена «Технологическая схема разработки нефтяного месторождения Кумколь» Промышленная разработка месторождения Кумколь ведется с мая 1990 года в соответствии с утвержденной технологической схемой разработки месторождения Кумколь[1].

В декабре 1995 года Правительством Республики Казахстан Акционерному обществу «Кумколь-ЛУКойл» выдана лицензия (серия МГ №296 нефть) для доразведки и добычи углеводородного сырья на площади Контрактного Участка месторождения Кумколь. С этого момента месторождение разрабатывается двумя недропользователями: АО «Харрикейн Кумколь Мунай» и АО «Кумколь-ЛУКойл».

Газонефтяное месторождение Кызылкия открыто в 1987г, когда в скважине №3 из отложений нижнего неокома был получен первый фонтанный приток нефти. В 1994г на месторождении СП «Туран-Петролеум» были проведены дополнительные геологоразведочные работы. Первоначальная оперативная оценка запасов нефти и газа отложений нижнего неокома была проведена по состоянию на 01.01.1995г группой подсчета запасов Государственной Холдинговой компании «Сенім». Геологические запасы нефти горизонта М-II категории С₁ были приняты на Государственный баланс в количестве 13685 тыс.т.

В 1998г ОАО «Харрикейн Кумколь Мунай» получило лицензию №1504 серии ГКИ от 08.09.1998г на право пользования недрами и заключило в 1999г Контракт с Компетентным органом на разведку и добычу углеводородного сырья №338 от 24.06.99г. В 2000г АО «НИПИнефтегаз» составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Кызылкия» [4].

В 2003г права недропользования были переданы АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз», которое продолжило разведочное и эксплуатационное бурение. В 2003г АО НИПИ «Каспиймунайгаз» составлена «Технологическая схема разработки газонефтяного месторождения Кызылкия», которой была предусмотрена промышленная разработка продуктивного горизонта М-II согласно второму варианту разработки на Северном, Восточном и Западном участках [4].

В настоящее время ведутся промышленная разработка месторождения:

-на первом объекте (**горизонт М-II**) разработку с применением ППД на всех участках, кроме Западного участка, размещение скважин по квадратной

сетке с плотностью 25 га/скв. Для Западного участка разработка на естественном режиме с размещением скважин вдоль границы контура нефтеносности. В целом по объекту запроектировано бурение 77 новых добывающих скважин;

-на втором объекте (*горизонт Ю-0*), где продуктивен Юго-восточный участок разработку с применением ППД. Размещение скважин по квадратной сетке с расстоянием 500 м. Всего запроектировано бурение 17 новых добывающих скважин;

-на третьем объекте (*горизонт Ю-1*), где продуктивен юго-западный участок - разработка на естественном режиме. Запроектировано бурение 1 новой добывающей скважины №50 и ввод скважины №23 из освоения.

2.2 Геолого-геофизическая изученность района исследований

Южно-Торгайский бассейн представляет собой юго-восточную окраину Торгайского прогиба, характеризующуюся наиболее высокой степенью изученности геолого-геофизическими методами и содержащую в толще мезозойских и частично палеозойских образований промышленные скопления углеводородов.

Региональные комплексные геофизические работы с целью изучения общего геологического строения до глубины 2-3 км и выявления благоприятных структур для поисков нефтегазовых скоплений проводятся Казгеофизтрестом с 1957 г. В 1963 г. в результате проведенных сейсмических работ были выявлены и подготовлены для проверки нефтегазоносности Бисаринская и Аксайская структуры, уточнен рельеф палеозойского фундамента и получены первые отражения из пород палеозойского комплекса. В том же году трестом "Актюб-нефтеразведка" на северной окраине депрессии проведены сейсмические работы с целью выявления структур, перспективных для постановки нефтепоисковых работ. Наибольший размах геофизические работы получили в первой половине 80-х годов минувшего столетия. Уже первые результаты интерпретации материалов геофизики и бурения показали, что мощности осадочных толщ Южного Торгая значительно варьируют как во времени, так и пространстве. Последнее проявилось не только в их изменениях по мере приближения к бортовым обрамлениям, но и в резких сокращениях вплоть до полного выклинивания на отдельных участках внутренних районов бассейна. Поисково-детальная сейсморазведка и бурение показали на дифференцированность внутренних частей Жиланшикского и Арыкумского прогибов, на относительно приподнятые и опущенные участки, соответствующие современным горст-антиклиналям и грабен-синклиналям.

Последующие геолого-геофизические работы показали, что внутренние участки - грабен-синклиналей также подверглись дифференциации на относительно приподнятые и опущенные блоки, на протяжении определенного этапа развития, оказывающие воздействие на процессы осадконакопления. В результате бурения структурных скважин и применения более совершенных методов сейсморазведочных работ была уточнена глубина залегания

палеозойского фундамента в обрамлениях впадины, выделен и стратифицирован ряд сейсмических отражающих горизонтов [3].

При разбуривании выявленного в 1983 году поисковым сейсмопрофилированием с шагом 4км поднятия Кумколь в начале 1984 года получен фонтанный приток нефти из отложений нижнего мела и верхней юры. В настоящее время в пределах Южно-Торгайской впадины пробурено более 2000 скважин разного назначения, параметрических, поисковых, разведочных и эксплуатационных, и если учесть, что очевидное количество их пробурены в пределах центральной и южной частях, то изученность бурением этих частей составляет 15,4км²/скважина и при этом учтено, что на одном месторождении Кумколь пробурены около 700 скважин.

2.3 Сведения об изученности продуктивных отложений

Залежи нефти и газа в Арыкумском прогибе сосредоточены, в основном, в отложениях нижнеэокомского, верхне- и среднеюрского комплексов. Меловые отложения сложены чередующимися толщами пород, характеризующимися различными емкостно-фильтрационными свойствами (ФЕС). Турон-сенонские коллектора имеют широкое развитие в пределах впадины. Флюидоупорами являются вязкие аргиллитоподобные глины палеогена. Коллектора апт-альбских отложений сложены песчаниками, гравелитами и насыщены пластовыми водами. Открытая пористость песчаников варьирует от 20,7 до 35,8%, проницаемость от 36,1 до 1528 мД. Для апт-альбских коллекторов флюидоупорами являются кызылкийинские глины. Верхнеэокомские коллектора представлены песчаниками и алевритистыми песчаниками, насыщенные пластовыми водами. Цемент карбонатного, глинистого состава, контактово-порового, пленочного, реже – базального типа. Открытая пористость коллекторов варьирует от 10,84 до 22,2%, проницаемость в пределах 0,6-1054 мД.

Покрышками для верхнеэокомских коллекторов являются красновато-коричневые алевритистые глины. В строении нижнеэокомских коллекторов арыкумского горизонта участвуют комплексы аллювиальных литофаций зон конусов выноса, русла и поймы, представленные часто переслаивающимися пластами песков, песчаников, гравелитов, конгломератов, глин, алевролитов и аргиллитов. Нижнемеловый нефтегазоносный комплекс приурочен к верхнеэокомской свите и арыкумской свите нижнего эокома, в его толще выявлены продуктивные горизонты М-0, М-I, М-II.

Пористость коллекторов составляет 32-35%, проницаемость 7000 мД, мощность коллекторов колеблется до 20-30 метров. Флюидоупором служат охристые алевритистые глины каолинового и хлорит-гидрослюдистого состава с примесью гидроокислов железа верхнего эокома. Залежи в отложениях данного комплекса рассматриваются как вторичные, сформированные за счет подтока углеводородов из нефтематеринских юрских отложений. Юрский нефтегазоносный комплекс подразделяется на три подкомплекса – нижний,

средний и верхний. В нижнем комплексе выявлены Ю-VIII-ЮХ продуктивные горизонты, установленные в пределах Арыкумской грабен-синклинали. Средний нефтегазоносный комплекс охватывает продуктивные горизонты Ю-VI, Ю-VII. Пористость изменяется от 10 до 20%, проницаемость в пределах 0,1-670 мД. В пределах верхнего нефтегазоносного комплекса выделяется продуктивные горизонты Ю-V, Ю-I.

В качестве флюидоупора юрского нефтегазоносного комплекса служат перекрывающие их меловые отложения и палеогеновые осадки. В Арыкумском прогибе выявлены антиклинальные и неантиклинальные типы залежей нефти и газа. Установлено, что залежи антиклинального типа приурочены к сводовым частям локальных структур, иногда осложненные разрывными нарушениями с литологическим замещением коллекторов и их выклиниванием. Развита сводовые, пластовые, массивные и залежи промежуточного типа. Благоприятным для формирования месторождений нефти и газа являются приразломные складки внутренних частей грабен-синклиналей. К подобному типу структур относится месторождение Арыкум [3].

С целью изучения и уточнения разреза, физико-литологической характеристики пород, слагающих разрез, при бурении скважин отбирался и анализировался керновый материал. Отбором керна освещены и юрские горизонты. Всего по месторождению с отбором керна пробурено 14 скважин. В период поискового и разведочного бурения (1987-1990гг) с отбором керна пробурено 6 скважин, из них 1– поисковая (скв.2), 4 - разведочных (скв.4, 6, 8, 10) и 1- параметрическая (скв.1-П). Скважина 6 пробурена на безводном растворе (АСР), керна по ней отбирался в специальные контейнеры и доставлялся в лабораторию на исследования.

Общая проходка с отбором керна по меловым горизонтам составила 400,45м, вынос керна при этом 275,2м, что составило 68,72% от проходки. В меловых отложениях наиболее освещен кернами горизонт М-2 пласт А. Проходка по этому горизонту – 106,7м, линейный вынос – 64,6м, что в процентном отношении составило 60,5%.

В таблице 1 приведена освещенность кернами продуктивных горизонтов месторождения и количество отобранных на анализ образцов. Представительными образцами в пределах горизонтов считались те, в которых значения проницаемости и пористости превышали их граничных значений (1мД и 13%), а также входящие в эффективную мощность.

Таблица 1 – Освещенность кернами продуктивных горизонтов

Горизонт	Общая толщина горизонт	Проходка с отбором	Вынос керна	Освещ. общ. толщины	Кол-во отобранных на анализ образцов	Количество скважин

			м	%		общее	предста витель н	
М-1	2349,8	91,3	59,1	64,73	2,5	43	5	2 (скв.6, 10)
М-1	124,3	5,6	5,5	98,21	4,4	7	6	1 (скв. 6)
М-2 пласт А	748,8	106,7	64,6	60,54	8,6	105	44	7 (скв.4, 6, 8, Б-16, Б-17, Б- 26, Б-60)
М-2 пласт Б	564,4	83,3	78,2	93,88	13,85	118	74	7 (скв.4, 6, 8, Б-10, Б-60, Б- 61, Б-62)
М-3	2938,8	62,3	40,6	65,17	1,4	26	12	3 (скв.2, Б-1, Б-15)
М-II	153	51,3	27,2	53,02	17,8	23	-	4 (скв.4, 6, 8, 10)
Итого по меловым горизонтам:		400,45	275,2	68,72		322	141	
Ю-0-2	61	9,4	8,4	89,36	13,8	4	-	2 (скв.8, 10)

3. Геологическое строение района исследований

3.1 Газонефтяное месторождение Кумколь

Литолого-стратиграфическая характеристика геологических комплексов. Разрез месторождения Кумколь слагают метаморфизованные образования фундамента палеозойско-протерозойского возраста, на которых с региональным стратиграфическим несогласием залегает комплекс осадочных отложений мезозоя и кайнозоя (рис 3.1).



Рис. 3.1 - Схематизированная стратиграфическая колонка

Мезо-кайнозойские отложения представлены юрским рифтогенным, мел-палеогеновым и плиоцен-четвертичным комплексами, которые отличаются тектоническим режимом формирования. Максимальная глубина вскрытия разреза составила 1761 м (скв. 2000).

Стратиграфические разделы в эксплуатационных скважинах прослеживались по каротажным реперам, ранее установленным в процессе разведки. При стратиграфическом расчленении разреза и литолого-фациальной характеристике месторождений использованы материалы промысловых геолого-геофизических исследований всех пробуренных поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, результаты лабораторного изучения кернa.

Образования складчатого фундамента отнесены к нерасчлененному *палеозой-протерозою*, так как определение их стратиграфической принадлежности вызывает затруднения. Верхняя часть (120 м) фундамента сложена серо-зелеными массивными гидрослюдисто-каолинитовыми глинами (кора выветривания), постепенно переходящими в выветрелые гнейсы кварц-биотит-плагиоклазового состава. Породы фундамента сильно дислоцированы до микроплойчатости; развальцованы с образованием многочисленных зон дробления и плоскостей скола; участками мелонитизированы, пронизаны серией кварцевых и кальцитовых прожилок и местами сильно ожелезнены.

Поверхность фундамента является опорным отражающим горизонтом PZ. Максимальная вскрытая толщина фундамента составила 267 м.

На образованиях складчатого фундамента с угловым и стратиграфическим несогласием залегают *отложения мезозойской эпохи*. В разрезе отсутствуют осадочные и осадочно-метаморфические формации практически всей палеозойской и части мезозойской (триасовая и нижняя часть юрской системы) эратем. Региональное стратиграфическое несогласие разделяет отложения в пределах месторождения на юрский и мел-палеогеновый структурные этажи.

Отложения нижней юры в разрезе месторождения отсутствуют. Средне-верхнеюрские отложения расчленены на дощанскую, карагансайскую, кумкольскую и акшабулакскую свиты.

Средний отдел юрской системы представлен дощанской свитой J2d. Отложения дощанской свиты отсутствуют в центральной части месторождения Кумколь, где происходит их полное выклинивание к выступу фундамента, которому в этой части соответствуют наиболее высокие гипсометрические отметки. По мере погружения отложений фундамента толщина отложений дощанской свиты увеличивается, достигая максимальных в пределах месторождения толщин в юго-восточной части. В отложениях дощанской свиты отмечается переслаивание серых песчаников, алевролитов и темно-серых аргиллитов. По разрезу подсвиты выделяются пачки песчаников светло-коричневых, полимиктовых, средней плотности, и алевролитов, чередующиеся с глинами, и являющиеся продуктивными (Ю-V-1-1, 2, 3) в южной части

месторождения. Отложения уверенно коррелируются с отложения дощанской свиты в разрезах скважин близ расположенного месторождения Северный Уралы. Генезис отложений связан с русловыми отмелями временных потоков и фациями разливов. Отложения вскрыты 13 скважинами, толщина в разрезах которых достигает максимума в 91,9 м (скв. 2001).

Нерасчлененные отложения среднего и верхнего отделов юры объединены в карагансайскую свиту *J2-3ks*, залегающую трансгрессивно на отложениях дощанской свиты, а в местах их отсутствия - на породах фундамента. В верхней части свита литологически сложена довольно однообразной пачкой черных аргиллитов и аргиллитоподобных глин гидрослюдисто-каолинитового состава с небольшими прослоями серых глинистых алевролитов, являющейся флюидоупором между Ю-III и Ю-IV продуктивными горизонтами. Ниже по разрезу свиты отложены пачки частого переслаивания песчаников и аргиллитов, являющиеся нефтегазоносными (продуктивные горизонты Ю-IV, Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1) В ряде скважин отложения карагансайской свиты отсутствуют из-за размыва, а их максимальная толщина достигает 169,8 м (скв. 5017).

На отложениях карагансайской свиты с размывом залегают верхнеюрские. *Верхнеюрские отложения* представлены двумя свитами: кумкольской (песчано-глинистые образования) и акшабулакской (преимущественно глинистые породы).

Кумкольская свита представлена средней и верхней подсвитами. Нижнекумкольская подсвита в пределах месторождения Кумколь отсутствует. Среднекумкольская подсвита *J3km2* представлена песчано-алевролитовыми породами с прослоями глинистых разностей, толщиной до 87 м. В кровельной части подсвиты выделяется пачка песчаников и алевролитов, являющаяся продуктивной. Верхнекумкольская подсвита *J3km3* представлена, в основном, алевролито-песчаными разностями. В пределах подсвиты выделены продуктивные горизонты Ю-I и Ю-II. Продуктивный горизонт Ю-II отделен от вышележащего выдержанными по всей площади прослоями глин и глинистых алевролитов. Толщина подсвиты варьирует в пределах от 19 м до 54 м.

На кумкольской согласно залегают *акшабулакская свита J3ak*. Граница между свитами представлена четким разделом в виде резкой смены песчаных пород на глинистые, образующие флюидоупор для юрских продуктивных горизонтов. В кровельной части акшабулакской свиты отмечается стратиграфическое несогласие.

В нижней части акшабулакской свиты развиты серые, от зеленовато- до темно-серых глины, глинистые алевролиты тонкослоистые, битуминозные и частично карбонатные с прослоями серых песчаников, реже мергелей и известняков. Верхняя часть сложена каолинитово-гидрослюдистыми глинами и глинистыми алевролитами с прослоями и линзами песчаных пород.

Меловые отложения расчленяются на верхний и нижний отделы. Нижний отдел состоит из даульской (неокомский надьярус), карачетауской (апт-нижний-средний альб) и кызылкинской (верхний альб - сеноман) свит. Верхний представлен балапанской свитой нижнего турона и нерасчленёнными

отложениями верхнего турона–сенона. Даульская свита *K1nc1dl* залегает с региональным размывом и угловым несогласием на породах акшабулакской свиты и расчленяется по литологическому составу на нижнюю, содержащую арыкумский горизонт, и верхнюю подсвиты. Арыкумский *K1nc1dl1ar* горизонт сложен тремя пачками литологическими пачками. Нижняя и верхняя пачки (песчано-алевролитовые с прослоями коричневых глинистых карбонатных алевролитов и глин) разделены между собой средней пачкой (глинистая). Отложения имеют аллювиальный и делювиальный генезис. Верхняя песчаная пачка и кровельная часть нижней являются продуктивными (продуктивные горизонты М-I и М-II). В кровельной части горизонта стратифицирован опорный отражающий горизонт Par. Толщина арыкумского горизонта составляет от 75 до 128 м. В 42 скважинах горизонт вскрыт не полностью.

Даульскую свиту с размывом перекрывают отложения апт-альба, объединенные в карачетаускую свиту *K1a+al2*. Свита представлена сероцветной слабосцементированной песчаной толщей с прослоями гравелитов в нижней части, а в верхней части – глин. Породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками. Отложения сформировались в прибрежно-морских условиях, при семиаридной, временами гумидной климатических обстановках.

Толщина свиты изменяется от 250 до 355 м. *Отложения кызылкиинской свиты*, объединяющие отложения альб-сеномана *K1-2al3+s*, залегают согласно на карачетауской свите и представлены пестроцветными глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников толщиной 90-191 м.

В верхнемеловых отложениях K2t+sn выделены туронский ярус и сенонский надъярус. В нижней части туронского яруса трансгрессивно на кызылкиинской свите залегает балапанская свита, сложенная зеленовато-серыми песками и глинами с тонкой горизонтальной слоистостью. Вышележащие отложения турона-сенона с размывом залегают на породах балапанской свиты и представлены переслаиванием пестроцветных песков и глин, сменяющихся вверх по разрезу на толщу серых глин и белых песков с прослоями известняков в верхней части разреза [3].

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями палеогеновой и неоген–четвертичной систем. Толщина вскрытых отложений кайнозоя изменяется от 20 до 73 м.

На размывтой поверхности верхнемеловых отложений залегают нерасчлененные *отложения палеогена*, представленные палеоцен-нижним эоценом. Отложения выполнены темно-серыми глинами с растительным детритом и прослоями кварц-глауконитовых песков морского генезиса.

Плиоцен-четвертичные отложения с размывом залегают на отложениях палеогеновой системы и сложены песками, суглинками и супесями, толщиной, не превышающей десяти метров.

Тектоническая характеристика месторождений

Южно-Тургайская впадина расположена в северо-восточной части Туранской плиты. На западе она ограничена Нижне-Сырдарьинским сводом, на юго-востоке – хребтом Улытау, а на севере – Кустанайской седловиной и Южным Уралом. Южно-Тургайская впадина делится на три крупных структурных элемента: Жиланшиковский прогиб на севере, Арыкумский прогиб на юге и на Мынбулакский свод разделяющий их. В свою очередь в Арыкумском прогибе выделяется пять систем линейно-вытянутых грабен-синклиналей: Арыкумская, Акшабулакская, Сарыланская, Даутская и Бозингенская, разделенных Аксайской, Ащисайской и Табакбулакской системами палеозойских горст-антиклиналей [2].

Месторождение Кумколь расположено в центральной части Ащисайской системы палеозойских горст-антиклиналей и представлено в виде вытянутой антиклинальной складки с простиранием с северо-запада на юго-восток (рис. 3.2).

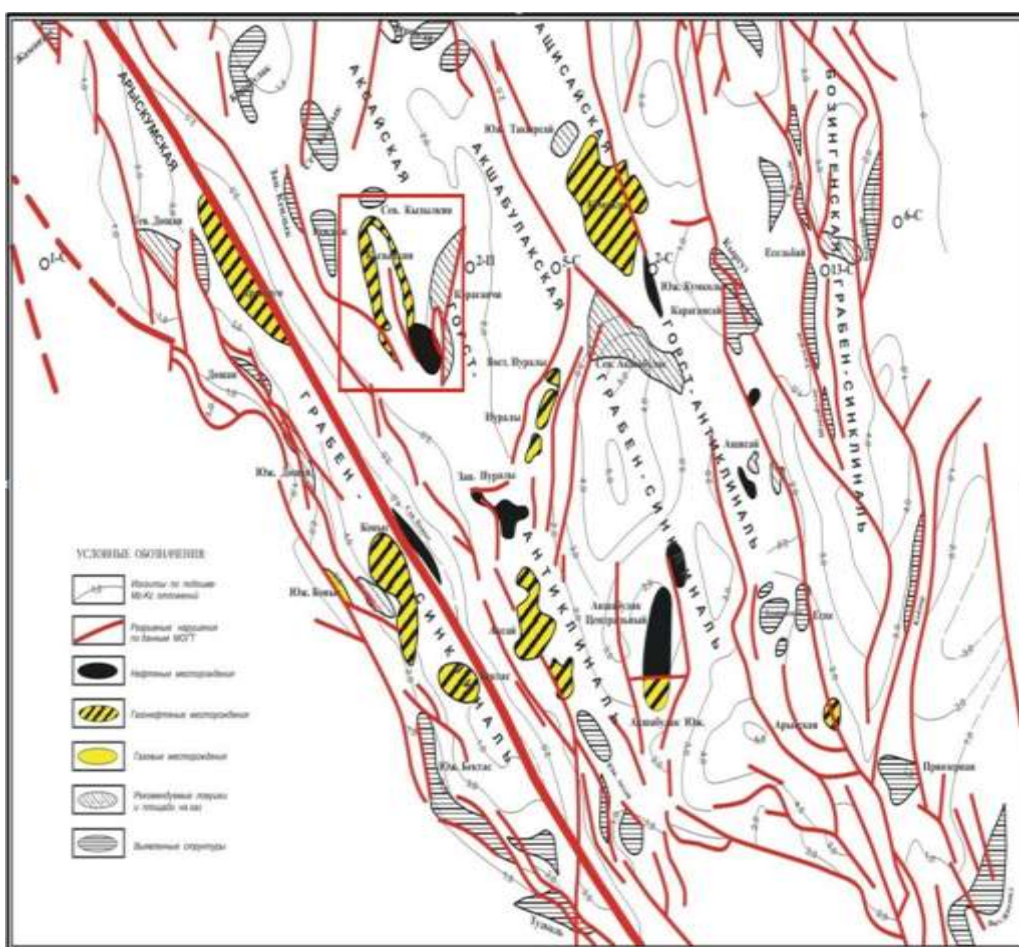


Рисунок 3.2 – Тектоническая схема района исследований

Структурный план размытой поверхности палеозой-протерозойских отложений характеризуется картой по отражающему горизонту PZ, на которой Кумкольское поднятие представляет собой брахиантиклинальную ассиметричную складку с размерами 14,7 x 6,6 км в пределах изогипсы -1400 м. Свод поднятия смещен на юго-запад и его размеры по замкнутой изогипсе -1300

м составляют 9,2 x 5,4 км с амплитудой порядка 140 м. В свою очередь свод осложнен тремя куполами - Восточным, Центральным и Западным, оконтуренными одноименной изогипсой -1180 м. Восточный купол субмеридионального простирания расположен в районе скважины 5004 и имеет размеры 0,8 x 0,5 км и амплитуду порядка 35 м. К западу от него через небольшой прогиб в районе скважин 5006, 3017, 5010 выделяется Центральный купол субмеридионального простирания с размерами 1,8 x 1,4 км и амплитудой 25 м. На северо-запад от Центрального купола картируется третий купол-Западный, субширотного простирания с размерами 1,4 x 1 км и амплитудой порядка 15 м.

Крайняя юго-восточная часть структуры осложнена небольшим куполовидным поднятием. Поднятие в районе скважины 5003 в пределах изогипсы -1280 м имеет размеры 0,6 x 0,4 км и амплитуду до 20 м (рис. 3.3)

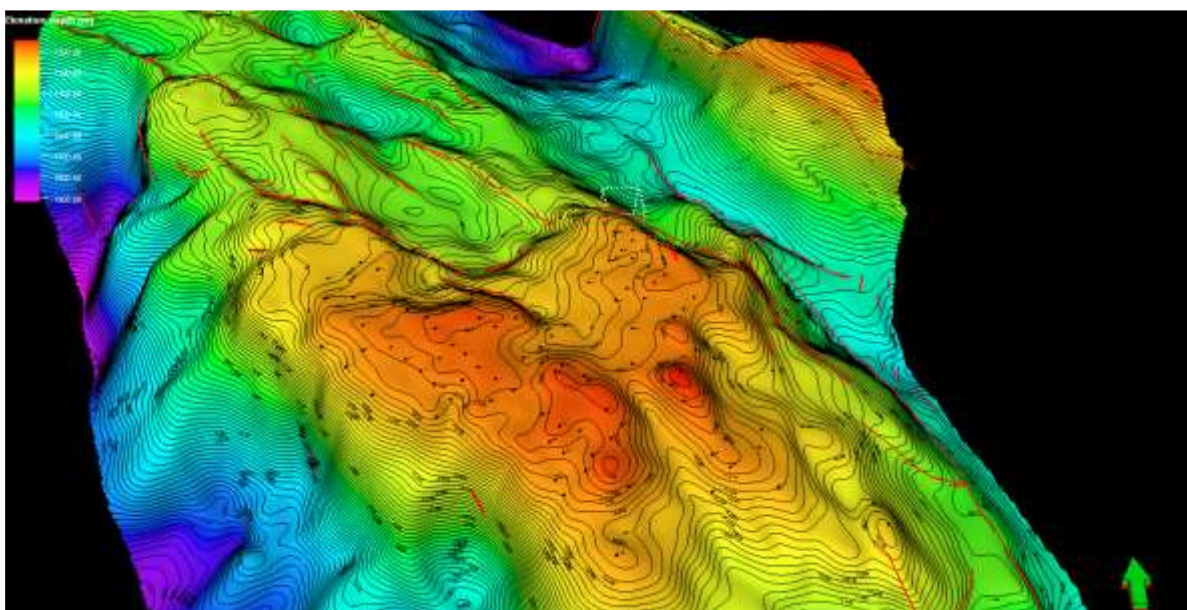


Рис. 3.3 – Структурная карта по отражающему горизонту PZ

На северо-западе через седловину от основного поднятия выделяется куполовидное поднятие северо-западного простирания. Размеры поднятия по изогипсе -1370 м составляют 2,1 x 1,1 км и амплитуда 25 м.

По результатам интерпретации данных сейсморазведки 3Д в пределах Кумкольского поднятия закартировано более 20 нарушений. Основные имеют СЗ-ЮВ ориентировку и прослеживаются достаточно уверенно и однозначно. Нарушения латерального направления менее выражены и протяженны и не влияют на строение пластового резервуара и приуроченной к нему залежи .

По кровле фундамента восточное крыло структуры Кумколь нарушено тектоническим разломом F2 протяженностью более 13 км и амплитудой порядка 60 м. Ненарушенное западное крыло поднятия Кумколь плавно сужается от северо-запада к юго-востоку, а на юге изгибается и примыкает к небольшому разлому F4. Таким образом, в юго-восточной части месторождения Кумколь (район скважин 2001, 5008) вырисовывается структурный «нос», осложненный

тектоническими нарушениями. Оба разлома соединяются, образуя клин (рис. 3.4).

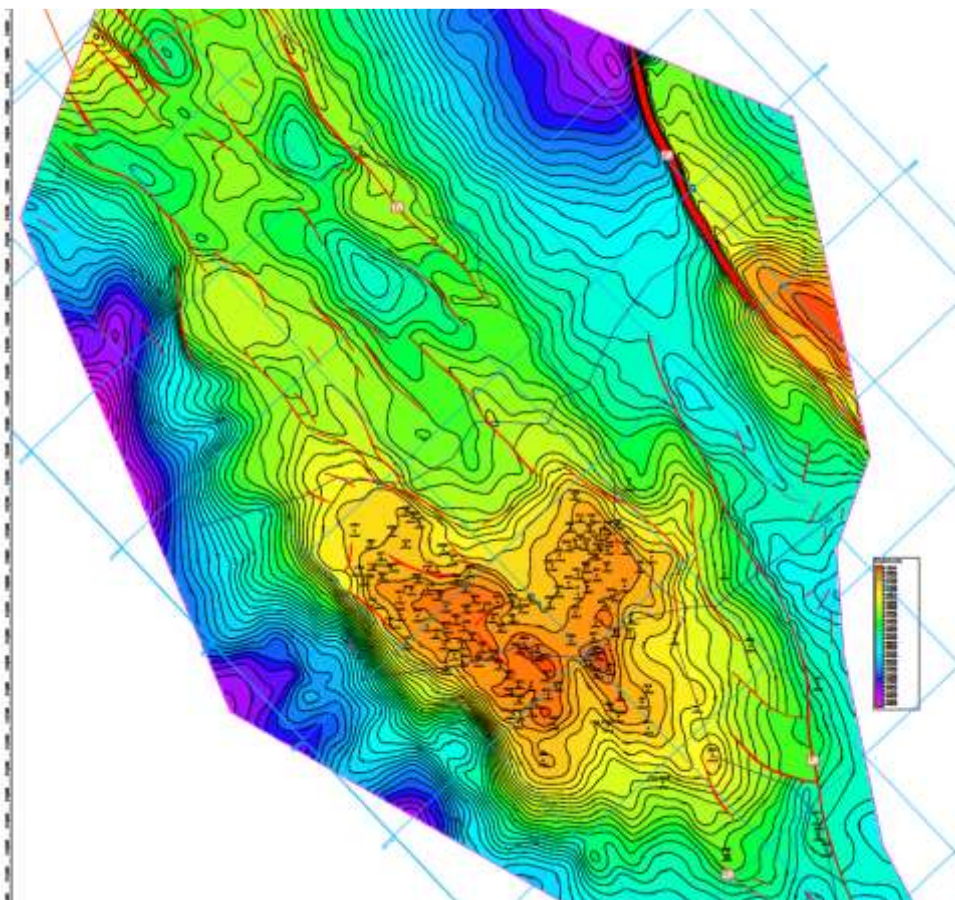


Рис. 3.4 – Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту PZ

Структурный «нос» в форме отрога размером 2,6 x 1,3 км с амплитудой до 110 м. Глубина залегания поверхности фундамента в районе скважин 2001 и 5018 составляет -1570 м и -1553 м, соответственно.

На структурной карте по отражающему горизонту Ша1, приуроченному к кровле нефтенасыщенных пластов кумкольской свиты верхней юры (продуктивный горизонт Ю-1), поднятие представляет собой двухсводовую брахиантиклинальную складку северо-западного простирания с узкой северо-западной и обширной юго-восточной периклиналями. По данным сейсморазведки 3Д в северо-западной части поднятия структура не замыкается в пределах лицензионной территории, раскрываясь в северо-западном направлении. В пределах контрактной территории по замыкающей изогипсе -1170 м двухсвовая брахиантиклинальная складка имеет размеры 17,6 x 6,2 км и амплитуду порядка 95 м.

Северо-западный свод представлен в виде линейно-вытянутой антиклинали с размерами 2,5 x 1,6 км и амплитудой 15 м по изогипсе -1155 м. На юго-востоке через небольшую седловину по предельно замкнутой изогипсе -

1155 м в виде изометричной складки картируется второй свод. Размеры структуры 8,5 x 6 км, амплитуда порядка 80 м. (рис. 3.5).

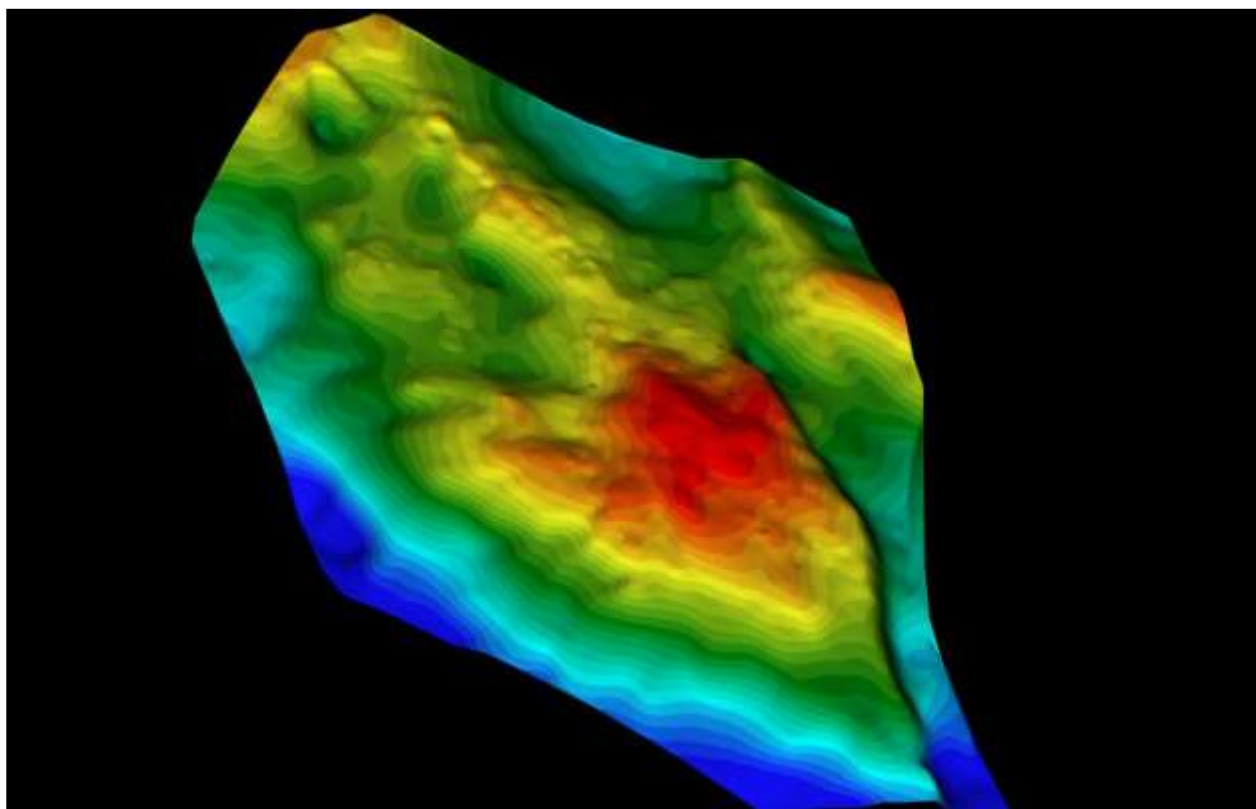


Рис. 3.5 – Структурная карта по отражающему горизонту IIIa1

В южной части второго свода в районе скважин 3028, 247, 2015, 2048, 300 в пределах структуры прослеживаются два разрывных нарушения F1 и F2, имеющие, как и сама структура, северо-западное простирание.

Нарушение F2, протяженностью 13 км, ограничивает структуру с востока и носит сбросовый характер, с крутым падением на восток. Максимальная амплитуда нарушения порядка 50 м в южной части площади постепенно затухает к северу. Нарушение F1 протяженностью 7 км и амплитудой порядка 20 м, осложняет северо-западную периклиналь поднятия и имеет крутое падение на юго-запад [2].

В северной части в районе скважин 2378, 2173 закартированы малоамплитудные локальные нарушения, не влияющие на структурные построения залежи (рис. 3.6).

Структурная карта по отражающему горизонту IIaг характеризует строение нижненеокомских отложений и совпадает с кровлей арыкумского горизонта (продуктивный горизонт М-I). По отражающему горизонту IIaг картируется единое поднятие без обособления и выделения куполов. Структура имеет то же простирание, что и юрское поднятие, и характеризуется обширной пологой сводовой частью. Размеры структуры в пределах замкнутой изогипсы - 995 м составляют 15,3 x 4,2 км с амплитудой около 55 м (рис. 3.7).

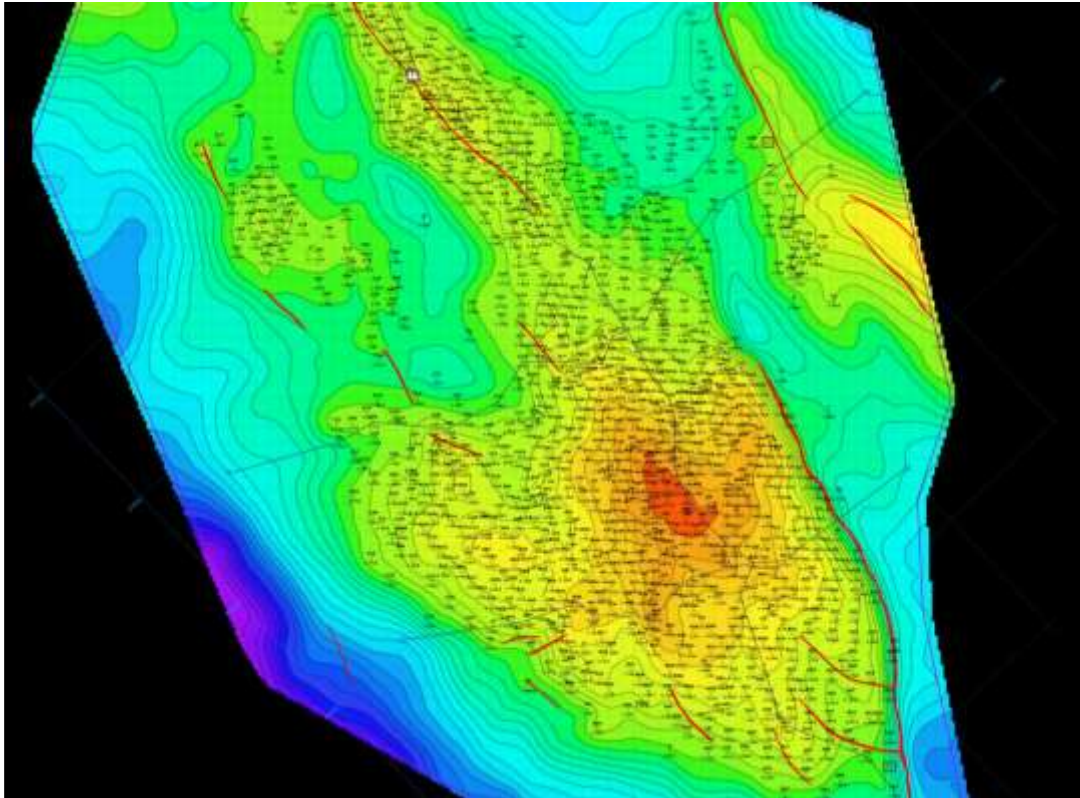


Рис. 3.6– Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту Ша1

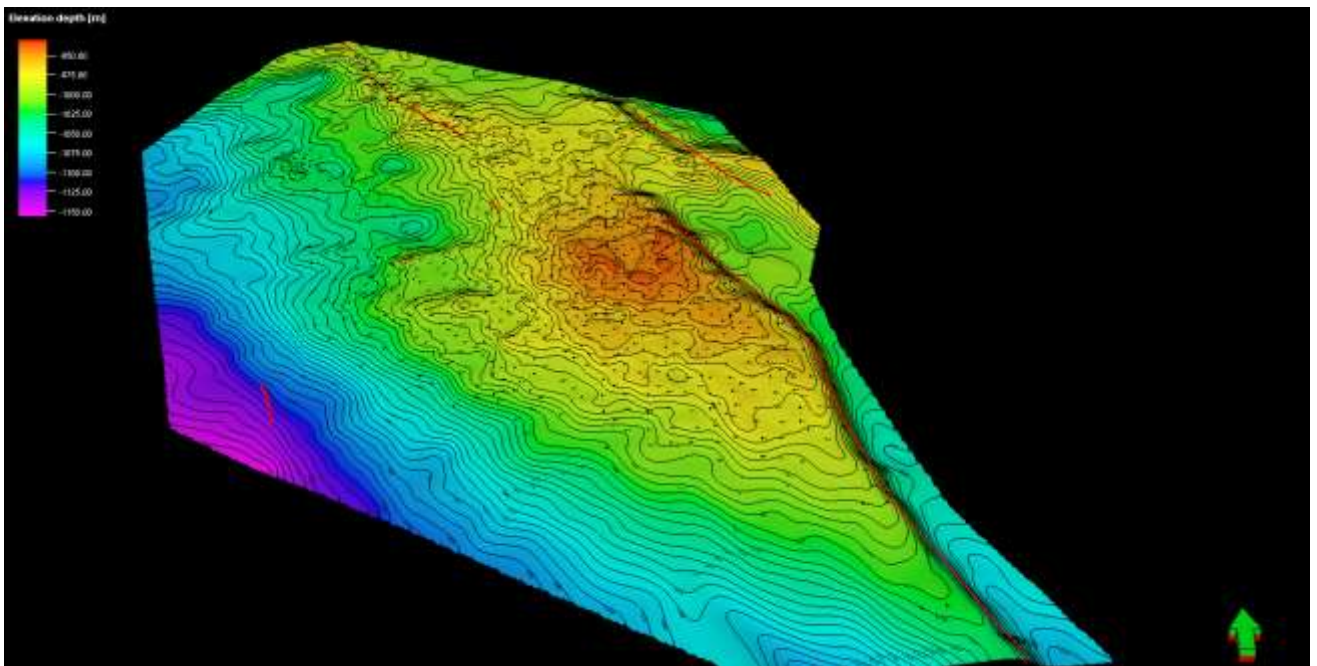


Рис. 3.7 – Структурная карта по отражающему горизонту Пар

Нарушения F₁, F₂ и F₃ прослеживаются и в этом комплексе отложений. Юго-восточное крыло структуры осложнено разломом F₂ амплитуда которого составляет 20 м, а протяженность 10 км. Нарушения F₁ и F₃ с протяженностью 5

и 6 км, соответственно - малоамплитудные, прослеживаются на северо-западе и в восточной части структуры (рис. 3.8)

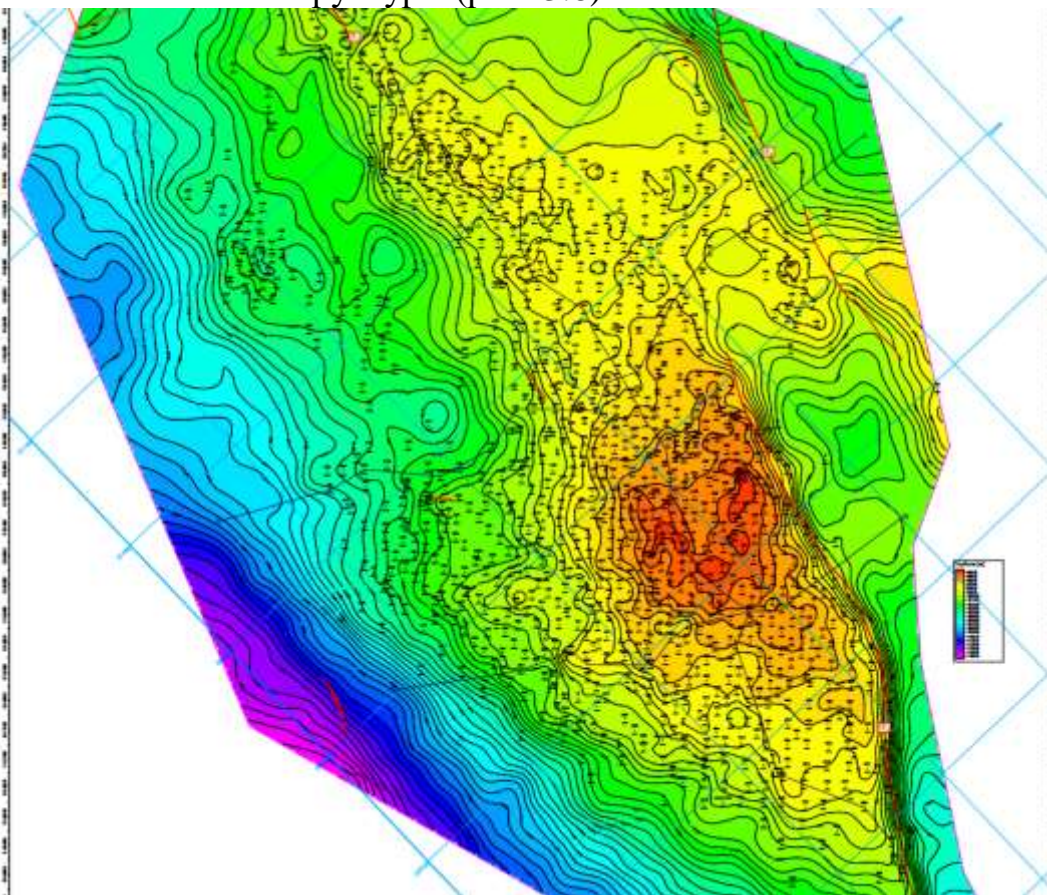


Рис. 3.8 – Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту Пар

При сопоставлении структурных карт вышеприведенных горизонтов наблюдается выполаживание поверхности меловых отложений. С глубиной увеличивается контрастность, размеры и амплитуда поднятий, а также протяженность и амплитуда выделенных нарушений [6].

Структурно-тектоническая модель месторождения Кумколь для данной работы базируется на материалах предыдущего пересчета запасов (20), с учетом всех пробуренных скважин на месторождении на 02.01.18 г. и с пересмотром северного, северо-западного и юго-восточного участков. Результаты представлены структурными картами по отражающим горизонтам Пар, Ша1 и PZ, которые приняты за основу структурных построений продуктивных горизонтов в настоящей работе по пересчету запасов углеводородов месторождения Кумколь. Продуктивные пласты месторождения приурочены к терригенным отложениям мелового, юрского и карбонатным отложениям палеозойского возраста, вскрытые скважинами в интервалах глубин 1000-1250 м и 1300-1500 м.

По вещественному составу коллекторы продуктивной части меловых и юрских отложений представлены терригенными породами. По морфологии

порового пространства породы-коллекторы продуктивных горизонтов порового типа (межзерновые, гранулярные), глинистые.

По керну достоверно не определены породы являющиеся коллекторами палеозойских отложений, но можно предположить, что это выветрелые метаморфические породы, характеризующиеся сложным строением пустотного пространства.

Бурение в продуктивных частях разреза, стратиграфически относящихся к меловым, юрским и палеозойским отложениям, производилось долотами диаметрами от 149,3 мм до 215,9 мм, в зависимости от запроектированных конструкций и при углублении стволов – 127,0 мм.

ГИС выполнялись в срок, не превышающий 5 суток после разбуривания продуктивного интервала. В качестве промывочных жидкостей (ПЖ) использовались полимерные, бентонитовые и глинистые растворы, технологические параметры которых на протяжении разбуривания месторождения изменялись. В, пробуренных в 2007-2017 гг., продуктивная часть разреза вскрыта в основном с использованием бентонитовых и полимерных растворов. УЭС глинистых растворов, при которых осуществлялось проведение промыслово-геофизических исследований, менялось в пределах 0,17 Омм – 0,5 Омм. Минерализация пластовых вод для отложений мела и юры равна 54,7 г/л и 64,8 г/л, соответственно. Пластовая температура, по данным термометрии в интервале продуктивной толщи меловых отложений изменяется с глубиной в среднем от 470С до 530С, в юрских отложениях от 520С до 580С..

На рисунках 3.9 и 3.10 приведены поперечный и продольный временные разрезы по линиям скважин, совпадающих с линиями геологических профилей: II-II, I-I, характеризующих геологическое строение вкрест и вдоль простирания структуры

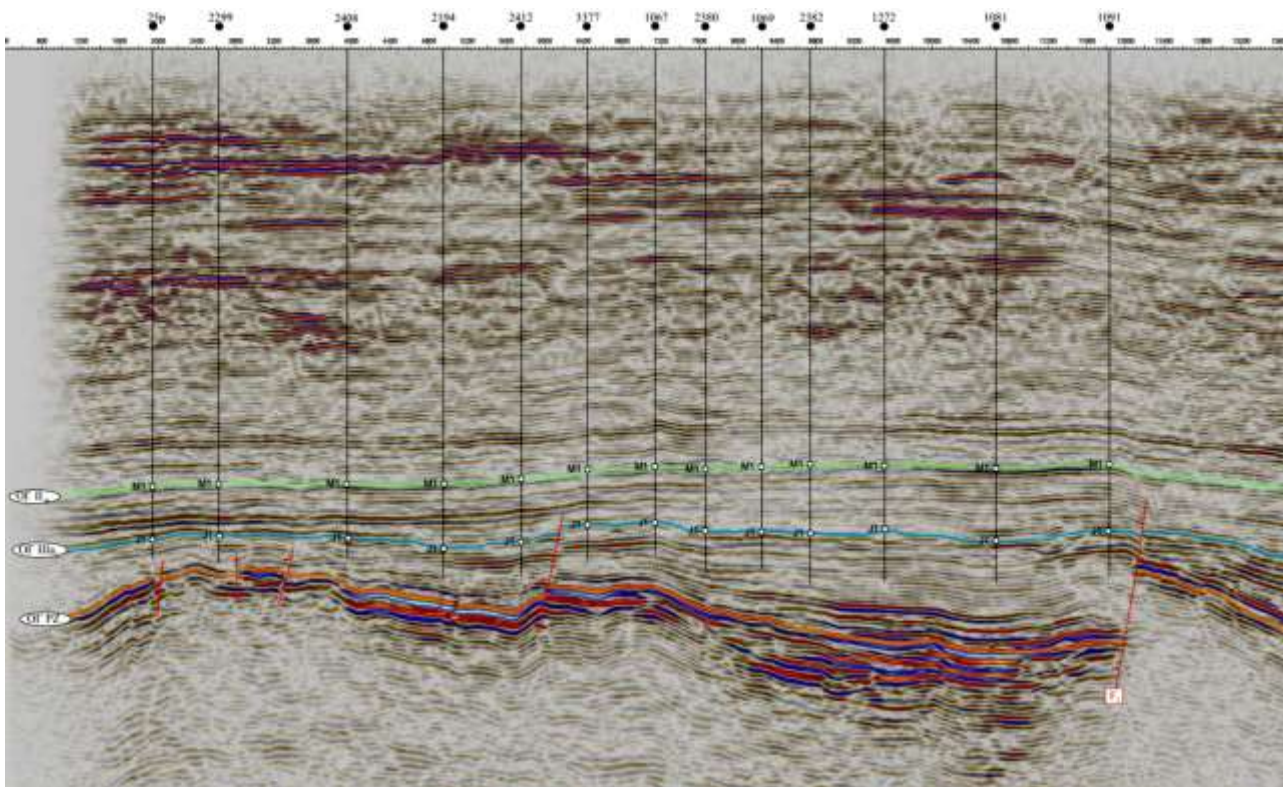


Рис. 3.9– Поперечный временной разрез по линии скважин

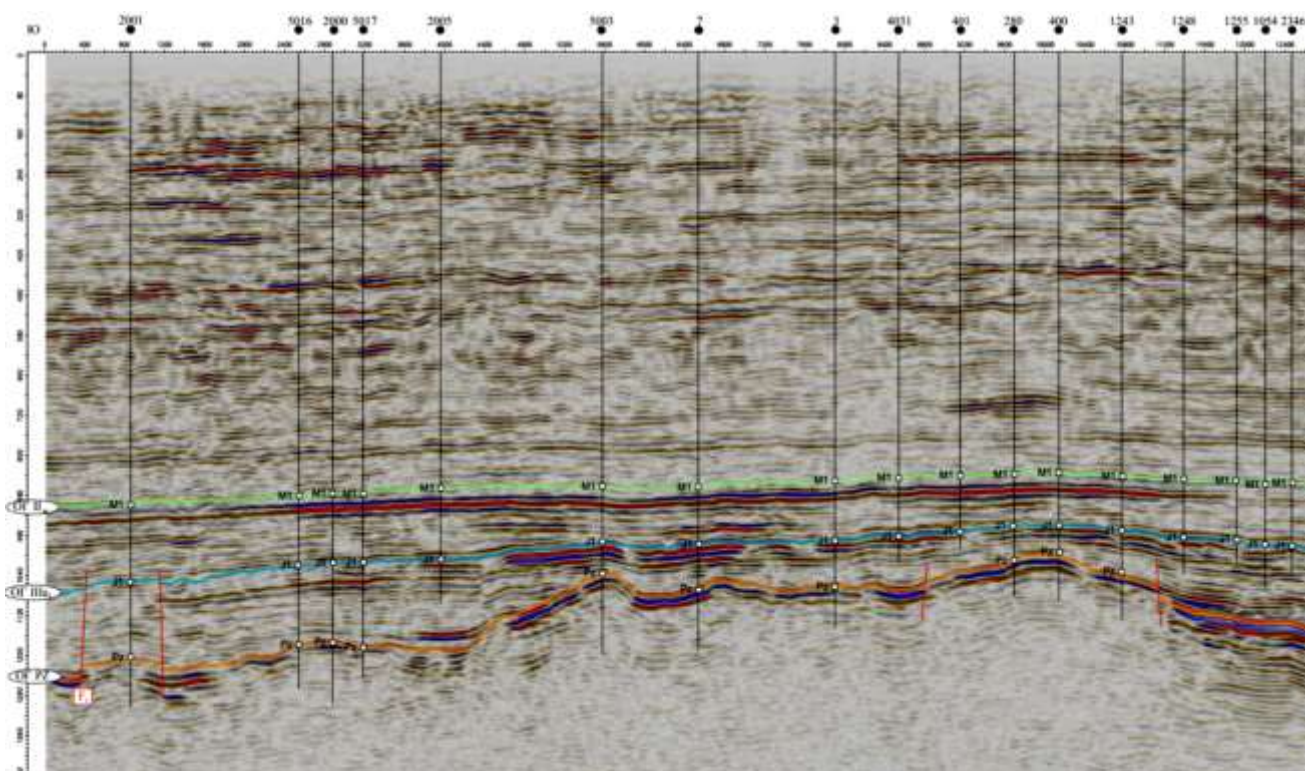


Рис. 3.10 –Фрагмент продольного временного разреза по линии скважин

Нефтегазоносность.

В Южно-Тургайском осадочном бассейне открыты месторождения: Кумколь, Кызылкия, Нуралы, Арыскуп, Аксай, Майбулак, Коныс, Бектас, Дошан, выделены многочисленные нефти и газопроявления в скважинах от коры выветривания фундамента до мела.

Проведенный анализ геолого-геофизических материалов свидетельствует, что Южно-Тургайская впадина обладает рядом благоприятных критериев нефтегазоносное. К их числу относятся: геоморфологические, структурно-тектонические, литолого-стратиграфические, гидрогеологические, геохимические и ряд других.

В пределах впадины работами последних лет выявлены Арыскупский нефтегазоносный и Жыланшиковский нефтегазо-перспективный районы. В Арыскупском прогибе установленные нефтегазовые залежи и проявления, в целом, имеют четкую стратиграфическую приуроченность. В разрезе этого крупного структурно-тектонического элемента впадины выделено два нефтегазоносных комплекса: нижнемеловой (неокомский) и юрский. Последний в свою очередь, состоит из трех подкомплексов: нижнего, объединяющего сазымбайскую и айболинскую свиты; среднего, представленного образованиями дошанской и карагансайской свит и верхнего, включающего кумкольскую и акшабулакскую свиты.

Горизонт М-1. Приурочены пачки глин и алевролитов, выполняющие роль покровов над первым меловым продуктивным горизонтом, мощностью до 175 м. Среднее значение толщины горизонта – 17 м. В горизонте расположены четыре пласты – коллекторы (К расчлененности - 4). В большинстве скважин имеются минимум один пласт – коллектор, относящийся к разным частям горизонта. Наибольшее число данных пластов – 12. По площади пласты-коллекторы расположены в горизонте повсеместно (коэффициент распространения - 1). Коэффициент песчанистости около 0,7.

Среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины в общем по М-1 горизонту составляет 8 м при наименьшем 0,7 и наибольшем 19 м. Водонефтяной контакт по данным опробования и геофизических исследований расположен на глубине – 980 – 993 м. Тип залежи – пластово - сводовая, размеры которой – 15·4 км, а высота – 49 м.

Горизонт М-2 обособлен от вышележащего прослоя глин толщины до 20 м. Наибольшая толщина горизонта составляет 95.6 м (среднее - 70 м).

Особенность данного горизонта – сильная расчлененность (К расчленения – 8). Количество прослеживающихся пластов коллекторов составляет 14. Коэффициент песчанистости – 0.75, распространения – 1.

Эффективная нефтенасыщенная толщина варьируется от 0,5 до 17 (среднее – 8.75). Водонефтяной контакт по данным опробования и геофизических исследований расположен на глубине – 990 – 998 м. Тип залежи – массивная, размеры которого 5.4·2.8 км, а высота – 25 м [5].

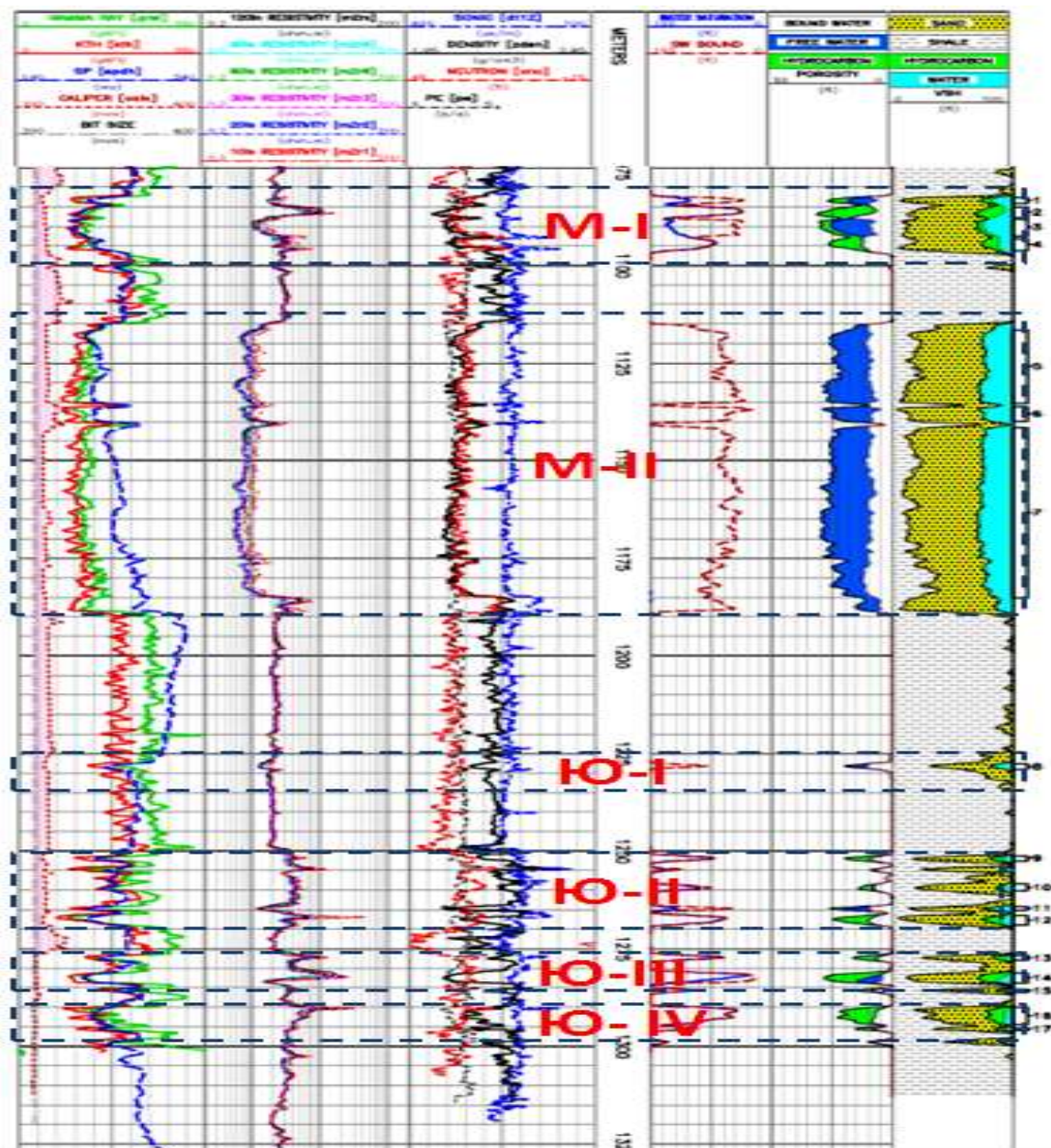


Рисунок 3.11 Разрез продуктивной части месторождения Кумколь

Таблица 2- Основные параметры пластов

Гори зонт	Пачка	Эфф. нефтенасыщенная толщина	Пористость%	Проницаемость мкм ²	К _{нг} % По геофизике	Абс.от м ГНК	Абс.от м ВНК
Неоком	М- I	13	25.5	0.001-0.158	70		980
	М- II	10	25	0.001-0.158	70		1000
J ₃	Ю- I	5	26	0.001-0.45	70	1110	1198
	Ю- II+ Ю- III	11	26.4	0.01-0.478	70		1198

J ₂	Ю- IV, Ю- V	4	25	0.001- 1.654	68	1174	1200
----------------	----------------	---	----	-----------------	----	------	------

3.2 Месторождение Кызылкия

Месторождение Кызылкия приурочено к одноименному крупному поднятию на северо-восточной части Аксайской горст-антиклинали, имеющей северо-западное простирание.

Аксайская горст-антиклиналь, принимаемая в границах распространения и выклинивания кровли ниже-среднеюрского ритмокомплекса отложений, в этой части расширяется и осложнена поднятиями Кызылкия – в центральной части, Кенлык – к юго-западу от него и Караванчи – к востоку. Северо-западная периклиналь поднятия Кызылкия седловиной отделяется от локальных поднятий Северо-Западный Кызылкия, юго-восточная периклиналь также седловиной отделена от поднятия Нуралы. Кроме того, юго-восточная часть сочленяется с южной периклинальной частью поднятия Караванчи, которая также принята в качестве юго-восточной части поднятия Кызылкия.

В строении поднятия Кызылкия, кроме мел-палеогенового платформенного структурного яруса, участвует только верхняя часть верхнеюрских отложений в составе акшабулакской свиты. Разрез кумкольской свиты участвует в строении мульд, разделяющих поднятие Кызылкия от поднятий Кенлык и северной части поднятия Караванчи, частично седловин, разделяющих его от поднятий Северо-Западный Кызылкия и Нуралы. На юго-западной части площади распространение кумкольской свиты ограничено высокоамплитудным конседиментационным разломом (уступом) по поверхности домезозойского основания.

На основной центральной части поднятия Кызылкия из разреза выпадает нижняя часть арыскупского стратиграфического горизонта, а на его наиболее поднятых частях - всего разреза. Указанные особенности геологического строения определяют нефтеносность на месторождении коллекторов базальной части арыскупского стратиграфического горизонта (продуктивный горизонт М-II) на западном и восточном бортах, на северо-западной и юго-восточной периклинали, в пределах границ их выклинивания к поверхности фундамента и к осложняющим уступам по поверхности домезозойского основания. На юго-западной части площади нефтеносность установлена также в коллекторах кумкольской свиты, ограниченных высокоамплитудным уступом по поверхности фундамента [5].

В соответствии с изложенным на месторождении установлены нефтеносные ловушки, представленные по горизонту М-II на Северном, Западном, Восточном и Юго-Восточном блоках месторождения Кызылкия (четыре площади), и по горизонтам кумкольской свиты– Юго-Западный блок, которые представляют основные объекты подсчета запасов, разведки и разработки.

Кроме того на площади Кызылкия установлена нефтегазоносность протерозойского фундамента, связанная с вторичными коллекторами трещинного типа по разрезу протерозоя на своде поднятия и с трещинно-кавернозными карбонатными породами на юго-восточной присводовой части поднятия, в пределах площади Центральный Кызылкия.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Домезозойское основание (PR-PZ). Бурением скважин установлен гетерогенный фундамент, который представлен хлорит-серицитовыми сланцами протерозоя, вулканогенно-осадочными породами девона, а также аргиллито-карбонатными отложениями нижнего карбона. Протерозойский фундамент установлен на центральной сводовой части поднятия, на площади залежи Восточного блока, на основной части площади Юго-Восточного блока, а также на северной части площади поднятия Караванчи. Породы представлены хлорит-серицитовыми сланцами и гнейсами, на локальном участке (район скв.18) трещиноватыми, вероятно, в зоне разлома.

Вулканогенно-осадочные отложения вскрыты на Западном и Северном блоках, представлены пестроцветными аргиллитами и плотными песчаниками, отнесенными к верхнему девону. Карбонатно-аргиллитовые нефтегазоносные отложения установлены одной скважиной 71 на юго-восточной присводовой части поднятия с неопределенными бурением границами блока. Аналогичный разрез основания установлен к западу, на площади поднятия Кенлык. К карбонатам приурочены коллекторы трещинно-кавернозного типа.

Юрская система (J) На рассматриваемой площади система представлена только верхним отделом в составе кумкольской и акшабулакской свит.

Кумкольская свита (J_{3km}) установлена бурением на Юго-Западном блоке в разрезах скважин 23 и 24, а также в скважине 13 к северо-востоку от Северного блока (на опущенном блоке по поверхности фундамента). Кроме того, к кумкольской свите (верхнекумкольская подсвита) относится нижняя часть юрского разреза, вскрытая скважинами 11-Кар и 76 на восточной, наиболее погруженной части площади Юго-Восточного блока.

На Юго-Западном блоке в скважине 23 разрез представлен темносерыми глинами со слоями серого песчаника, толщиной 43,5м. Толщина песчаного коллектора (горизонт Ю-I) – 3,5 м, отнесен к русловому литотипу (табл. 3). В скважине 24 толщина свиты увеличивается до 78м, за счет появления глинистого разреза среднекумкольской подсвиты в основании разреза. Верхняя часть (верхнекумкольская подсвита) отличается от разреза скважины 23 сокращением толщины песчаных слоев за счет фациального замещения глинами. На Юго-Восточном блоке площади в скважинах 11-Кар и 76 при общей толщине 44 и 45,5 м в кровле выделяется горизонт переслаивания глин и песчаников, в основании разреза преимущественно серые песчаники, разделенные пачкой темно-серых глин.

Акшабулакская свита (J_{3ak}) участвует в разрезах всех выделенных блоках месторождения Кызылкия, кроме центральной части.

На Северном блоке она представлена в верхней части пестроцветными, в нижней зеленовато-серыми глинами и глинистыми алевролитами в толщине преимущественно от 53 до 89 м. На Западном блоке в разрезах трех скважин (15, 19, 209) толщина составляет 54-70 м при отсутствии разреза в северной части (скв. 7). На Восточном блоке толщина изменяется в разрезах 12-ти скважин от 23 до 77 м., при отсутствии разреза на южной части (скв. 4, 21). На Юго-Западном блоке толщина изменяется в 2-х скважинах (23 и 24) от 98,6 до 125 м. На Юго-Восточном блоке она изменяется в разрезах 5 скважин от 78 до 104 м. Здесь в разрезах скважин 45, 63, и 11-Кар вскрыт горизонт песчаного коллектора (Ю-0) толщиной от 6,2 до 17,2 м, отнесенный к русловому литотипу, переходящий в переслаивание песчаных и глинистых слоев (скв. 74) в средней части разреза свиты.

Меловая система (К) Отложения мела расчленены на даульскую и карачетаускую свиты нижнего отдела, кызылкинскую свиту нижнего-верхнего отделов и нерасчлененный разрез верхнего отдела.

Даульская свита (К₁пс) расчленена на две подсвиты: нижнедаульскую (К₁пс₁) и верхнедаульскую (К₁пс₂). *Нижнедаульская подсвита* расчленена на два горизонта: нижний-арыкумский (К₁пс₁ар) и верхний (К₁пс₁²).

Арыкумский горизонт представляет базальную толщу даульской свиты на рубеже смены юрского рифтогенного структурного яруса платформенным мелопалеогена. Он залегает на отложениях акшабулакской свиты и на поверхности фундамента с региональным перерывом в осадконакоплении. В Арыкумском бассейне он является регионально нефтегазоносным и расчленяется на пачки по литологическому составу и участию в разрезе коллекторов.

Нижний горизонт (К₁пс₁ар) содержит коллекторы различного литологического состава и выделен в продуктивный горизонт М-II. На Северном блоке толщина продуктивного горизонта М-II изменяется, в основном, от 9,6 до 43,6 м. Исключение представляет крайняя юго-восточная часть площади, где в разрезе скважины 30 она сокращена до 4 м. Общая толщина горизонта изменяется от 104 до 149 м. Горизонт М-II представлен здесь переслаиванием серых слабосцементированных песчаников и коричневых глинистых алевролитов. Остальная верхняя часть представлена коричневыми глинистыми алевролитами [2].

На Западном блоке в 4-х пробуренных скважинах общая толщина арыкумского горизонта изменяется от 47 до 92 м, в том числе толщина коллекторов горизонта М-II от 4,2 до 15,2 м. На Восточном блоке в разрезах 17 пробуренных скважин общая толщина арыкумского горизонта изменяется от 55 до 115 м при толщине коллекторов горизонта М-II от 1 до 15 м. Толщины сокращаются в западном направлении, к центральной части месторождения Кызылкия. Коллекторы горизонта М-II представлены гравийно-песчаными отложениями. На Юго-Западном блоке в 4-х пробуренных скважинах общая толщина арыкумского горизонта изменяется от 54 до 67 м, с сокращением на поднятом по разлому (уступу) блоке в скважине 64 до 34 м. Горизонт М-II отсутствует в разрезах скважин. На Юго-Восточном блоке в разрезах 10-ти

скважин общая толщина арыкумского горизонта меняется от 55 до 136м, толщина коллектора горизонта М-II от 2,2 до 16м. Коллекторы горизонта М-II на Юго-Восточном блоке представлены слабосцементированными песчаниками. На Центральном блоке, в разрезе скважин 1, 14, 22, 67, 68 и 73, пробуренных на ее краевых частях в разрезе участвует только верхняя часть арыкумского горизонта в толщине от 20,5 до 55 м, в разрезах остальных пробуренных скважин арыкумский горизонт отсутствует, на фундаменте залегает разрез верхнего горизонта нижнедаульской подсвиты.

Верхний горизонт нижнедаульской подсвиты (K_{1pc1}^2) повсеместно на площади Кызылкия и в Арыкумском бассейне представлен толщей красноцветных озерных глин.

На Северном блоке его толщина составляет 146-163м, на Западном блоке 149-153 м, на Восточном блоке 143-156 м, на Юго-Западном блоке 150-156 м, на Юго-Восточном блоке 139-155 м и характеризуется постоянной толщиной. На Центральном блоке толщина K_{1pc1}^2 сокращена за счет выпадения нижней части разреза.

На месторождении и в целом в Арыкумском бассейне этот горизонт вместе с верхней частью глинистых алевролитов арыкумского горизонта является региональным флюидоупором над нефтеносными отложениями горизонта М-II, а также М-I на восточной части Арыкумского бассейна.

Верхнедаульская подсвита (K_{1pc2}) повсеместно в нижней части представлена преимущественно красноцветными песчаниками со слоями глин и алевролитов, в верхней части – алевролитами и глинами с прослоями песчаников. Толщина 315-366м.

Карачетауская свита (K_{1a1-2}) сложена песками, гравелитами со слоями углистых алевролитов, зеленовато-серых и черных глин. Толщина 290-360м.

Кызылкиинская свита (K_{1a3-s}) представлена пестроцветными глинами и алевролитами с горизонтами песчаника в средней части. Толщина 140-170м.

Верхний мел ($K_2 t-sn$) представлен морскими и континентальными сероцветными глинисто-песчаными отложениями в толщине от 366 до 400м.

Палеогеновая система (Р) представлена морскими зеленовато-серыми и серыми глинами с прослоями песчаников в разрезе палеоцена и нижнего эоцена, в верхней части коричневыми глинами олигоцена. Толщина от 50 до 230м в зависимости от современного рельефа местности. Продуктивные пласты месторождения приурочены к терригенным отложениям мелового, юрского и карбонатным отложениям палеозойского возраста, вскрытые скважинами в интервалах глубин 1000-1250 м и 1300-1500 м [3].

По вещественному составу коллекторы продуктивной части меловых и юрских отложений представлены терригенными породами. По морфологии порового пространства породы-коллекторы продуктивных горизонтов порового типа (межзерновые, гранулярные), глинистые.

По керну достоверно не определены породы являющиеся коллекторами палеозойских отложений, но можно предположить, что это

выветрелые метаморфические породы, характеризующиеся сложным строением пустотного пространства.

Бурение в продуктивных частях разреза, стратиграфически относящихся к меловым, юрским и палеозойским отложениям, производилось долотами диаметрами от 149,3 мм до 215,9 мм, в зависимости от запроектированных конструкций и при углублении стволов – 127,0 мм.

ГИС выполнялись в срок, не превышающий 5 суток после разбуривания продуктивного интервала. В качестве промывочных жидкостей (ПЖ) использовались полимерные, бентонитовые и глинистые растворы, технологические параметры которых на протяжении разбуривания месторождения изменялись. В, пробуренных в 2007-2017 гг., продуктивная часть разреза вскрыта в основном с использованием бентонитовых и полимерных растворов. УЭС глинистых растворов, при которых осуществлялось проведение промыслово-геофизических исследований, менялось в пределах 0,17 Омм – 0,5 Омм. Минерализация пластовых вод для отложений мела и юры равна 54,7 г/л и 64,8 г/л, соответственно. Пластовая температура, по данным термометрии в интервале продуктивной толщи меловых отложений изменяется с глубиной в среднем от 470С до 530С, в юрских отложениях от 520С до 580С.

Таблица 3. Интервалы, литотипы и характер насыщения коллекторов верхней юры

№ скв. А	Ю-0		Ю-0-I		Ю-I		Ю-II		Ю-III	
	интервал абс. отм. толщина	тип и харак- тер насыще- ния	интервал абс. отм. толщина	тип и харак- тер насыще- ния	интервал абс. отм. толщина	тип и харак- тер насыще- ния	интервал абс. отм. толщина	тип и характер насыщен- ия	интервал абс. отм. толщина	тип хара- тер насы- ния
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Юго-Восточный блок										
<u>45</u> 215,13	<u>1802,8-1820,0</u> -1587,7-1604,9 17,2	русло вый нефть+ вода	-	-	<u>1842,6-1850,0</u> -1627,5-1634,9 7,4	озерно- поймен ный вода	-	-	-	-
<u>62</u> 223,1	<u>1771,2-1777,4</u> -1548,1-1554,3 6,2	озерно- поймен ный нефть	-	-	<u>1811,2-1826,4</u> -1588,1-1603,3 15,2	озерно- поймен ный вода	-	-	-	-
<u>63</u> 220,1	<u>1805,8-1813,0</u> -1585,7-1592,9 7,2	русло вый нефть	-	-	<u>1850,8-1870,2</u> -1630,7-1650,1 19,4	русло вый вода	-	-	-	-
<u>74</u> 213,35	<u>1807,0-1823,4</u> -1593,7-1610,1 16,4	озерно- поймен ный вода	-	-	<u>1858,4-1869,0</u> -1645,0-1655,6 10,6	озерно- поймен ный нефть+ вода	-	-	-	-
<u>76</u> 223,93	<u>1820,0-1834,0</u> -1596,1-1610,1 14	озерно- поймен ный вода+ нефть	<u>1869,2-1882,4</u> -1645,3-1585,5 13,2	русло вый вода	<u>1901,8-1905,6</u> -1677,9-1681,7 3,6	озерно- поймен ный нефть (ГИС)	<u>1920,8-1940,0</u> -1696,9-1716,1 19,2	руслевый вода	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<u>11-Кар</u> 204,6	<u>1794,8-1808,8</u> -1590,2-1604,2 14	русло вый вода	<u>1827,4-1833,8</u> -1622,8-1629,2 6,4	озерно- поймен ный вода	<u>1850,8-1854,0</u> -1646,2-1649,4 3,2	озерно- поймен ный нефть (ГИС)	<u>1869,4-1891,0</u> -1664,8-1686,4 21,6	русловый вода	-	-
Юго-Западный блок										
<u>23</u> 234	<u>1715,2-1719,6</u> -1481,2-1485,6 4,4	русло вый вода	<u>1743,0-1744,4</u> -1509,0-1510,4 1,4	озерно- поймен ный нефть	<u>1782,8-1786,3</u> -1548,8-1552,3 3,5	русло вый нефть	<u>1812,4-1815,3</u> -1578,4-1581,3 2,9	русловый нефть	-	-
<u>24</u> 232	<u>1775,2-1782,4</u> -1543,2-1550,4 7,2	русло вый вода	<u>1813,0-1830,0</u> -1581,0-1598,0 17	озерно- поймен ный вода	<u>1854,8-1864,8</u> -1622,8-1632,8 10	озерно- поймен ный вода	<u>1885,2-1892,0</u> -1653,2-1660,0 4,8	озерно- пойменн ый вода	<u>1936,2-1953,2</u> -1704,2-1721,2 17	озерн пойм ный вод

Тектоника

Месторождение Кызылкия приурочено к одноименному крупному поднятию на северо-восточной части Аксайской горст-антиклинали, имеющей северо-западное простирание.

По поверхности фундамента основным структурным элементом, занимающим центральную часть рассматриваемой лицензионной территории, является поднятие Кызылкия северо-западного простирания, которое на крайней северо-западной и крайней юго-восточной частях через малоамплитудные седловины сочленяется, соответственно, с локальным поднятием Северо-Западный Кызылкия и южной частью поднятия Караванчи, выделенной в качестве Юго-Восточный Кызылкия. На западной части территории поднятие Кызылкия сочленяется с восточным бортом мульды, разделяющей это поднятие от поднятия Кенлык, расположенного к западу и на северо-востоке сочленяется с западным бортом мульды, разделяющей это поднятие от основной северной части поднятия Караванчи. На юго-западной части в лицензионную территорию входит восточная бортовая часть Арыкумской грабен-синклинали, на юго-восточной части – южная бортовая часть Северо-Акшабулакской мульды Акшабулакской грабен-синклинали, имеющей меридиональное простирание.

Общая протяженность поднятия Кызылкия по ОГ-PZ достигает более 30 км при ширине 7-9 км, максимальная амплитуда до 350 м. Свод поднятия представляет антиклиналь с отметками от -1350 до -1230 м амплитудой до 120 м, на площади которой отсутствует разрез нижней части арыкумского горизонта или его весь разрез, в связи с чем, нефтегазоносность связана только со вторичными коллекторами коры выветривания протерозойского фундамента или разрывными нарушениями. Протяженность антиклинали около 20 км при ширине 4-5 км, на юго-востоке она выходит за пределы лицензионной территории [2].

Нефтегазоносность

Характерной особенностью Кызылкиинского поднятия является полное выклинивание арыкумского горизонта, нижнего неокома в его сводовой части, обусловившее образование "лысого" свода.

Нефтегазоносность месторождения Кызылкия связана с породами фундамента (продуктивный горизонт PZ), арыкумского горизонта (продуктивный горизонт М-II), акшабулакской свиты верхнеюрского разреза (продуктивный горизонт Ю-0), кумкольской свиты верхнеюрского разреза (продуктивный горизонт Ю-I).

Продуктивный горизонт М-II установлен в нижней части разреза нижнеокомского подъяруса (арыкумский горизонт), породы-коллекторы представлены слабосцементированными песчаниками. Залежь по горизонту М-II разделена на участки (объекты разработки) ВНК: *Северный участок и Юго-западный, Восточный участок и Западный участок, Юго-Восточный участок.*

Кроме того, в районе скважины №44 установлена отдельная небольшая залежь, оцененная по категории С₂.

Залежь Северного участка является основным объектом разработки и в структурном плане представляет периклинальную северную часть единой брахискладки структуры Кызылкия, осложненной в центральной части выходом фундамента, и осложненную малоамплитудными локальными сводами в районе скважин №№100, 110, 107, 108. Общая толщина продуктивного горизонта изменяется от 3,8м (скв. №30) до 43,6м (скв. №98).

В структурном плане Западный участок представляет узкий западный борт поднятия Кызылкия, залежь ограничена на крайнем юго-востоке разрывным нарушением, на востоке уступом по поверхности фундамента, на западе линией ВНК. На данном участке пробурено 7 скважин (№№7, 15, 19, 209, 211, 245 и 246). К участку приурочена газонефтяная залежь. При интерпретации материалов ГИС с учетом данных опробования в скважине №15 выявлена газовая часть залежи, в остальных четырех скважинах при опробовании получена нефть, при этом максимальный приток нефти 22 м³/сут зафиксирован в скважине №19. Толщина газонасыщенного пласта-коллектора составляет 4м.

В структурном плане Восточный участок представляет восточный борт поднятия Кызылкия по поверхности фундамента. Борт осложнен палеопроемами с образованием локальных заливов и выступов, обусловивших сложную форму границ выклинивания горизонта М-II к поверхности фундамента. Коллектора горизонта представлены песчано-гравийными отложениями с прослойками алевролитов.

Залежь газонефтяная, исходя из предыдущего подсчета газовая шапка была установлена в скважине №205 и ГНК принят на отметке минус 1368м. По данным работы (газовый фактор) старых и новопробуренной скважин №№17, 200, 202, 204, 206, 212, 214, 215 и 217, в результате построения структурной карты в районе этих скважин наблюдается наличие газонасыщенных площадей.

Скважина №44, пробуренная в оптимальных условиях, выделенных по сейсмике, выявила локальную залежь. В процессе свабирования в скважине №44 получен приток нефти в объеме 23,3 м³ из горизонта М-II при Н_{ст}= 700м, Н_{дин}= 900м (за 23 часа 30 минут). На севере граница залежи проходит за лицензионной территорией, на юге-юго-востоке в границах выклинивания горизонта М-II к поверхности фундамента. ВНК принята по отметке подошвы нефтенасыщенного коллектора – 1470м. Залежь нефтяная, пластовая, тектонически экранированная. Нефтенасыщенная толщина коллектора в скважине составляет 1,4м, коэффициент песчаности – 1, расчлененности –1.

На Юго-Восточном участке залежь по горизонту М-II в структурном плане представляет южную часть полуантиклинали субмеридионального простирания. Залежь на западе ограничена выступом фундамента, на юге и востоке по линии ВНК, на севере условно ограничена линией границ лицензионной территории. Горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами.

Нефтеносность доказана по материалам ГИС и данным опробования скважин. Горизонт опробован в 34 пробуренных на этот участок скважинах.

Дебит нефти варьирует от 0,97 м³ за 10 часов (скв.№349) до 70,58 м³ за 19,2 часа (скв.№315). Залежь нефтяная, пластовая, тектонически, литологически экранированная.

Юго-Западная ловушка по горизонту М-Ш. Данная зона ограничена с востока и юго-востока выступом фундамента, с севера тектоническим нарушением широтного простирания, с юга и запада – линией условного ВНК, принятого на отметке минус 1439,2м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине №23. По материалам интерпретации ГИС нефтенасыщенная толщина составляет 2,2 м. В двух остальных скважинах (№24 и №60), пробуренных в этой зоне, выделены водонасыщенные пласты-коллекторы [5].

Нефтеносность юрских отложений (горизонт Ю-0), впервые установлена бурением скважин №№45,63,74,76. Бурение новых скважин на юго-восточный участок месторождения содействовало лучшему пониманию границы распространения коллекторов номенклатурного горизонта Ю-0, стратиграфически приуроченного к акшабулакской свите. Горизонт Ю-0 характеризуется сложным строением. В большинстве скважин по данным ГИС горизонт представляет собой неоднородную, расчлененную и литологически расслоенную пачку, представленную прослоями средне- и мелкозернистых песков, песчаников, алевролитов и глинистых пород, тип коллектора - терригенный.

4. Методика проведения геофизических исследований скважин

4.1 Комплекс геофизических исследований, условия проведения работ, их качество

4.1.1 Месторождение Кумколь

Геолого-технические условия проведения ГИС

Продуктивные пласты месторождения приурочены к терригенным отложениям мелового, юрского и карбонатным отложениям палеозойского возраста, вскрытые скважинами в интервалах глубин 1000-1250 м и 1300-1500 м.

По вещественному составу коллекторы продуктивной части меловых и юрских отложений представлены терригенными породами. По морфологии порового пространства породы-коллекторы продуктивных горизонтов порового типа (межзерновые, гранулярные), глинистые.

По керну достоверно не определены породы являющиеся коллекторами палеозойских отложений, но можно предположить, что это выветрелые метаморфические породы, характеризующиеся сложным строением пустотного пространства.

Бурение скважин в продуктивных частях разреза, стратиграфически относящихся к меловым, юрским и палеозойским отложениям, производилось долотами диаметрами от 149,3 мм до 215,9 мм, в зависимости от запроектированных конструкций скважин и при углублении стволов – 127,0 мм.

ГИС выполнялись в срок, не превышающий 5 суток после разбуривания продуктивного интервала. В качестве промывочных жидкостей (ПЖ) использовались полимерные, бентонитовые и глинистые растворы, технологические параметры которых на протяжении разбуривания месторождения изменялись. В скважинах, пробуренных в 2007-2017 гг., продуктивная часть разреза вскрыта в основном с использованием бентонитовых и полимерных растворов. УЭС глинистых растворов, при которых осуществлялось проведение промыслово-геофизических исследований, менялось в пределах 0,17 Омм – 0,5 Омм. Минерализация пластовых вод для отложений мела и юры равна 54,7 г/л и 64,8 г/л, соответственно. Пластовая температура, по данным термометрии в интервале продуктивной толщи меловых отложений изменяется с глубиной в среднем от 47^oС до 53^oС, в юрских отложениях от 52^oС до 58^oС [8].

Подземные воды палеозой-протерозойских отложений по генетической классификации В.А. Сулина представляют собой хлоркальциевые слабые рассолы, минерализация составляет 76,6 г/дм³. Удельное электрическое сопротивление (УЭС) пластовой воды, исходя из минерализации и пластовой температуры 66^oС (по данным недропользователей), согласно палеточным данным, для палеозойских отложений составляет 0.053 Омм. Удельное

электрическое сопротивление пластовых вод, исходя из минерализации и температуры, составляет 0,076 Ом для мела и 0,055 Ом для юры. Таким образом, геолого-технические условия вполне благоприятны для проведения геофизических исследований скважин и определения ФЕС пластов–коллекторов

Во всех скважинах выполнен комплекс промыслово-геофизических исследований, составленный на основании «Типовых и обязательных комплексов геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ» (17), который позволил изучить электрические, радиоактивные, акустические и плотностные свойства разрезов скважин (рис.4.1).

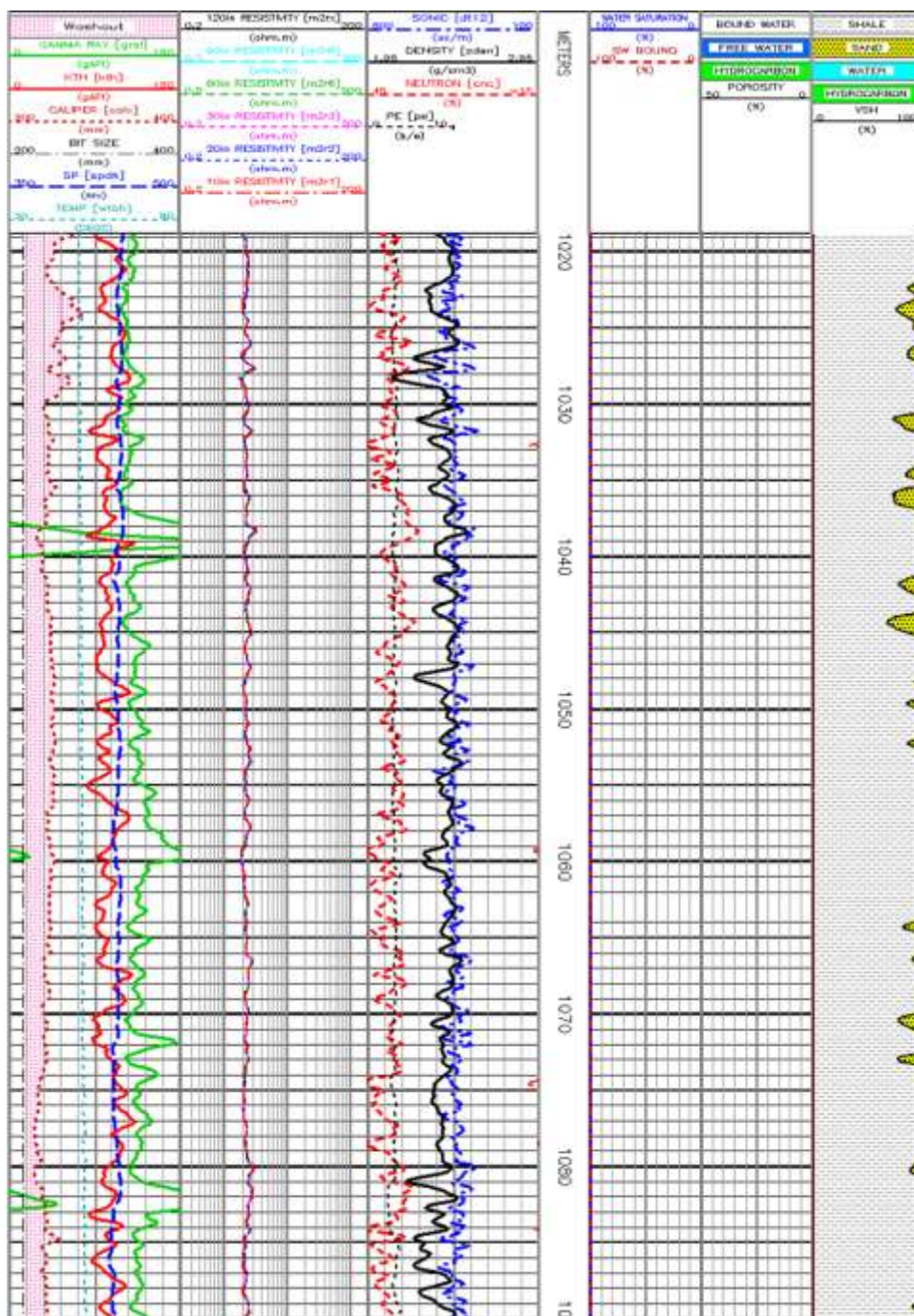


Рис 4.1 ГИС Кумколь

Поисково-разведочное бурение на месторождении осуществлялось в период с 1983 по 1986 гг., эксплуатационное бурение началось в 1987 г. и продолжалось по настоящее время.

В поисково-разведочных скважинах комплекс общих геофизических исследований по всему стволу включал запись в открытом стволе следующих методов:

- стандартный каротаж кровельными (N0.5M2A, A0.5M2N) и подошвенным (A2M0.5N) градиент зондами
 - с одновременной записью кривой потенциалов собственной поляризации (ПС),
 - кавернометрию (ДС).
- Радиоактивный каротаж (РК) включал запись кривых
- естественной радиоактивности (ГК) и
 - вторичного гамма-излучения (НГК) или нейтрон-нейтронный каротаж (ННК).

В продуктивной части разреза комплекс ГИС дополнялся следующими методами:

- боковой фокусированный каротаж (БК),
- боковое каротажное зондирование 5-ю подошвенными градиент - зондами (БКЗ),
- микробоковой каротаж (МБК),
- индукционный каротаж (ИК),
- микрозондирование (МКЗ),
- Аакустический каротаж (АК),
- плотностной (ГГКп).

Геофизические исследования в эксплуатационных и оценочных скважинах состояли из общих исследований по всему стволу и детальных исследований в интервале продуктивной толщи.

Комплекс общих исследований включал методы стандартного каротажа:

- гамма-каротаж -ГК (GR), gari;
- потенциалы самопроизвольной поляризации - ПС, (SP) мВ;
- кавернометрию - КВ (CALI), мм;
- прямой и обращенный градиент-зонды кажущегося удельного электрического сопротивления - A2.0M0.5N, M0.5N2.0A (GZ3, GZ3B);
- нейтронный гамма каротаж НГК (RNGL) усл.ед. или
- нейтрон-нейтронный каротаж стационарный– ННК (RFEN,RNEN) имп.мин;

При детальных исследованиях, помимо перечисленных методов, комплекс для изучения физических свойств горных пород продуктивной части разреза включал методы:

- индукционный каротаж – ИК (ILR, ILD, ILM), Омм;
- боковой каротаж – БК (LL3), Омм;

- микробоковой каротаж - МБК (MLL), Омм;
- акустический каротаж - АК (DT, мкс/м);
- плотностной гамма-каротаж – ГГКп (ZDEN, RHOV), г/см³;
- микрозондирование – МКЗ (MINV, MNOR), Омм;
- высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование – ИК прибором ВИКИЗ, Омм.

Геофизические исследования в эксплуатационных и оценочных скважинах состояли из общих исследований по всему стволу и детальным исследованиям в интервале продуктивной толщи.

Комплекс общих исследований включал методы стандартного каротажа:

- гамма-каротаж -ГК (GR), gapi;
- потенциалы самопроизвольной поляризации - ПС, (SP) мВ;
- кавернометрия - КВ (CALI), мм;

При детальном исследовании, помимо перечисленных методов, комплекс для изучения физических свойств горных пород продуктивной части разреза включал методы:

- компенсированный нейтронный каротаж - НК (CNC), %.
- акустический каротаж - АК (DT, мкс/м);
- плотностной гамма-каротаж – ГГКп (RHOV), г/см³;
- термометрию – ТМ (WTBH), оС;
- замеры фотоэлектрического фактора - PEF, b/e.
- высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование - ВИКИЗ (M2R1, M2R2, M2R3, M2R6, M2R9, M2RX), Омм.

Также компанией проводились специальные геофизические методы:

Спектральный гамма-каротаж – СГК (GRSL), gapi; Уран (U) , торий (ТН), калий (К);

Качество цементирования обсадных колонн и определение высоты подъема цемента оценивалось по материалам акустической цементометрии – АКЦ (CBL). Изучение геометрии ствола скважины и положения его в пространстве контролировалось проведением инклинометрии, в настоящее время проводится непрерывная запись по всему стволу, данные формируют в LAS - формат. По боковым стволам 2138б и 2207б приведен график инклинометрии. (рис. 4.2).

Геофизические исследования в углубленно-вертикальных скважинах проводился соответствующий современным требованиям комплекс ГИС:

- гамма-каротаж – ГК (GR), gapi;
- самопроизвольная поляризация – ПС (SP), мВ;
- электрометрия стандартными зондами A2M0.5N и N0.5M2A(GZ3, GZ3B), Омм;
- кавернометрия – КВ (CALI), мм;
- нейтронный каротаж НКт (RFTN, FNTL), усл.ед.;
- акустический каротаж – АК (DT,), мкс/м;
-
- плотностной каротаж – ГГКп (RHOV), г/см³;
- боковой каротаж – БК (LL3), Омм;

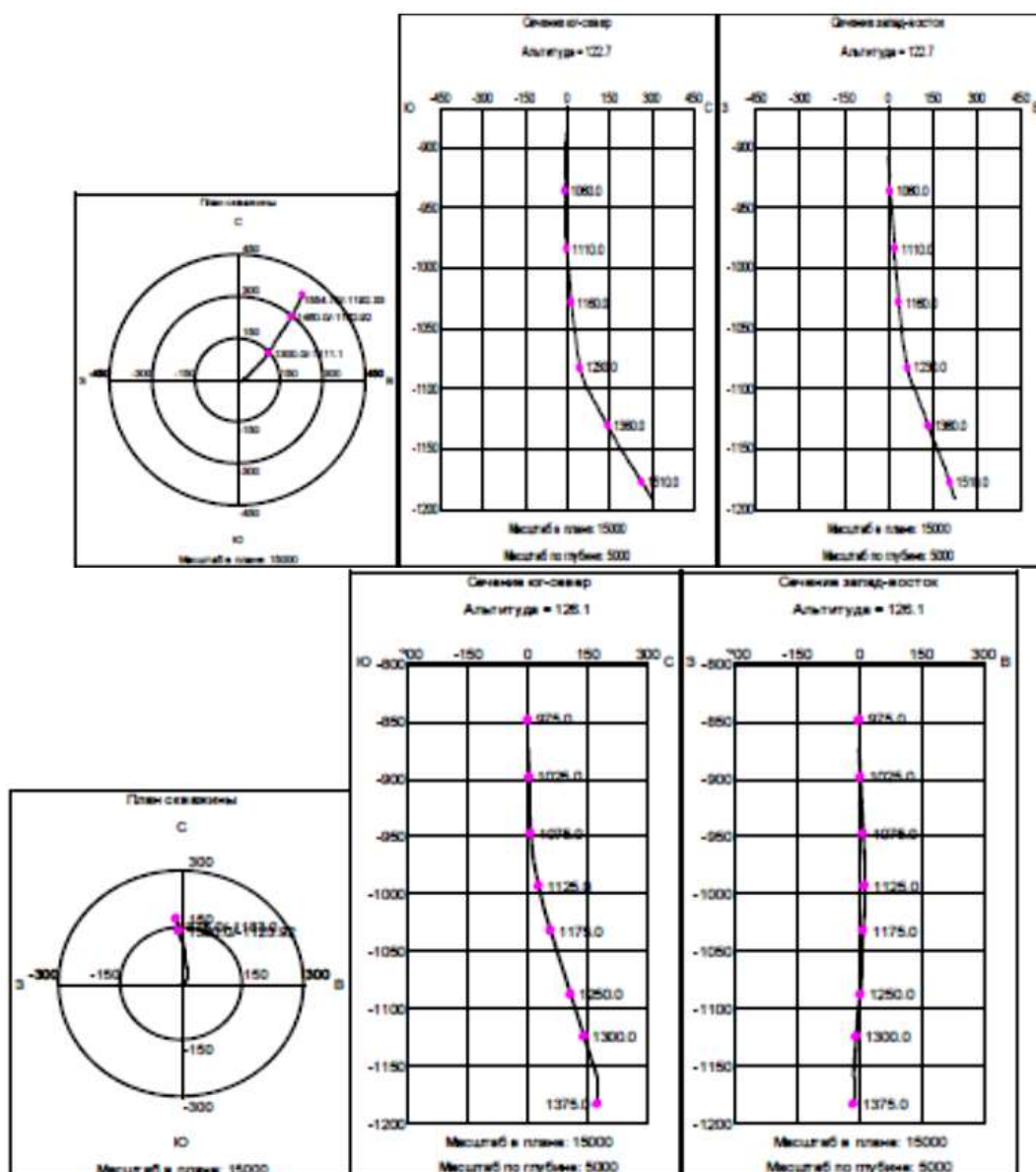


Рис. 4.2-График инклинометрии бокового ствола 21386, 22076

- каротаж сопротивления HDIL (многозондовый индукционный каротаж 6-ю зондами) -M2RX, M2R9, M2R6, M2R3, M2R2, M2R1, аналог «ВИКИЗ», Омм.
- микробоковой каротаж – МБК (MSFL), Омм;
- индукционный каротаж – ИК (ILD,ILM), Омм;
- микрозондирование – МКЗ (MNOR, MINV), Омм;

Кроме того выполнены специальные геофизические методы:

- Спектральный каротаж (SGR);
- Уран (U), торий (ТН), калий (К).
- *Геофизические исследования в наклонно-направленных скважинах*

Для равномерного уменьшения нефтеносного контура и повышения нефтеотдачи продуктивных пластов Ю-IV согласно проекта разработки

пробурены наклонно-направленные стволы (БС) скважины. Геофизические исследования проводились цифровой станцией «СОМРАСТ» и на бурильных трубах с использованием комплекса скважинных приборов «Горизонт-90-К5».

В наклонно-направленных скважинах по всему стволу проводились следующие виды каротажа: КВ, ГК, ПС, БК, Кпнк, ННКтбз, ННКтмз, БКЗ, плотностной (ГГКп), высокочастотное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ), Вектар (ИК), инклинометрия.

После спуска обсадных колонн, окончания процесса цементирования для определения высоты подъема цемента и качества цементации колонн выполнялись исследования акустической цементометрией (АКЦ).

По данным АКЦ определяемый контакт цемента с колонной и контакт цемента с породой имеет характеристики хорошего, частичного и плохого сцепления цемента с эксплуатационной колонной. Плохое или частичное сцепление цементного камня с колонной часто приводит к неоднозначности результатов опробования.

Кроме исследований в открытом стволе выполнены исследования в обсаженных скважинах с целью определения технического состояния эксплуатационной колонны и околоскважинного пространства, профиля притока и состава поступающего в ствол скважины флюида. Комплекс обычно состоял из методов естественной радиоактивности (ГК), локатора муфт (ЛМ), термометрии (ТМ), манометрии (МН), влагометрии (ВЛГ), резистивиметрии (РИ), и дополненных - механической расходомерии (РГД).

Исследования по контролю за разработкой (ГИС-к) выполняли компании: «КазПромГеофизика», ГК «Каспий».

В поисковых и разведочных скважинах месторождения Кумколь выполнены пластоиспытания объектов, перспективных по насыщению.

Структура комплекса ГИС позволяет решать основные геологические задачи в условиях песчано-глинистого разреза месторождения Кумколь:

- литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов;
- проводить качественную и количественную интерпретацию;
- определять эффективные толщины,
- оценивать фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС),
- характер насыщения,
- выделенных в разрезе пластов-коллекторов.

Скорость записи, масштабы регистрации и визуализации каротажных кривых соответствуют требованиям и технической документацией на типы приборов. Измерения параметров в скважинах выполнялись аппаратурой, прошедшей метрологический контроль и калибровку. Качество первичных данных, наличие калибровок, воспроизводимость кривых в интервалах перекрытия контрольных замеров контролировались интерпретационными группами сервисных геофизических предприятий (Таблица 4) [10].

Таблица 4 – Режимы каротажа и визуализации геофизических параметров в эксплуатационных скважинах

Метод ГИС	Тип аппаратуры	Скорость регистрации м/час	Дискретность регистрации, м	Масштаб визуализации	Единицы измерений
ПС	КСП-2, КС-3			линейный, (кратный 2.5)	мВ/см
	Э-1, К-3	<2000	0,1, 0,2		
БКЗ	К-1А-723-М			линейный	Ом м
БК				логарифмический	Ом м
ИК	Э-3, Э-6			линейный	мСм/м
ВИКИЗ	АИК-4, АИК-5	<1000	0,1, 0,2	логарифмический	Ом м
	К-1А-723-М, ВИКИЗ				
МБК	Э-2, МК-УЦ	<1000	0,1	логарифмический	Ом м
МКЗ	КЗА-723	<1000	0,1	линейный	Ом м
АК (по скорости)	СПАК-4, СПАК-6, АКВ-1, МАК-2			линейный	мкс/м
	МАК-7, МАК-9	800-1200	0,1, 0,2		
ГК	СРК-01		0,1, 0,2	линейный	мкР/час
НГК (ННК)	УРАЛ-100	250-400	0,1, 0,2	линейный	усл.ед
ГГК-П	РКС-1	280-350	0,1, 0,2	линейный	г/см ³
	СПП-2 «АГАТ»				
ДС	СКП-1, СКПД-3, ПФ-73-М	<2000	0,1, 0,2	линейный	мм
МКВ	Э-2, МК-УЦ	<1000	0,1	линейный	мм
	КЗА-723				
Инклинометрия	КИТ, МИН			зенитные азимутальные углы в функции глубины скважины	
		Исследования точечные через 25 м		(шаг – 25м)	градус

Качество материалов выполненных исследований . Выполненные промышленно-геофизические исследования в скважинах месторождения Кумколь характеризуются хорошим и удовлетворительным качеством и соответствуют требованиям «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» и технических рекомендаций к скважинным приборам, позволяют решить геологические задачи

и обеспечивают определение количественных параметров по продуктивным толщинам.

Кавернометрия. Положение номинального диаметра, равного диаметру долота, контролировалось по записи в колонне, по характерным участкам литотипов пород. Кривые КВ использовались для выделения границ пластов и эффективных толщин. Данные кавернометрии вполне отражают состояние ствола скважины.

Методы естественной радиоактивности представлены гамма-каротажем (ГК) и спектральным гамма-каротажем (ΣJ_{γ} , U, Th, K). Кривые ГК отражают литологическую характеристику разреза. Плотные породы на диаграммах ГК отмечаются низкими значениями естественной радиоактивности. Максимальные значения ГК имеют не размытые или слабо размытые глины, разделяющие горизонты. Против сильно размытых глин естественная радиоактивность снижается. Песчано-алевролитовые разности в зависимости от содержания глинистого материала и степени полимиктовости характеризуются значениями ГК, от низких (близких к плотным) до высоких – соизмеримых с глинами. Метод ГК использовался как основной при расчленении разреза на потенциальные коллекторы и вмещающие глины и для определения глинистости; метод гамма-спектрометрического каротажа применяется для исследования спектра гамма-излучений. Прибор одновременно записывает 4 кривые элементного содержания K, Th, U (калия, тория, урана) и интегральную кривую гамма-излучения - ГК. Записанные кривые хорошего качества и позволяют выделять долю массовой концентрации в породах урана, тория и калия.

Самопроизвольная поляризация ПС. Данные метода метода ПС соответствуют соотношению минерализации бурового раствора и пластовой воды (Спл.в/Спж). В скважинах, не затронутых обводнением, глины отмечаются положительными значениями потенциалов собственной поляризации, песчаники и плотные карбонатизированные пласты – отклонением кривой ПС относительно вмещающих глин в сторону отрицательных потенциалов.

Электрические и электромагнитные виды каротажа. На месторождении для определения электрического сопротивления пород проводились боковой, индукционный каротажи и боковое каротажное зондирование.

Методы БКЗ, БК, ИК использовались для определения удельного электрического сопротивления (УЭС) коллекторов, характера насыщения и коэффициента нефтегазонасыщенности. Качество диаграмм микробокового каротажа оценивалось по соответствию кривых БК, МЗ или малым зондам БКЗ и соответствию традиционной геофизической характеристике пород слагающих разрез. Качество диаграмм МБК удовлетворительное. Кривая МБК использовалась для уточнения границ пластов, эффективных толщин и выявления зоны проникновения по комплексу БК-БМК.

Анализ показаний методов сопротивления в опорном пласте выявил заметное расхождение значений, поэтому кривые электрического каротажа, а именно индукционного каротажа ИК используемые для количественной оценки насыщения коллекторов, были предварительно нормированы.

Метод нейтронного каротажа (НК). Качество диаграмм нейтронного каротажа оценивалось по соответствию записи традиционной характеристике литотипов. Качество диаграмм удовлетворительное: минимальными значениями интенсивности характеризуются глубокие каверны; максимальные показания отмечаются против плотных карбонатизированных пород и, в редких случаях, против газонасыщенных коллекторов; песчано-алевролитовые разности характеризуются промежуточными значениями.

Кривые использовались для визуального расчленения разреза на коллекторы, глины, плотные, угли. Для количественной интерпретации метод использовался в скважинах, где была кривая нейтронной пористости. Качество диаграмм нейтронного каротажа оценивалось по соответствию кривых литологической характеристике разреза, а также путем статистического анализа значений кривых в опорном пласте глины (рис. 4.3).

Плотностной и литоплотностной каротажи (ГГКП+ФЭК).

Результатирующей кривой записи плотностного каротажа является кривая плотности в единицах г/см³. Высокими значениями достаточно уверенно выделяются плотные породы с повышенным содержанием карбонатного материала, самыми низкими угли и каверны с большим диаметром. Остальная, песчано-алевролитоглинистая часть разреза занимает промежуточное положение. На фоне глини коллекторы отмечаются пониженными значениями плотности, величина которой зависит от степени уплотнения.

Замеры плотностного каротажа на месторождении имеют хорошее качество. Кривые отражают литологию разреза, за исключением мест, где наблюдалось увеличение диаметра скважин и нарушена центровка прибора. Перед обработкой был проведен статистический анализ данных ГГКп, после чего (при необходимости), кривые были нормализованы (рис. 4.4). Качество выполненной нормализации контролировалось сопоставлением с замерами плотности на образцах керна.

Записи кривых фотоэлектрического эффекта проведены в ограниченном количестве скважин. Фотоэлектрический каротаж (ФЭК) позволяет определить литологию, из-за того что фотоэлектрическое поглощение гамма-излучения зависит от атомного числа и измеренный индекс (ФЭК) напрямую зависит от состава пласта

Акустический каротаж. Качество кривой ΔT оценивалось по соответствию литологическим разностям разреза – резкому увеличению против размытых глинистых пород [11].

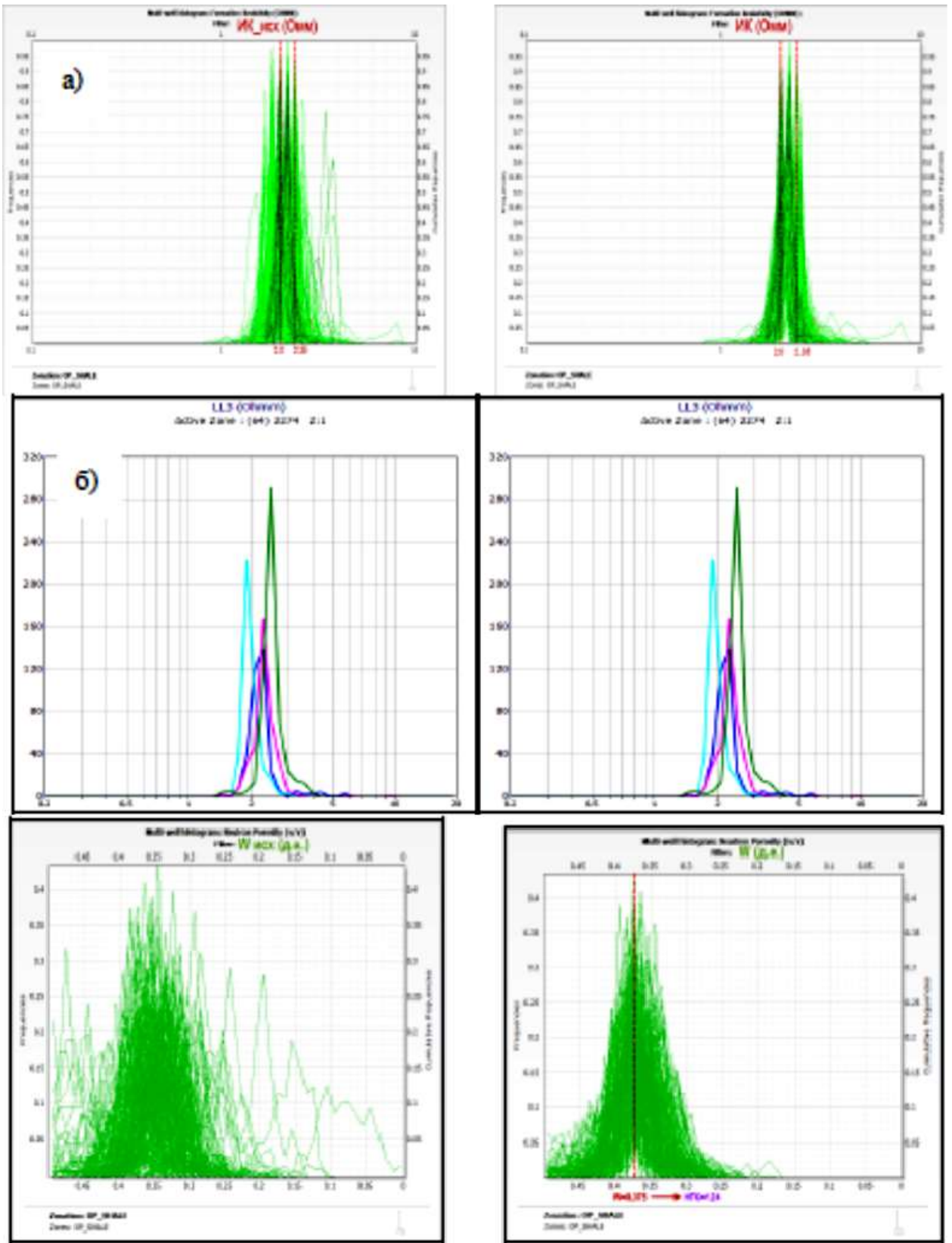


Рис. 4.3 - Оценка качества диаграмм НК и результат нормализации кривых

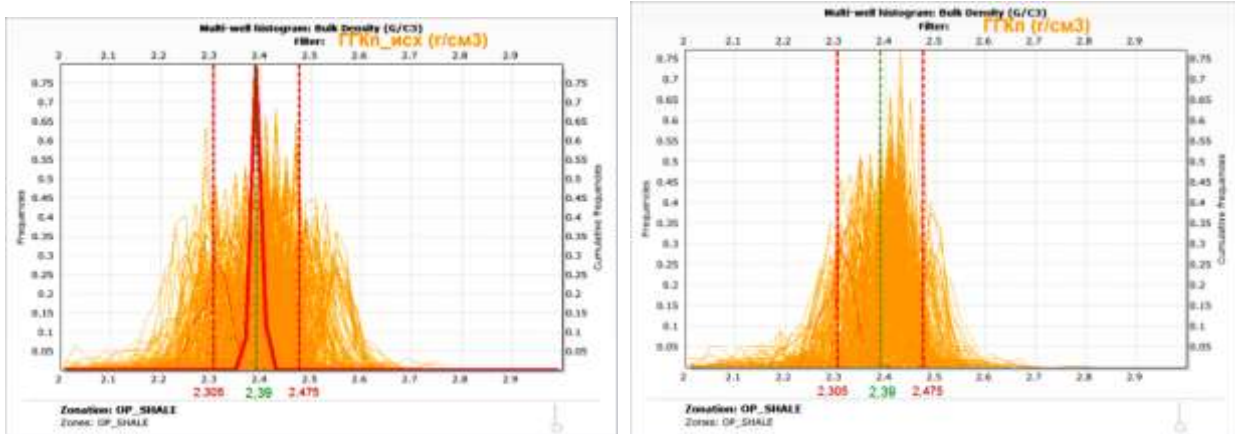


Рис. 4.4 - Оценка качества диаграмм ГГКп и результат нормализации кривых

Материалы акустического каротажа использовались для определения пористости при соответствии интервальных времён продольной волны против опорных пластов. В противном случае в ΔT вносилась соответствующая поправка (рис. 4.5).

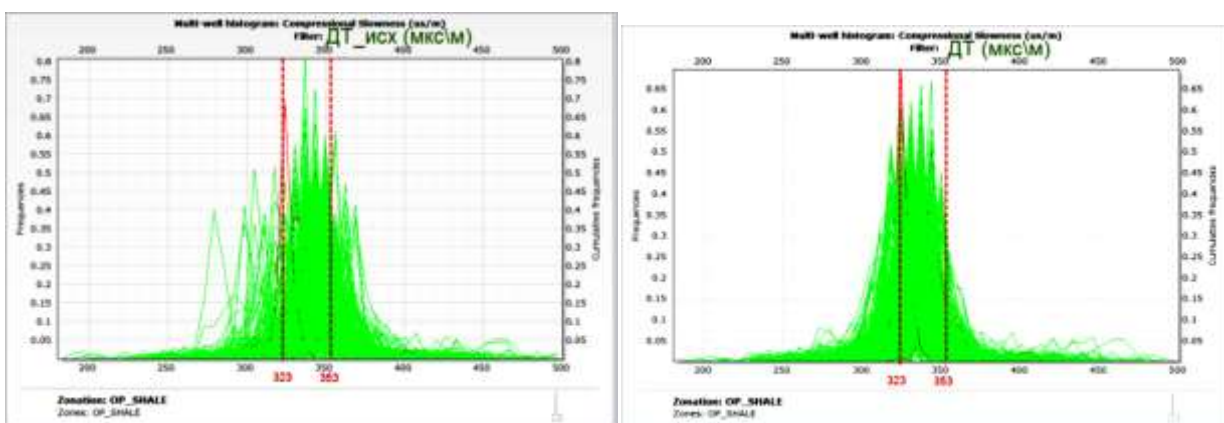


Рис. 4.5 - Оценка качества диаграмм акустического каротажа и результат нормализации кривых

Перед обработкой качество диаграмм акустического каротажа оценивалось по значению интервального времени пробега упругой волны против опорных пластов

На этапе сводной интерпретации качество каротажных кривых всего комплекса ГИС оценивалось по их взаимной корреляции, соответствию формы кривых литотипам пород, слагающих изучаемый разрез. Для количественной интерпретации качества кривых методов ИК, АК, ГГК-П, НГК по меловым и юрским отложениям уточнялось по соответствию их показаний статистически обоснованным характеристикам опорного пласта, в качестве которого используется пачка аргиллита толщиной 16,0-18,0 м, залегающая над кровлей горизонта Ю-І. Она выдержана по латерали, имеет достаточно стабильные

среднестатистические значения по всем геофизическим параметрам, средние из которых:

- электрическое сопротивление – 2,2-2,35 Омм;
- интервальное время пробега упругих волн ΔT – 338,0+8 мкс/м;
- плотность породы – 2,3-2,48 г/см³;
- интенсивность вторичного гамма излучения (НГК) – 1,24 усл. ед.

Кривые методов АК, ИК, ГГК-П, НГК для количественной интерпретации корректировались при отклонении их показаний от показаний в опорном пласте аргиллитов. Статистические характеристики опорных пластов – среднее значение и среднеквадратичное отклонение ($\pm\delta$) по методам НГК, ГГК-П, АК, ИК в опорном пласте приведены в таблице 5. Поправки в значения вышеназванных геофизических параметров вносилась при отклонении от среднего значения на величину, превышающую $\pm \delta$ [7].

Оценка качества записи методов (ГК, ГГКП, НК, АК) и соответствие литологии по палеозойским отложениям осуществлялось также по кроссплотам, путем сопоставления данных АК-НК (DT-W), ГГК-НК (ZDEN-W).

Таблица 5 - Статистические характеристики опорных пластов

Наименование	ГГКп	АК	БК	ИК	W
max	2.48	353	10.2	8.5	0.40
min	2.30	323	1.7	1.5	0.35
среднее	2.39	338	2.5	2.3	0.375
среднеквадратичное отклонение	0.09	15	1.2	1.2	0.03

На рисунках 4.6 и 4.7 в качестве примера приведены кроссплоты геофизических параметров по скважинам 2389, 3390, 4103, 4104, 4109, 5006, 5007. Так как продуктивная толща сложена, в основном, карбонатными породами, при расположении основной массы точек на кроссплотах между линиями известняка и доломита, качество кривых оценивалось как удовлетворительное. Таким образом, диаграммы времени пробега упругих волн – кривой ΔT и плотности пород ГГКП – в комплексе с другими методами применялись для определения пористости и литологии пород.

Табл.6. Выполненные методы ГИС и оценка их качества.

№	Методы	Интервалы глубин (м)	Качество материала	Примечание
1	ГК	615.0-1861.0	отличное	
2	КВ	615.0-1861.0	отличное	
3	ПС	615.0-1861.0	отличное	
4	Индукционный Каротаж Высокой Разрешающей Способности	615.0-1861.0	отличное	
5	Компенсированный Нейтронный каротаж	615.0-1861.0	отличное	
6	Литолого-плотностной каротаж	615.0-1861.0	отличное	
7	Цифровой АК	615.0-1861.0	отличное	
8	Гамма-Спектрометрия	615.0-1861.0	отличное	

Все виды ГИС в той или иной мере зависят от характера промывочной жидкости, используемой в процессе бурения. В качестве промывочной жидкости при бурении применяется буровой раствор, либо вода. Разрушенная горная порода при бурении и циркуляции в ней промывочной жидкости и ее взаимодействие со стенками скважины создает достаточно сложную реальную среду, в которой выполняются геофизические исследования и которая оказывает непосредственное влияние на результаты ГИС.

К ним в первую очередь относятся:

- глинизация стенок скважины и образование против проницаемых пластов глинистых корок;
- проникновение фильтрата в проницаемые пласты с образованием на стенках скважины против таких пластов глинистых корок;
- изменение диаметра скважины вследствие образования каверн, сужение ствола и др.

При обнажении поверхности проницаемой породы при бурении мельчайшие ее поры заполняются глинистым раствором, твердые коллоидные частицы которого образуют пленку. Через образовавшуюся таким образом пленку фильтруется вода (фильтрат раствора), а глинистые частицы, отлагаясь на поверхности пленки, образуют корку.

При воздействии на стенки скважины глинистого раствора в наиболее общем случае наблюдается отклонение фактического диаметра скважины от номинального. Глинистые породы на контакте с буровым раствором, как правило, набухают, размываются и выносятся буровым раствором. В результате чего диаметр скважины в таких интервалах может значительно увеличиться, а на

контакте глины с раствором образуется небольшой глубины зона набухшей либо растрескавшейся чешуйками глины.

Глубина проникновения фильтрата бурового раствора зависит от проницаемости и пористости глинистой корки, от разности между гидростатическим и пластовым давлениями, а также от времени, прошедшего после вскрытия пласта (времени фильтрации). Наибольшая глубина проникновения характерна для хорошо проницаемых пород, имеющих высокие значения коэффициентов фильтрации.

Техника и методика геофизических работ определялась геологическими задачами и технологией проводки скважин и выполнена согласно действующей "Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах".

В основном, в скважинах применялся типовой комплекс ГИС, принятый на период бурения. Проводимый комплекс ГИС в исследуемых скважинах, которые были пробурены в разные годы, дополнялся новыми методами.

Комплекс ГИС включал в себя общие и детальные исследования (рис 4.8).

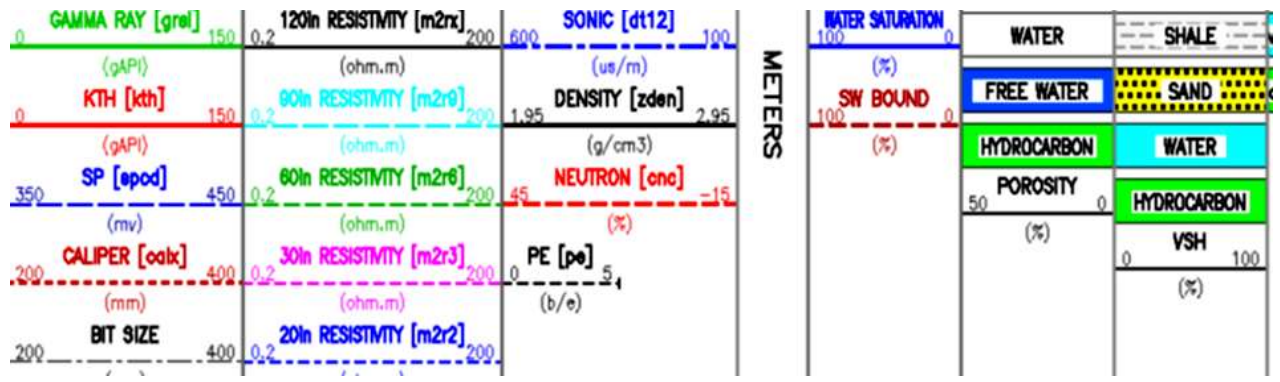
В таблице 7 приведен комплекс геофизических исследований, проводившихся в скважинах изучаемого месторождения [13].

Таблица 7 - Комплекс геофизических исследований

№	Метод	Регистрируемый параметр	Применяемая аппаратура, технические характеристики	Решаемые задачи
1	ГК	$I\gamma$, gAPI	Макс. температура (°C): 177 Макс. давление (МПа): 20137.9 Длина (м): 2.228 Вес (кг): 64.4 Макс. диаметр скважины (мм): 558.8 Диаметр инструмента (мм): 92.1 мм Макс. скорость каротажа (м/мин): 9 Диапазон измерения: 0.4 - 3.5 МэВ	а) Определение литолого-стратиграфических разрезов; б) Оценка глинизации пород; в) Определение глинистости; г) Количественная оценка естественного гамма-излучения;
2	КВ	d_c , мм	Серия: 4209 ХА Диаметр (мм): 107.9 Макс. давление (МПа): 137.9 Макс. температура (°C): 204	а) Расчет поправочных коэффициентов, учитывающих влияние скважины на результаты ГИС и используемых при количественной интерпретации практически всех методов и видов ГИС; б) Уточнение положения геологических границ в разрезе;

3	ПС	$U_{\text{сп}}, \text{ мВ}$	Увеличенная разрешающая способность по вертикали (мм): 457 Диаметр (мм): 92.1 Макс. давление (МПа): 137.9 Макс. температура (°C): 204	Литологическое расчленение разрезов в комплексе с методами сопротивления, выявление коллекторов и водоупоров
4	ВИКИ 3	$\sigma_k, \Omega \cdot \text{м}$	Количество катушек приемника: 7 Диапазон частот (кГц): 10-150 Кривые на стандартной глубине исследования (дюйм.) 10,20,30,60,90,120 Разрешающая способность по вертикали: истинное разрешение или согласованные данные по разрешению в 1 фут, 2 фута или 4 фута. Диаметр (мм): 92 Макс. допустимое давление (МПа): 137.9	Групповые приемники позволяют проводить исследование на 6 глубинах от 10 до 120 дюймов, для определения истинного удельного сопротивления (Rt) и профиля зоны проникновения. Данные прибора HDIL пригодны для использования в новейших техниках обработки, как например, инверсия, профиль удельных сопротивлений и метод падающих пластов;
5	КНК	$Pu\%, \text{ имп/сек}$	Тип источника: AmRe Диапазон измерений, известняк. Pu -3 - 70 Разрешающая способность по вертикали, (мм): 28; Диаметр (мм): 92.1 Макс.давление (МПа): 137.9 Макс.температура (°C): 204	а) Литостратиграфическое расчленение разрезов; б) Предварительное выделение контактов пластовых флюидов (ВНК, ГВК, ГНК) в однородных коллекторах и прогноз фазового состояния углеводородов в пластовых условиях;
6	ГГПК	$\rho, \text{ г/см}^3$	Серии: 2222EA/МА 2228EA/МА Диапазон измерений (г/см^3): 1.3 -3.0 Разрешающая способность по вертикали: 19 дюйм; Диаметр 4.88 дюйм; Макс.давление (Пси): 20,000 Макс.температура (°F) : 350 Кривые на стандартной глубине исследования (дюйм): 8	В сочетании с другими методами каротажа, как например, компенсированный нейтронный каротаж и газокаротаж с применением спектроскопического способа, значения P_e и объемных плотностей, полученных методом компенсированного литоплотностного каротажа, помогают достоверно определить пористость пласта и состав пород, минералы в пласте, газоносные зоны, свойства флюида
7	АК	$\Delta t, \text{ мкс/м}$	Вертикаль (мм): 152 Диаметр (мм): 92.1 Макс. давление Мпа: 137.9 Макс.температура (°C): 204	а) Литологическое расчленение разреза; б) Определение коэффициента пористости коллекторов; в) Выявление трещин в карбонатных породах;

8	Гамма - спектр ометрия	I γ , gAPI	<p>Стандартные концентрации К, U, Th в скважине: Калий, 0 - 20% Уран, 0 - 300 м.д. Торий, 0 - 300 м.д.</p> <p>Максимальное измеримое количество Гамма-излучение: 2500 API</p> <p>Уран: 250 м.д. Калий: 100 % Торий: 700 м.д. Погрешность ГК: $\pm 3\%$ от измеренного значения К, U и Th: $\pm 4\%$ от измеренного значения</p>	<p>а) Литологическое расчленение разреза;</p> <p>б) Определение ФЕС пластов;</p> <p>в) Корреляция разрезов скважин. (Привязка по глубине)</p>
---	------------------------	-------------------	---	---



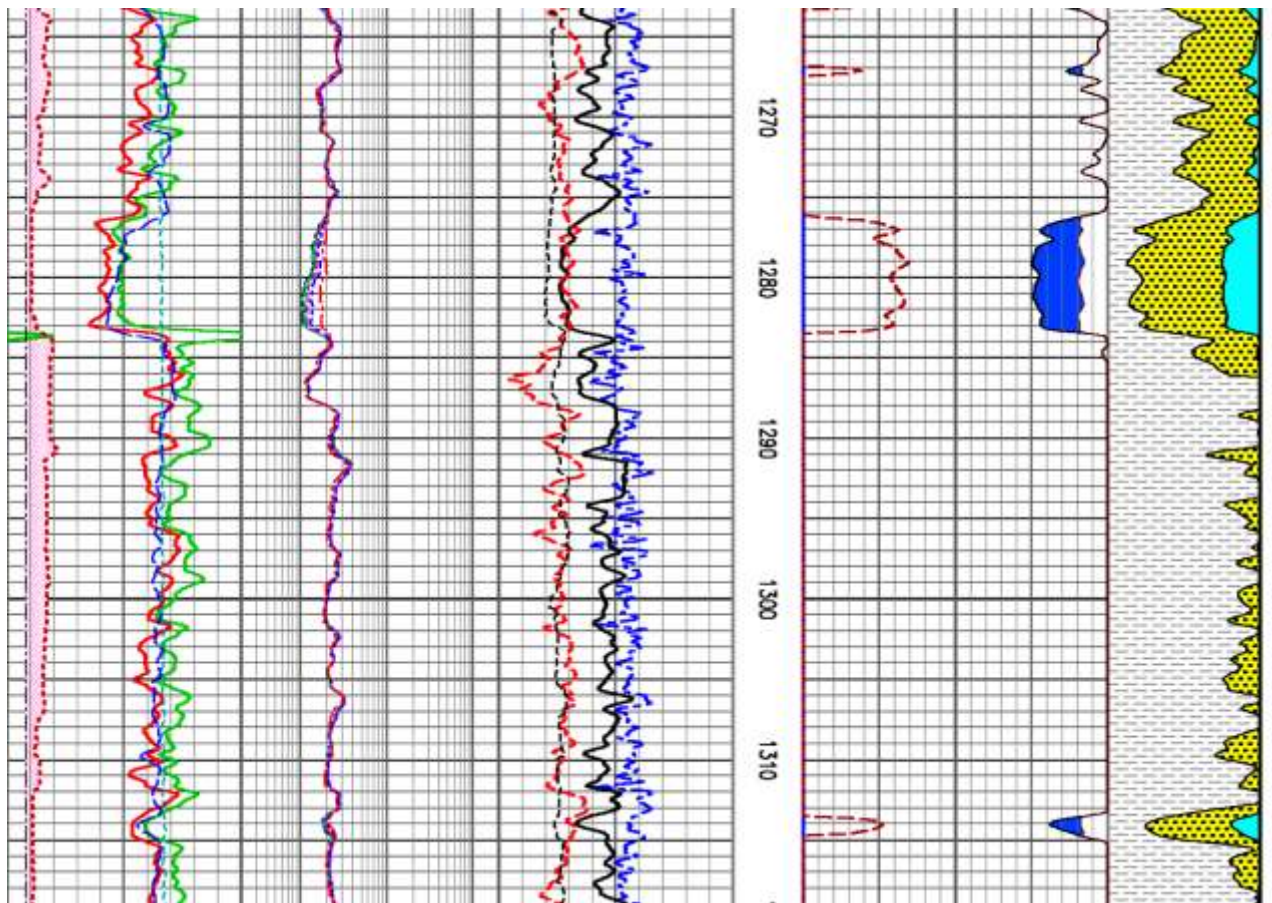


Рисунок 4.8 – Геофизическая характеристика по скважине В Фрагмент, интервала 1270-1310.

4.2 Методика интерпретации каротажных диаграмм при выделении продуктивных горизонтов и оценке свойств коллекторов

4.2.1 Метод цифровой обработки и интерпретации данных ГИС

По результатам ГИС месторождений Кумколь и Кзылкия проведены качественная и количественная интерпретация данных ГИС с использованием геологических данных месторождения. Обработка проведена в программах «SAND» и «DFALS», используемых при обработке песчано-глинистых разрезов и в программах CRA/DFALS для определения сложного литологического свойства пласта.

Корреляция глубин

Все кривые по глубинам строго соответствуют друг другу. При корреляции их глубин используется кривая ГК.

Поправка за окружающую среду

Поправка за диаметр ствола скважины вводится, если текущее значение диаметра скважины отличается на более 2,5 дюйма от номинального диаметра, также за разницу сопротивлений фильтра раствора и плотного флюида.

Таблица 8 Параметры раствора

Тип раствора Кзылкия	Плотность раствора	Вязкость раствора	Уд. Сопр./ температура	Температура в забое
Бентонит	1.12г/см ³	47.0 S	1.47Ω·m/18.0°C	69.8°C

Тип раствора Кумколь	Плотность раствора	Вязкость раствора	Уд. Сопр./ температура	Температура в забое
БЕНТОНИТ	1.13g/cm ³	51 s	0.912 Ω·m/ 11.8°C	57.5 °C

Расчет глинистости

Глинистость определяется по уравнению:

$$V_{sh} = \frac{2^{GCUG \times \Delta GR} - 1}{2^{GCUG} - 1}$$

где $\Delta GR = \frac{GR - GR_{mn}}{GR_{mx} - GR_{mn}}$
 $GCUG = 2$

GR – Текущее значение ГК в API

GR_{mx} – Максимальное значение ГК в API

GR_{mn} – Минимальное значение ГК в API

Глинистость вычисляется по методу ПС и кроссплотов «нейтронно-плотностного» метода, если корректно определить глинистость по ГК не представляется возможным (имеет место высокое содержание урана и ортоклаза, повышает естественную радиоактивность пород.)

для 522.0-730.0m: GRmn=45; GRmx=100

для 730.0-774.0m: CNmn=15; CNmx=45

для 774.0-1120.0m: GRmn=60; GRmx=105

для 1122.0-1160.0m: GRmn=40; GRmx=110

для 1160.0-1230.0m: GRmn=45; GRmx=100

для 1230.0-1310.0m: GRmn=40; GRmx=115

для 1310.0-1333.0m: GRmn=60; GRmx=135

CNmx — максимальное значение CN в интервале (ру);

CNmn — минимальное значение CN в интервале (ру).

DND — Значение плотности в песчаниках

DNDS — Значение плотности в глинах

Вычисление пористости

По данным Литолого-Плотностного Каротажа, Нейтронного и Акустического каротажа методом построения кроссплотов определены общая пористость, эффективная пористость. С целью более точного определения содержания углеводородов в процессе расчета используется метод итерации и эффективная пористость вычисляется при условии, когда плотность флюида приравнена единице ($\rho_f = 1$) Если глинистость превышает граничное значение или равно ему, в значение эффективной пористости вносится поправка:

$$POR = \frac{DEN - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} - V_{sh} \times \frac{\rho_{sh} - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$$

где, POR – эффективная пористость, DEN – значение плотностного каротажа

ρ_{sh} – значение глинистости по плотностному методу

V_{sh} – глинистость

ρ_f – плотность флюида

ρ_{ma} – плотность матрицы

Параметры литологии по месторождению Кумколь указаны в табл.9.

Таблица 9. Параметры скелета пород и параметры флюид

м-е Кумколь

скелет пород	$\Delta t_{ma} (\mu s / m)$	$\rho_{ma} (g / cm^3)$	$\phi_{Nma} (\%)$
Песчаник	168 - 186	2,65 - 2,68	-1 - -5
Глина	270 - 400	2,35 - 2,6	30 - 45
Кальцит	153	2,71	0

Доломит	143	2,87	2,0
Пресная вода	620	1	100
Соленая вода	590	1,05	100

м-е Кзылкия

скелет пород	$\Delta t_{ma} (\mu s / m)$	$\rho_{ma} (g / cm^3)$	$\phi_{Nma} (\%)$
Песчаник	168 - 182	2,65 - 2,68	-1 - -5
Глина	270 - 400	2,35 - 2,6	30 - 45
Кальцит	153	2,71	0
Доломит	143	2,87	2,0
Пресная вода	620	1	100
Соленая вода	590	1,05	100

Вычисление насыщения

Насыщение вычисляется по формуле Арчи:

$$SW = \left(\frac{a \times R_w}{RT \times POR^m} \right)^{(1/n)}$$

где POR – эффективная пористость

RT – сопротивление пласта

Rw – сопротивление пластовой воды

a – формационный фактор

m – структурный показатель степени цементации пород

n – показатель смачиваемости

для 522.0 – 790.0m: a=1, m=2, n=2; Rw=2 ohmm

для 790.0 – 1123.0m: a=1, m=2, n=2; Rw=1 ohmm

для 1123.0 – 1231.0m: a=1, m=1.678, n=1.89; Rw=2 ohmm

для 1231.0 – 1336.0m: a=1, m=1.678, n=1.89; Rw=2 ohmm

Связанная вода

Песчано-глинистые продуктивные коллектора отмечаются высоким содержанием глин; определение содержания связанной воды является важным звеном при определении и оценке объема свободной воды в коллекторах.

$$S_{wb} = \left[a - \lg \left(\frac{POR}{V_{sh}} - b \right) \right] \times \frac{100}{c}$$

где, POR – эффективная пористость;

Vsh – коэффициент глинистости;

a, b, c – литологические константы;

Swb – объем связанной воды

Выделение пласт-коллекторов

При выделении коллекторов и литологии разреза скважины использованы данные обязательного стандартного комплекса ГИС: методы ГК, ПС, дополнительно использованы кроссплоты «нейтронно-плотностного» метода.

Граничные значения пористости и проницаемости при выделении продуктивных коллекторов:

Мел : Нижний предел пористости >19.5%

Минимальная толщина прослоя > 0.4m

Юра: Нижний предел пористости >17.0%

Минимальная толщина прослоя > 0.4m

Определение характера насыщения

Из-за высокого содержания глинистости и присутствия связанной воды в коллекторах сопротивление продуктивных пластов местами не отличается от сопротивления глин.

Газоносные коллекторы характеризуются аномально низкой пористостью по методу нейтронного каротажа: т.е. пористости по методам акустического каротажа и плотностного каротажа опережают пористость по методу нейтронного каротажа, что позволяет достаточно четко отличить газоносные пласты от нефтеносных.

Критерии определения характера насыщения:

Нефтеносные пласты – нефтенасыщение $\geq 40\%$ ($S_w \leq 60\%$), $S_w = S_{wb}$;

Водоносные пласты - нефтенасыщение $< 40\%$ ($S_w > 60\%$), $S_w > S_{wb}$.

Выводы и рекомендации

В таблице 10-11 представлены результаты обработки данных ГИС, в таблице 12-13 интервалы, рекомендованные к испытанию в колонне [9].

Таблица 10 Геолого-геофизическая характеристика пласт– коллекторов м-е Кзылкия

№	Интервал (м)	Мощность (м)		Эффективная пористость (%)	Нефтенасыщение (%)	Глинистость	Вывод по интерпретации
		Общая мощность (м)	Эффективная мощность (м)	POR (%)	S ₀ (%)	SH (%)	
1	1770.8 – 1771.5	0.7	0.7	12.2	44.4	29.0	Слабое нефтенасыщение
2	1773.2 – 1774.9	1.7	1.7	16.3	45.9	11.3	Нефть
3	1776.3 – 1780.7	4.4	4.4	12.6	41.6	20.8	Нефть
4	1783.2 – 1784.3	1.1	1.1	10.6	40.5	35.1	Слабое нефтенасыщение
5	1786.0 – 1787.5	1.5	1.5	15.8	43.2	27.0	Нефть

6	1803.5 – 1804.7	1.2	1.2	14.1	40.0	28.4	Нефть
7	1813.1 – 1816.5	3.4	3.4	19.8	42.1	21.0	Нефть
8	1817.1 – 1822.3	5.2	5.2	20.4	31.3	25.7	Нефть и вода

В результате обработки материалов ГИС выделено 8 пластов-коллекторов общей мощности 19.2м. Пласты № 2,3,5,6,7 мощность 12.2м – нефтенасыщены. Пласты № 1,4 мощность 1.8м – слабое нефтенасыщение. Пласт № 8 мощность 5.2м – нефть и вода.

Пласт № 1 характеризуется слабой нефтенасыщенностью вследствие низкой пористости. Пласт залегает в Меловом горизонте (М-II). Коэффициент пористости составляет 12.2%. Коэффициент нефтенасыщения составляет 44.4%. Пласт рекомендуется испытать.

Пласты № 2,3 характеризуются как нефть с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Пласты залегают в Меловом горизонте (М-II). Коэффициент пористости составляет 16.3% и 12.6%, коэффициент нефтенасыщения составляет 45.9% и 41.6%. Пласты рекомендуется испытать.

Таблица 11 Геолого-геофизическая характеристика пласт– коллекторов

№	Интервал (м)	Мощность (м)		Эффективная пористость (%) POR (%)	Нефтенасыщенность (%) S ₀ (%)	Глинистость SH (%)	Вывод по интерпретации
		Общая мощность (м)	Эффективная мощность (м)				
1	1125,5–1126.3	0.8	0.8	20.2	0.0	9.3	Вода
2	1127,6.2 – 1128.2	0.6	0.6	18.2	0.0	15.2	Вода
3	1131.7 – 1137.7	6.0	6.0	24.3	0.0	9.8	Вода
4	1164.4 – 1166.8	2.4	2.4	18.2	0.3	17.5	Вода
5	1170.9 – 1171.5	0.6	0.6	18.7	0.0	18.0	Вода
6	1174.9 – 1176.7	1.8	1.8	23.6	0.0	14.7	Вода

7	1181.6 – 1186.9	5.3	5.3	24.0	0.0	13.1	Вода
8	1188.7 – 1191.6	2.9	2.9	23.4	0.0	14.6	Вода
9	1209.0 – 1212.8	3.8	3.8	21.9	0.0	11.8	Вода
1 0	1214.3 – 1214.8	0.5	0.5	17.8	0.0	17.5	Вода
1 1	1216.3 – 1225.5	9.2	9.2	20.8	0.0	15.8	Вода
1 2	1226.5 – 1229.1	2.6	2.6	20.9	0.0	15.5	Вода
1 3	1270.6 – 1274.0	3.4	3.4	24.1	70.0	11.8	Нефть
1 4	1274.0 – 1277.4	3.4	3.4	26.4	10.0	8.7	Остаточная нефть
1 5	1283.5 – 1287.3	3.8	3.8	20.2	37.0	17.9	Вода и нефть
1 6	1291.0 – 1292.5	1.5	1.5	19.8	40.0	20.5	Нефть и вода
1 7	1294.1 – 1298.5	4.4	4.4	19.3	35.0	23.4	Нефть и вода
1 8	1305.6 – 1306.2	0.6	0.6	15.0	20.0	29.4	Сухой
1 9	1319.2 – 1321.5	2.3	2.3	16.7	30.0	21.1	Вода и нефть
2 0	1326.4 – 1329.4	3.0	3.0	23.4	0.0	17.2	Вода
2 1	1333.0 – 1334.2	1.2	1.2	15.0	0.0	31.4	Вода

В результате обработки материалов ГИС на месторождении Кумколь выделено 21 пласт-коллекторов общей мощности 60.1м. Пласты № 1-12, 20, 21 мощность 40.7м - водоносные коллекторы. Пласт № 13 мощность 3.4м - продуктивен, насыщен углеводородами. Пласт № 14 мощность 3.4м - остаточная нефть. Пласты № 15,19 мощность 6.1м - вода и нефть. Пласты № 16, 17 мощность 5.9м – нефть и вода. Пласт № 18 мощность 0.6м – сухой пласт-коллектор. По данным кривых нейтронного и плотностного каротажа можно сделать выводы, что кровельная часть пласта № 13 содержит газ.

В таблице № 12 указаны интервалы, рекомендованные к испытанию в колонне.

Таблица 12 Интервалы рекомендуемые к испытанию в колонне
м-е Кзылкия

Горизонт	№	Интервал (м)	Мощность (м)		Эффективная пористость	Нефтенасыщение	Глинистость	Вывод по интерпретации	№ испытания	Цель исследований
			Общая мощность (м)	Эффективная мощность (м)						
М-П	1	1770.8 – 1771.5	0.7	0.7	12.2	44.4	29.0	Слабое нефтена сыщение	3	Испытатель с целью получения притока углеводородов
	2	1773.2 – 1774.9	1.7	1.7	16.3	45.9	11.3	Нефть		
	3	1776.3 – 1780.7	4.4	4.4	12.6	41.6	20.8	Нефть		
Юра	4	1783.2 – 1784.3	1.1	1.1	10.6	40.5	35.1	Слабое нефтена сыщение	2	
	5	1786.0 – 1787.5	1.5	1.5	15.8	43.2	27.0	Нефть		
	6	1803.5 – 1804.7	1.2	1.2	14.1	40.0	28.4	Нефть		
	7	1813.1 – 1816.5	3.4	3.4	19.8	42.1	21.0	Нефть	1	

Таблица 13 Интервалы рекомендуемые к испытанию в колонне
м-е Кумколь

Горизонт	№	Интервал (м)	Мощность (м)	Эффек	Нефтен	Глини	Выводы по		
----------	---	--------------	--------------	-------	--------	-------	-----------	--	--

					тивн ая пористость (%)	сыщ ение (%)	стос ть (%)	интерпр етации	Исп ытан ие №	Цель испыт аная
			Общ ая мощ ность	Эфф ек тивн ая мощ ность	POR (%)	So (%)	VSH (%)			
J3km	13	1270.6 – 1274.0	3.4	3.4	24.1	70.0	11.8	Нефть	2	Испытать с целью получени я притока углеводо родов
	15	1283.5 – 1287.3	3.8	3.8	20.2	37.0	17.9	Вода и нефть	1	Испытать на утрочнен ие обводнен ности
	16	1291.0 – 1292.5	1.5	1.5	19.8	40.0	20.5	Нефть и вода		
	17	1294.1 – 1298.5	4.4	4.4	19.3	35.0	23.4	Нефть и вода		

5. Результаты исследований

5.1 Выделение и оценка коллекторов месторождения Кумколь по данным ГИС

Проведена предварительная обработка каротажных кривых, которая включает расположение данных, выпуск, загрузка, перемещение глубины и тщательная обработка. Стандартизация значения каротажа выполняется значением каротажа пористости. Сравнение каротажных данных разницы времени акустической волны показывает, что литология глинистого пласта на кровельной части Юры стабильная, значение акустического каротажа в данном пласте в пределах 340-350us/m; сопротивление около 2-2.3 омм. Учитывая, что данный пласт как опорный пласт и основываясь на качестве стандарта акустического каротажа, процесс стандартизации кривой акустической волны начинается с погрешностей на 10 us/m. (рис 5.1-5.2)

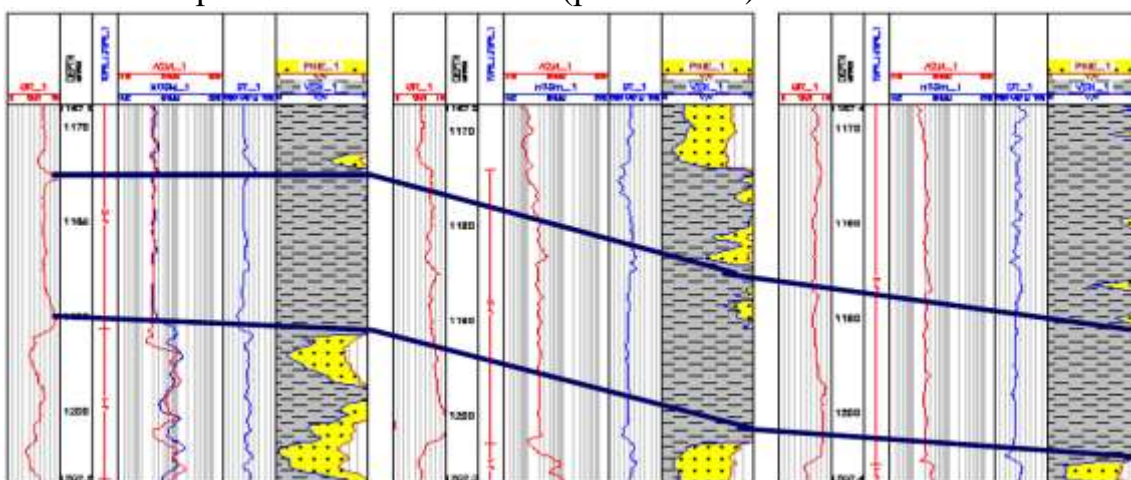


Рис.5.1 Глинистый маркирующий пласт Юрского горизонта J-0

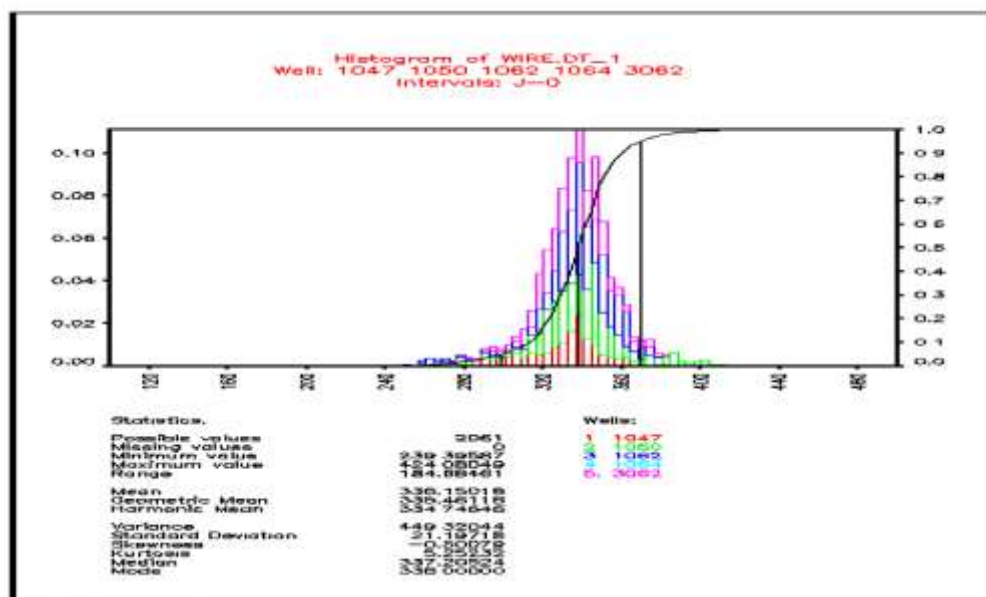


Рис.5.2 Стандартизация каротажных кривых

Выделение коллекторов

Структурное положение м-р Кумколь простое. Нефтегазоносные залежи данного месторождения залегают в Меловых и Юрских системах на краю опускающегося прогиба. Пробуриваемые напластования включают отложения Четвертичного, Третичного, Мелового и Юрского периода. Нефтегазоносные пласты расположены в Меловом М-1, М-11, Юрском J-1, J-11, J-111 и J-IV. В кровельной части пласта М-1 покрывает глинистый сланец как оболочка купола. Также наблюдается толстый слой глины в кровельной части пласта J-1. Широко распространенная региональная оболочка купола является типичным опорным пластом. Пласты Мелового и Юрского периода представлены угловатым контактом несогласия. Литология пласта содержит 2 коллектора (М-1 и М-11) и состоит из песчаника, глинистого песчаника, алевролита и глины. (Рис.5.3).

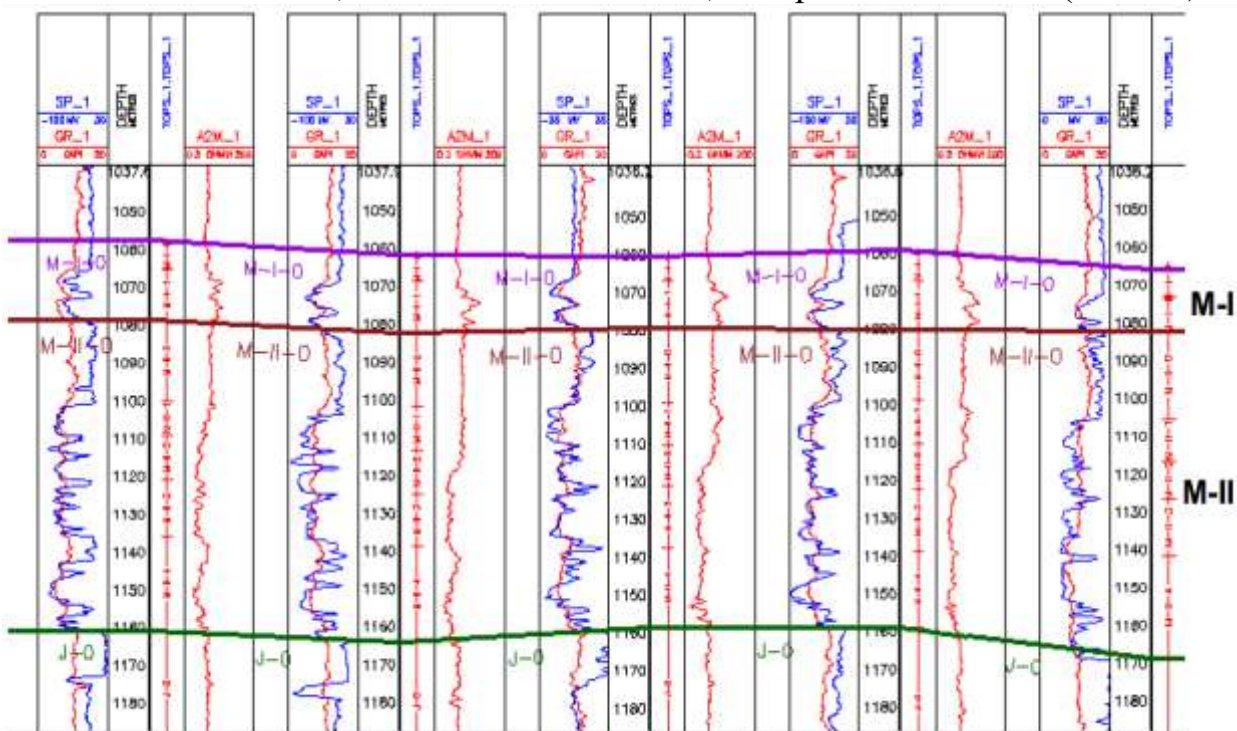


Рисунок 5.3-Корреляция продуктивных горизонтов. М-е Кумколь

Литология коллектора М-1 содержит песчаник и глинистый сланец. Включает 2 песчаных тел, М-1-0 и М-1-1, которые широко распространены; мощность песчаных пластов преодолевает значительные изменения. Песчаный пласт М-1-0 с прослойками глинистых полос. Но песчаник в некоторых скважинах становится чистым без прослоек глин. В профиле кривые ПС и ГК в интервале представленным песчаником показывают низкое значение, но в глинистых интервалах с высоким значением, разница относительная. Подошвенная часть песчаного интервала является подошвенной границей коллектора М-1-1. (Рис.5.4) [11].

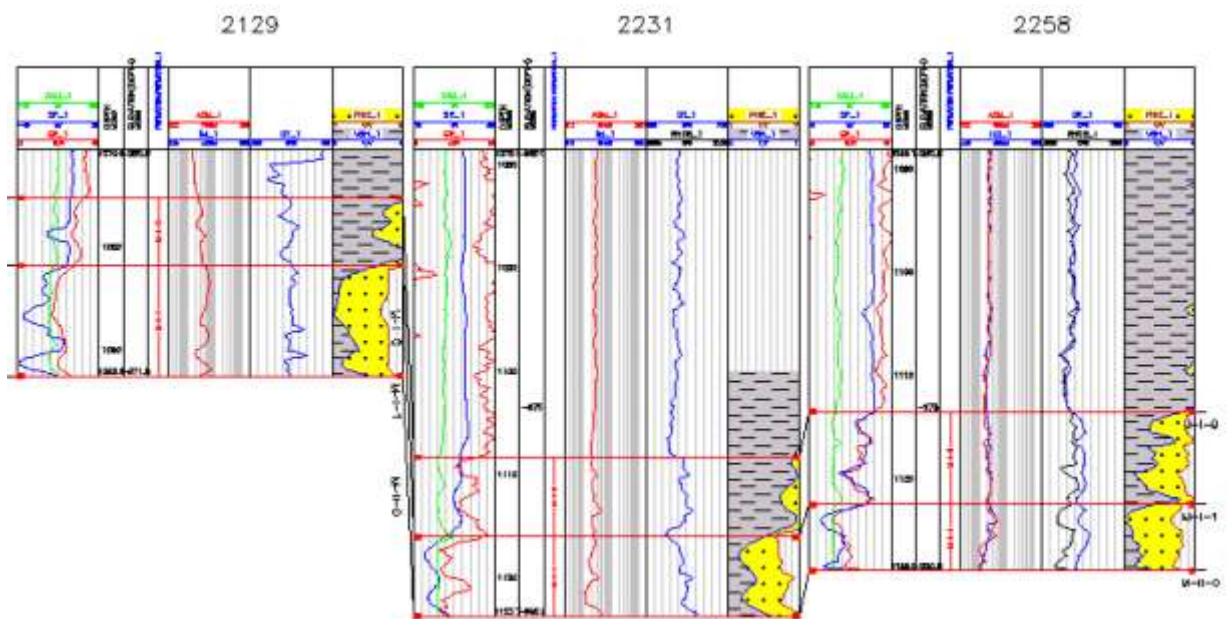


Рисунок 5.4- Литологическое расчленение коллектора М-1.
М-е Кумколь

Коллекторы М-11 широко распределены в данном регионе, литология представлена песчаником, глинистый песчаник с прослойками глин. В коллекторах наблюдается незначительные циклы которые разделяются в М-11-0, М-11-1, М-11-2, М-11-3, М-11-4 (Рис.5.5)

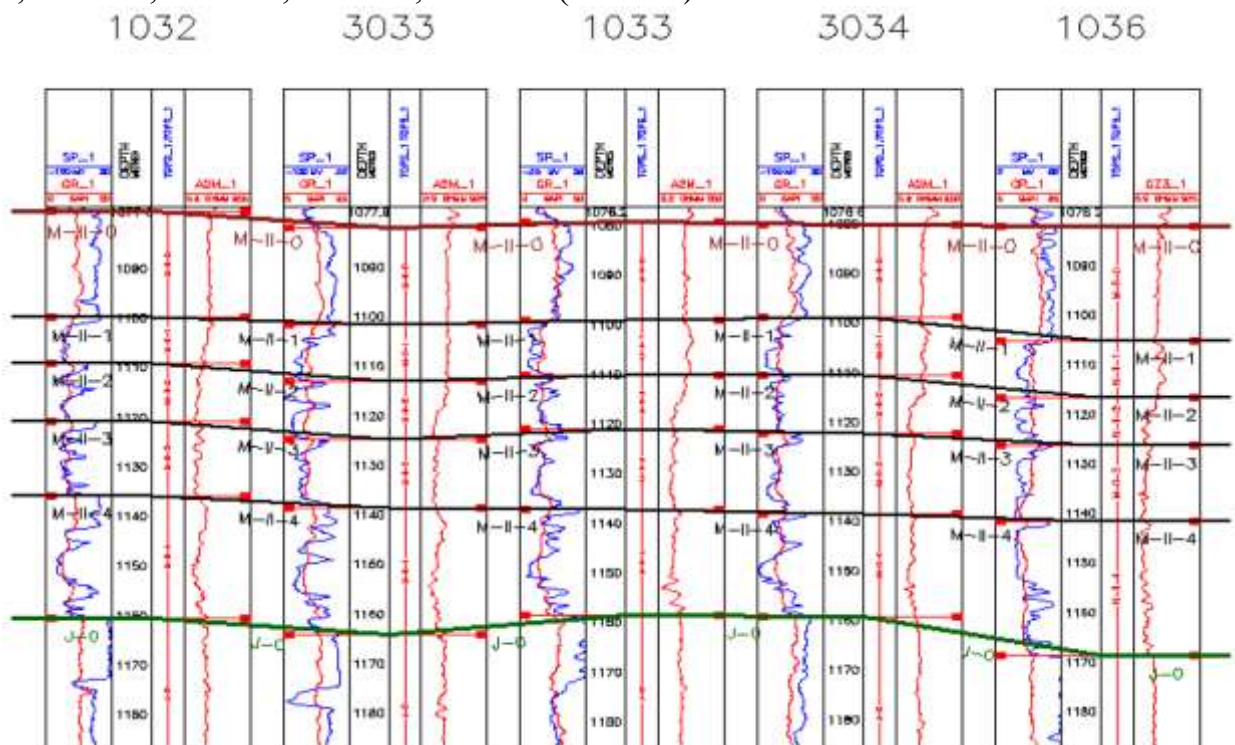


Рисунок 5.5- Литологическое расчленение коллектора М-11
М-е Кумколь

Многие из них водоносные пласты и только в определенном количестве в высокой части данного блока определены нефтеносные залежи. Пласт М-11-0 представлен глинами с прослойками песчаников. Литология М-11-1-М-11-4

содержание глинистости низкое. Полосы Мелового периода в подошвенной части М-11 определяются как подошвенной границей некоторых скважин, расположенных на середине месторождения.

Литологическое расчленение разреза коллекторов . Установление наличия литологии коллекторов сформирован на основе характеристик каротажной кривой, кроссплот по плотности, нейтрону, кривой акустической волны и региональных геологических данных. Рис.5.6 указывает на кроссплоты по нейтронно-плотностному методу, нейтронному и по акустической волне Мелового и Юрского интервала скв.2291 и 2260 [12].

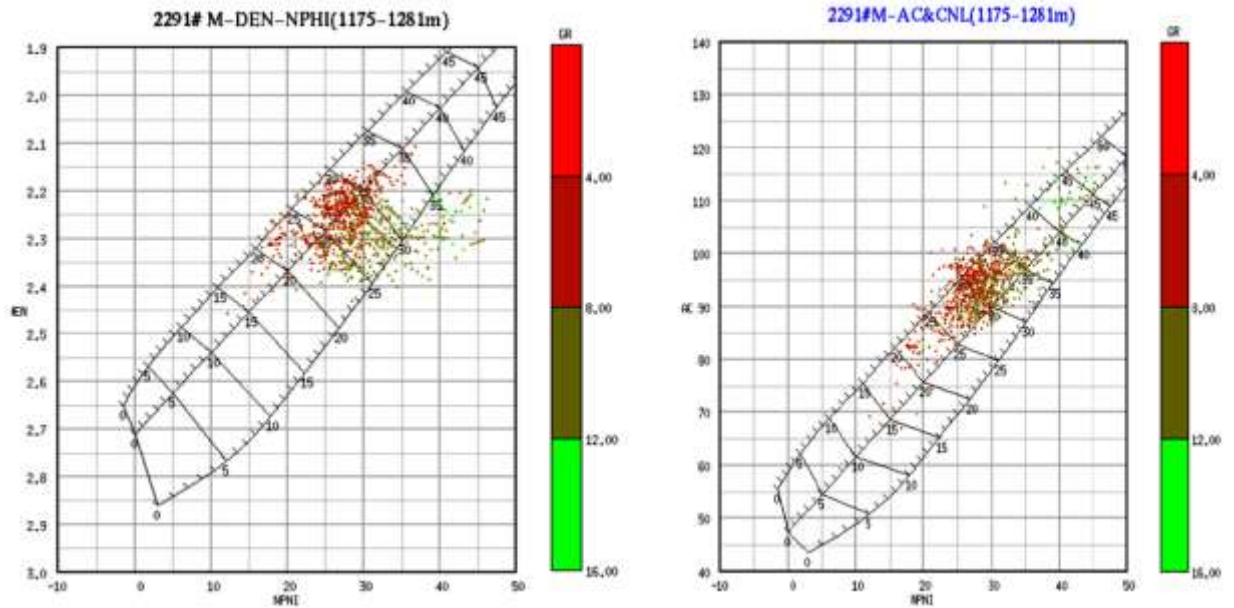


Рис.5.6 Кроссплот по данным

нейтронно-плотностного метода
Мелового горизонта, СКВ.2291
акустическо-нейтронного метода
Мелового горизонта, СКВ.2291

Данные представляют, что концентрируемая площадь кроссплота CNL-DT расположены у профиля песчаника, что согласуется с литологией региона. Но так или иначе, концентрируемая площадь в кроссплоте CNL-DEN, кружки сближены на профиле известняка, что вызвано высоким значением плотного каротажа в связи с наличием тяжелых минералов и глин именно в том интервале, что был использован в палетке. Скважина 1028, возле южной части м-р Кумколь. В интервале, где был отобран керн, 1246-1257.4м нет никаких каротажных кривых. При сравнении с соседней скважиной 2091. Интервал 1246-1250м определяется как пласт J-1 и интервал 1250-1264м как пласт J-11. Согласно характеристикам каротажной кривой, анализ кроссплота и керновый анализ, литология коллектора состоит из шпатового песчаника с незначительным количеством карбоната кальция и сидерита. Рис. 5.7 является результатом анализа всех минералов в данной скважине, Рис. 5.8-5.10 указывает на результат анализа глинистых минералов, которые представлены иллитами, каолинитами, хлоритами и смектитами/иллитами.

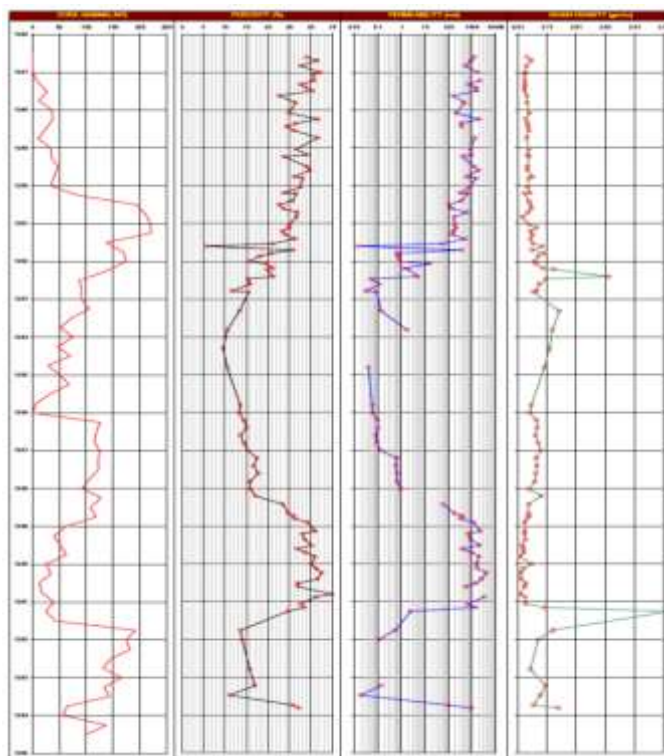


Рис.5.7 Кривые ГК, керновой пористости, керновой проницаемости, плотность зерен керна, J-11, J-111, СКВ.1028

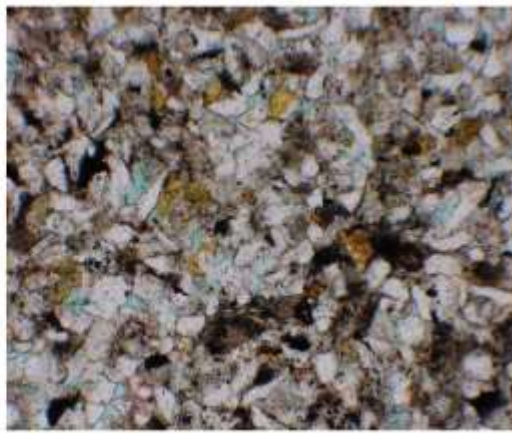
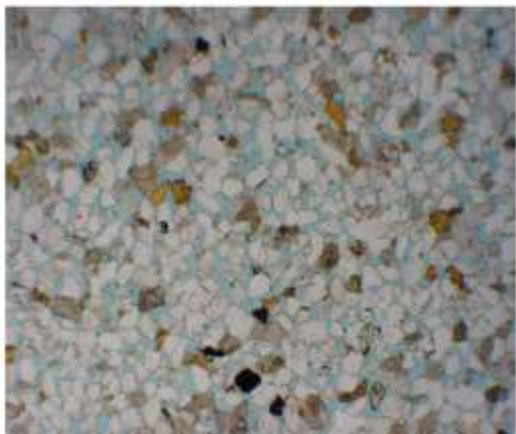


Рис.5.8

СКВ 1028, J-11, гл.1247м

Анализ пачки (песчаник, круглые полу-
круглые зерна, хорошее разъединение)

, СКВ 1028, J-111, гл.1257м

Анализ пачки (алевролит, круглые полу-
круглые зерна, среднее разъединение)

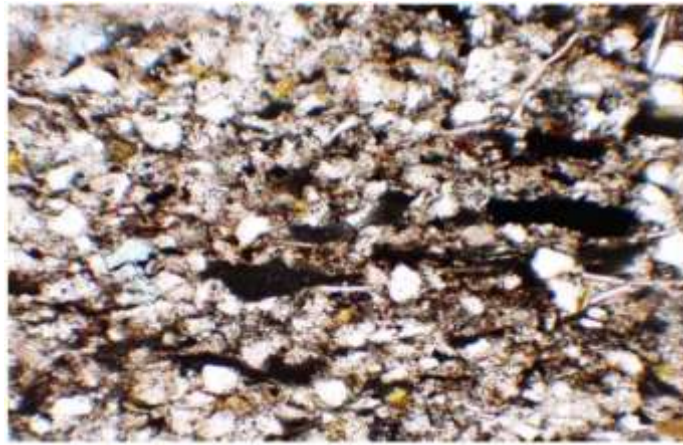


Рис.5.9, СКВ 1028, J-111, гл.1263м. Анализ пачки (глинистый песчаник, алевролит круглые полу-круглые зерна, хорошее разьединение)

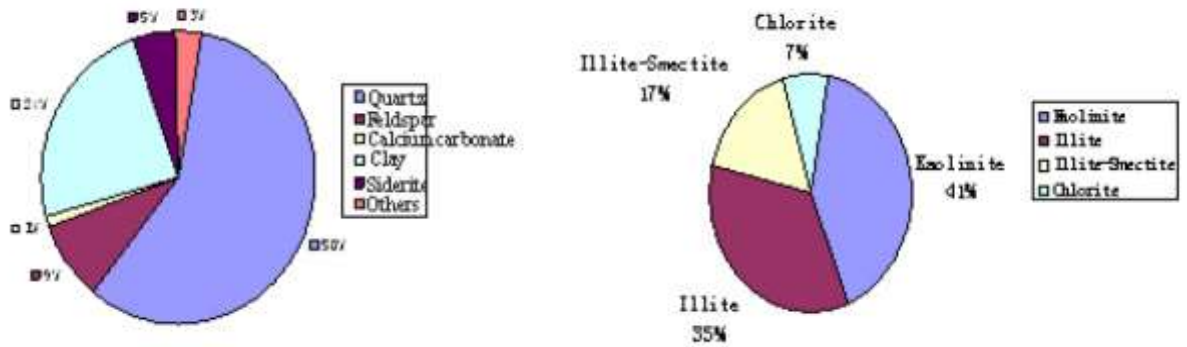


Рис.5.10

Анализ всех минералов СКВ.1028

Анализ глинистых минералов
СКВ.1028

В рис. 5.11 представляет каротажные кривые Мелового М-1 периода скв.3071. Представлено, что коллектор состоит из песчаника и алевролита. Электрические свойства очевидны; кривая ПС представляет негативную аномалию при растворе на основе пресной воды, диаметр ствола скважины одинаковый с диаметром бурового долота.

Значение естественного ГК низкое, время пробега акустической волны средне-высокое значение, значение нейтрона высокое. С увеличением содержания глин ПС в негативной аномалии понижается, ГК повышается, диаметр скважины – расширенный, значение акустической волны высокое, нейтрон – низкий.

Рис. 5.12 представляет каротажные кривые Мелового М-11 периода скв.3071, что указывает, что коллектор состоит из песчаника и глинистого алевролита. Литология представлена прослойками глин, диаметр скважины регулярен соответствует диаметру долота; значение ГК низкое; время пробега акустической волны – высокое, нейтрон средне-высокий около 2.1.

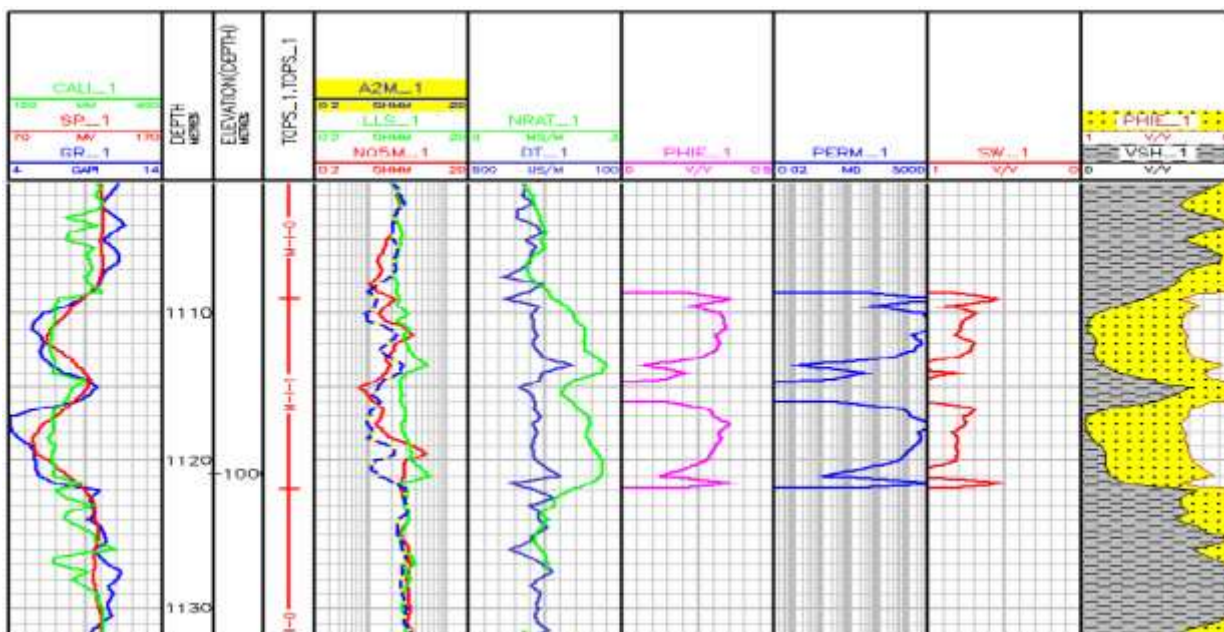


Рис.5.11 Характеристика кривых в Меловом горизонте М-1, СКВ.3071

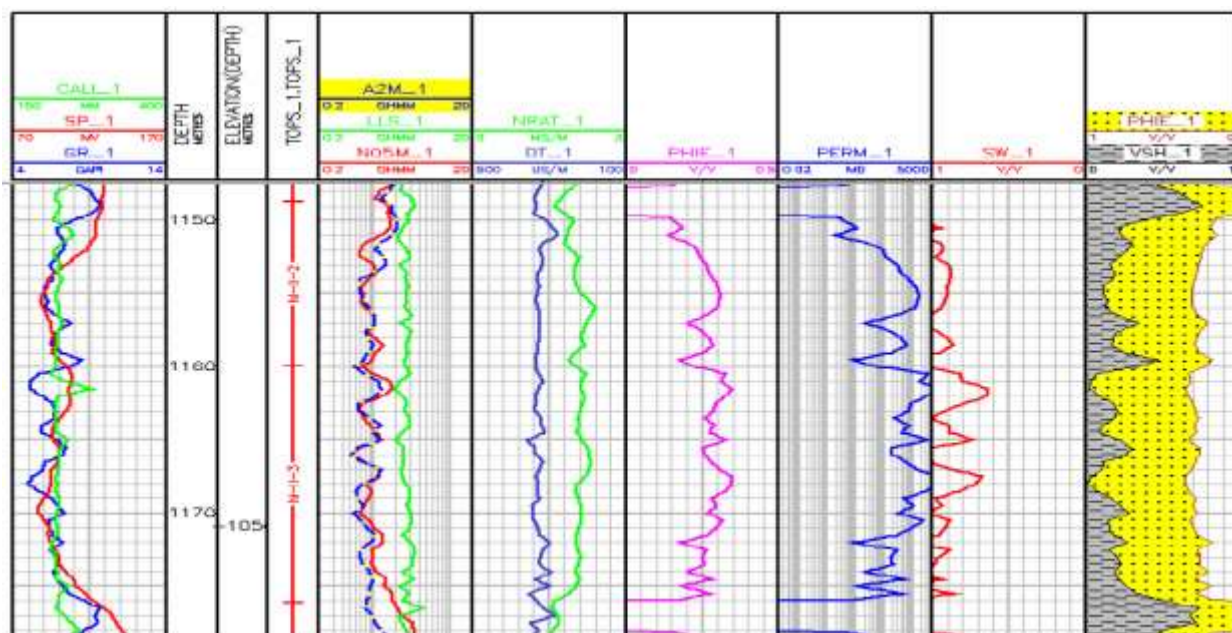


Рис.5.12 Характеристика кривых в Меловом горизонте М-11, СКВ.3071

Фильтрационно-емкостные свойства коллектора.

Вычисленная пористость коллекторов выполнялся по нейтронному, плотностному и акустическому каротажу. Калибровка керна выполнила отбор со скважины Кумколь 1004 на юге Кумколя. Учитывая время пробега волны в 174 us/m, разница типа флюида в среднем 610us/m. Пористость коллектора вычисленная формулой Вилли соответствует керовому анализу (Рис.5.13).

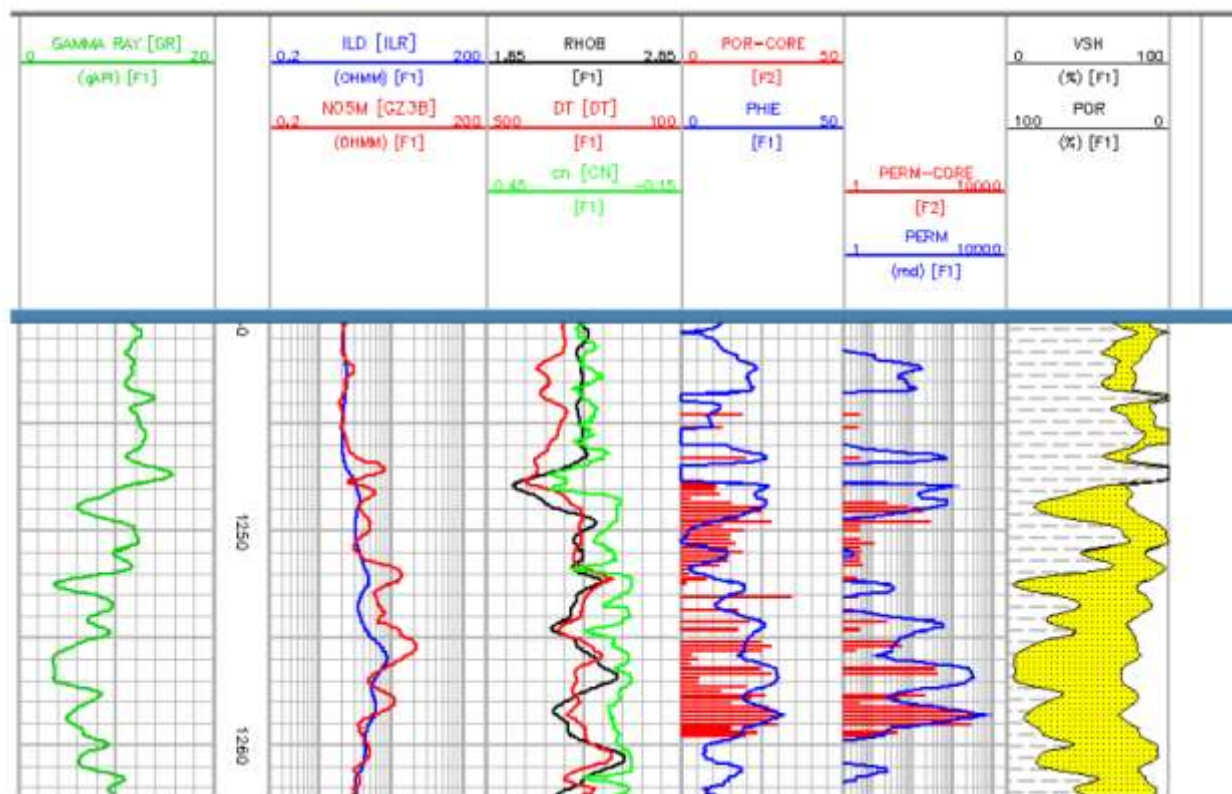


Рис.5.13 Пористость и проницаемость по данным кернового анализа и фактически вычисленная пористость и проницаемость по данным каротажных кривых Юрском горизонте СКВ.1004

Вычисленная пористость скважин, где выполнялся нейтронный и плотностной каротаж соответствует акустическому каротажу (Рис.5.14).

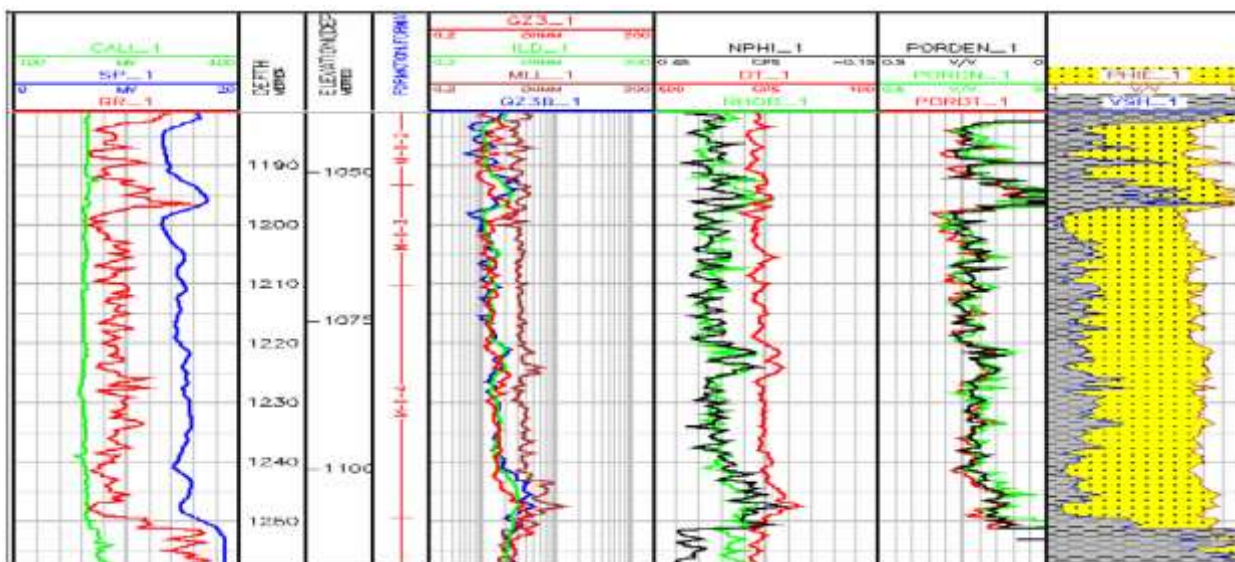


Рис.5.14 Сопоставление кривых нейтронного, плотностного, акустического каротажа СКВ.2260

Пласт J-0 в стабильном осадконакоплении, время пробега акустической волны 340-350 us/m. Таким образом, данный пласт может быть использован как опорный пласт для стандартизации значения каротажа. Статистический результат вычисленной пористости, проницаемости и других параметров коллектора в каждой скважине представлен в табл. 14.

Рис.5.15 указывает на распределения пористости и проницаемости коллектора М-1, что указывает на пористость в пределах 20-34.5 р.и со средним значением 26.7 р.и. проницаемость 2.2-745 md. В среднем 604.6 md. В рис. 3.4.3-24 представлено распределение пористости и проницаемости коллектора М-11. Пористость указанная в рис. в пределах 19.5-33.4 р.и. Средняя пористость 27 р.и. Проницаемость 6-6036 md, в среднем 650.4md. Кроссплот по соотношению проницаемости, пористости и содержания глин. (Рис.5.16-5.18) Данный кроссплот выполнен на основе каротажной кривой и данных кернового анализа скв.1004 [9].

Соотношение пористости и проницаемости

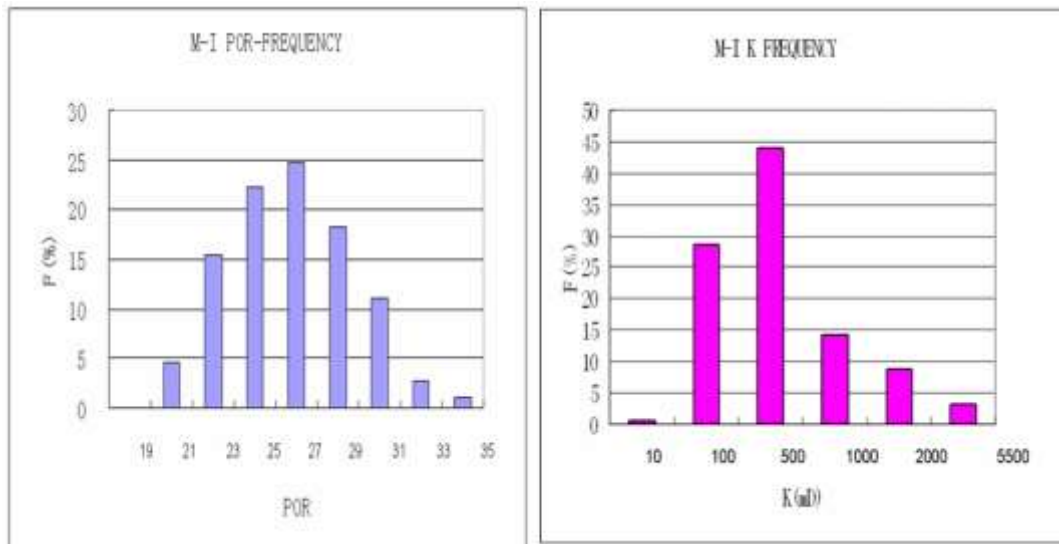


Рис.5.15 Статистический график по распределению пористости и проницаемости коллектора М-1

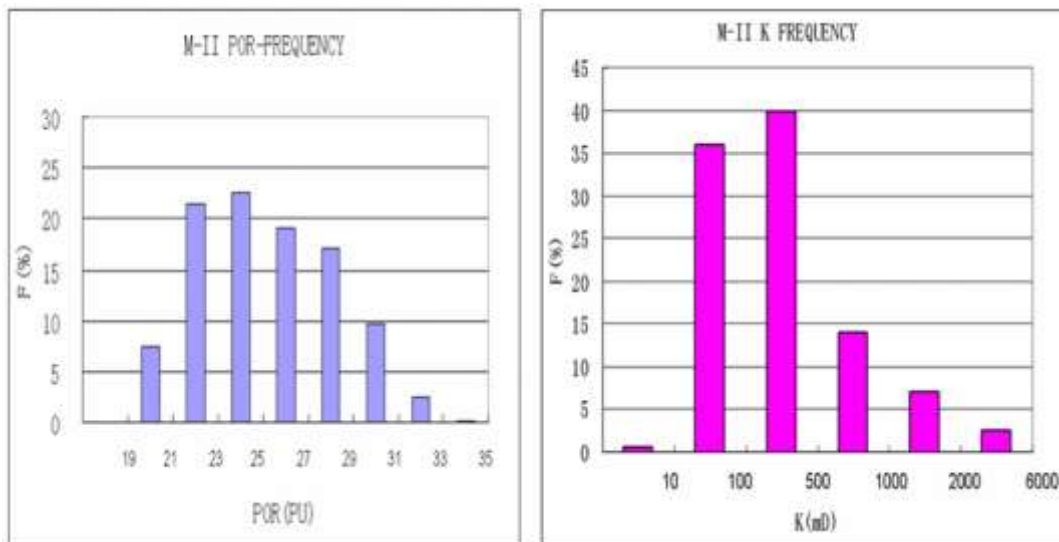


Рис.5.16-распределение пористости и проницаемости коллектора М-11

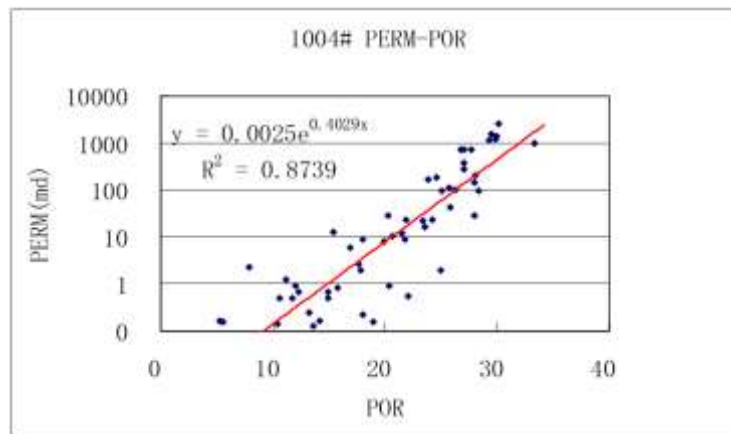


Рис.5.17- Кроссплот по соотношению проницаемости и пористости по данным ядра, СКВ.1004

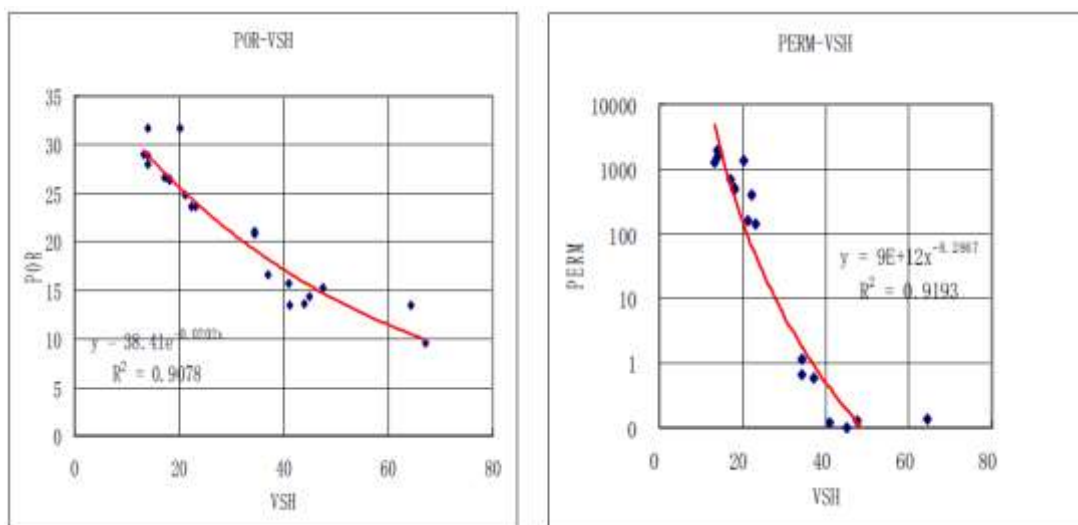


Рис.5.18 Кроссплот

по соотношению пористости и содержания
глин по данным керна
по соотношению проницаемости и
содержания глин по данным керна

Таблица 14 Статистические значения глинистости, пористости, проницаемости, водонасыщения коллекторов 236 скважин

Коллектор	Глинистость	Пористость	Проницаемость	Водонасыщение
Weighted average of the reservoir	VSH	POR	PERM (mD)	SW
M-I	0.15	0.267	604.65	0.39
M-II	0.17	0.27	650.43	0.45
J-I	0.17	0.248	563.81	0.33
J-II	0.14	0.253	716.64	0.28
J-III	0.14	0.246	432.18	0.28

Характеристики коротажных кривых в нефтеносных коллекторах

На рисунке 5.18 показаны характеристики нефтеносных пластов в Меловых отложениях. Сопротивление выше чем в глинистых пластах; профиль проникновения представляет понижающийся характер проникновения, уд.эл.сопротивл.по глубокому БК выше, икросферический – ниже. Рис.5.19 представляет характеристики водоносных и нефте-водоносных пластов в Юрском периоде. Значение кривой сопротивления в нефтеводоносном пласте с кровельной по подошвенной части понижается указывая характер проникновения сопротивления.

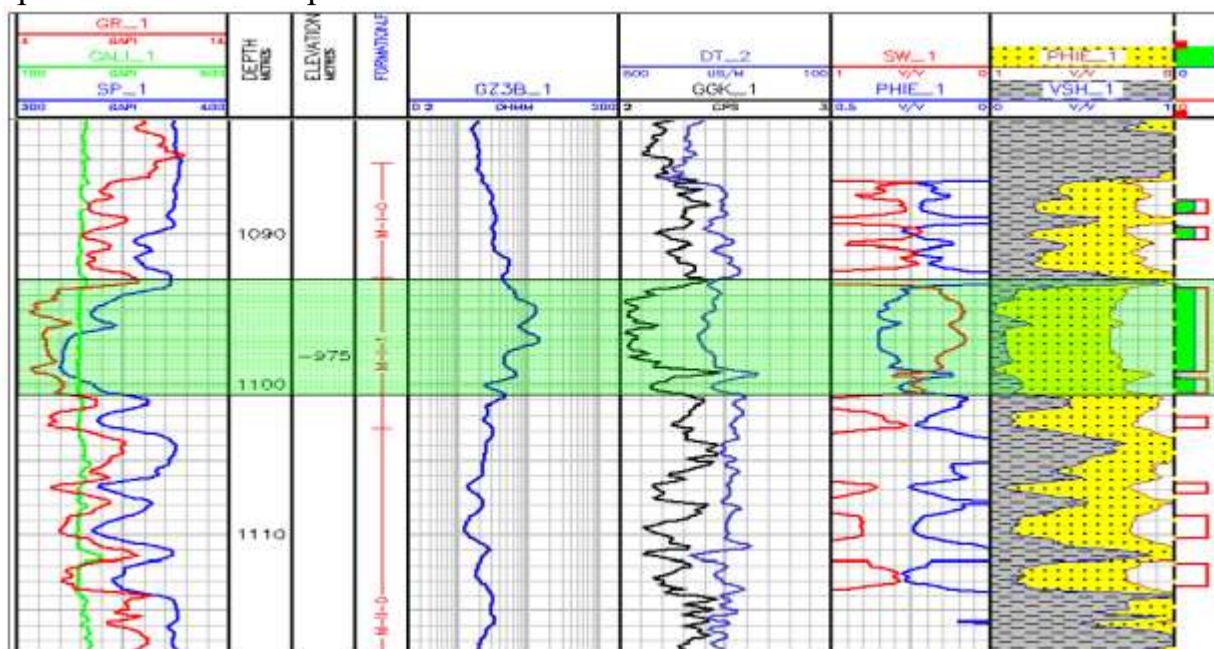


Рис.5.18 Значение кривых в нефтеносных коллекторах Мелового Горизонта, СКВ.1070

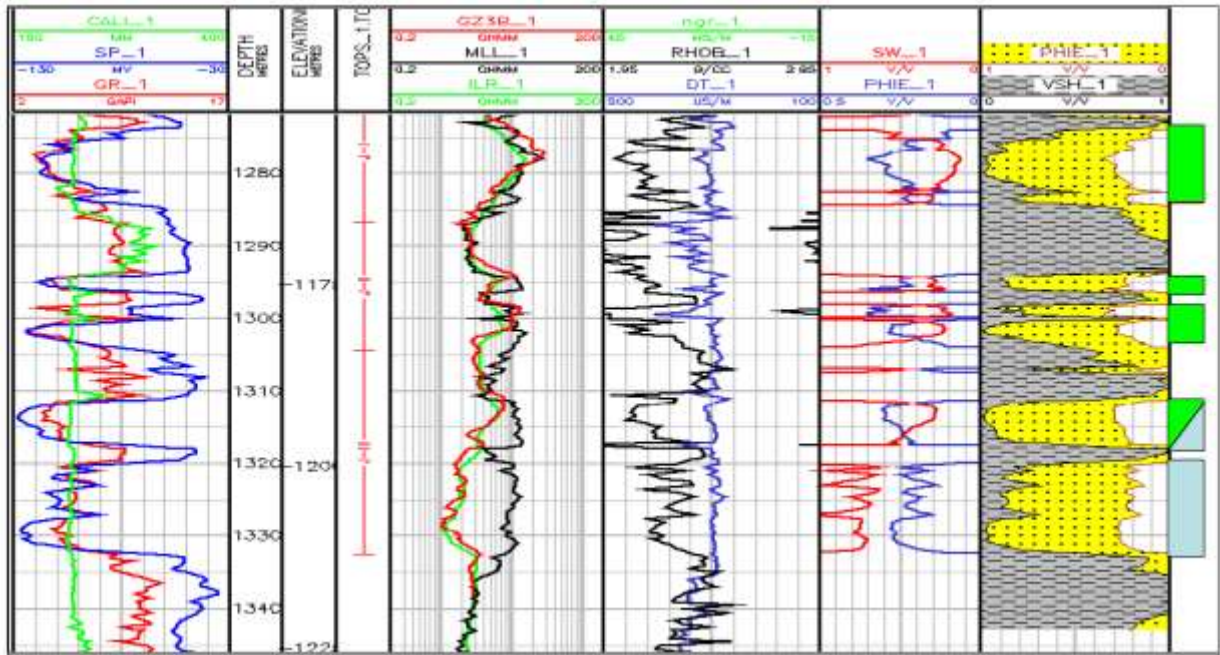


Рис.5.19 Значение кривых в нефтеносных, нефте-водоносных и водоносных коллекторах Мелового Горизонта

Рис.5.20 представляет характеристики типичных водоносных пластов Мелового периода. Кривая ПС указывает на водонасыщенность, значение уд.эл.сопрот.в пределах 0.7-2 ом, ниже близлежащих пластов, указывая на повышающее проникновение. Значение уд.эл.сопрот.по глубокому БК самое низкое, по мелкому БК показывает высокое значение.

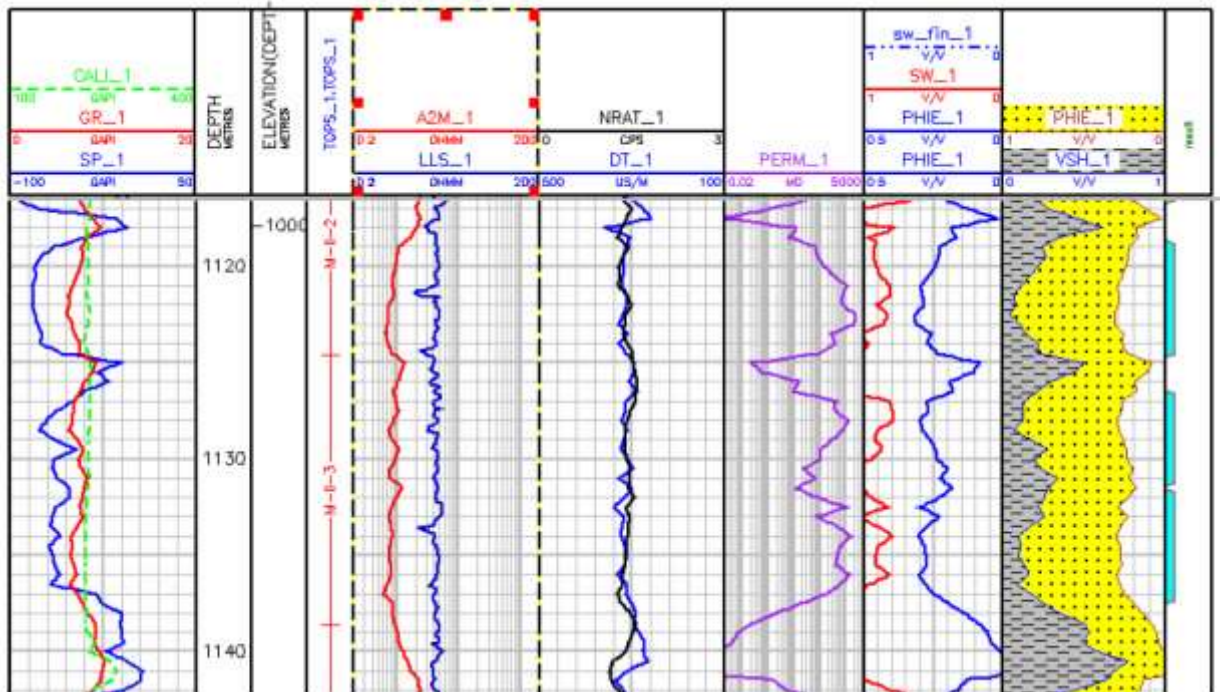


Рис.5.20 Значение кривых в водоносных коллекторах Мелового Горизонта

Основные характеристики сухих пропластков данного блока: низкая пористость, ГК высокая, аномалия электрического потенциала сужается. Сухие пропластки характеризуются низкой проницаемостью, высоким содержанием глин и низкой эффективной пористостью. Рис.5.21 показывает, что интервал 1249-1252м в подошвенной части Мелового периода скв.2137 является уплотненным сухим пропластком, низкая ГК,сопр.высокое, пористость низкая. показывает, что интервал 1249-1252 в подошвенной части Мелового периода скв.2137 является уплотненным сухим пропластком [11]

Моделирование коллекторов

Вычисление пористости с использованием данных АК

Формула Вилли включающая поправку за глинистость используется для вычисления пористости:

$$PORE = \frac{DT - DT_{ma}}{DT_f - DT_{ma}} - V_{sh} \cdot \left(\frac{DT_{sh} - DT_{ma}}{DT_f - DT_{ma}} \right)$$

Вычисление пористости с использованием данных нейтрона.

Так как нефте-газоносные залежи оказывают значительное действие на КНК, данном исследовании внимание оказывается на водоносные пласты.

Сравнение между кривыми КНК водоносных пластов Мелового периода, применяются кривые нейтронной пористости и таким образом получаем

следующую формулу $PORE = (0.6847/NRAT - 0.0975) - VSH * PORSH$

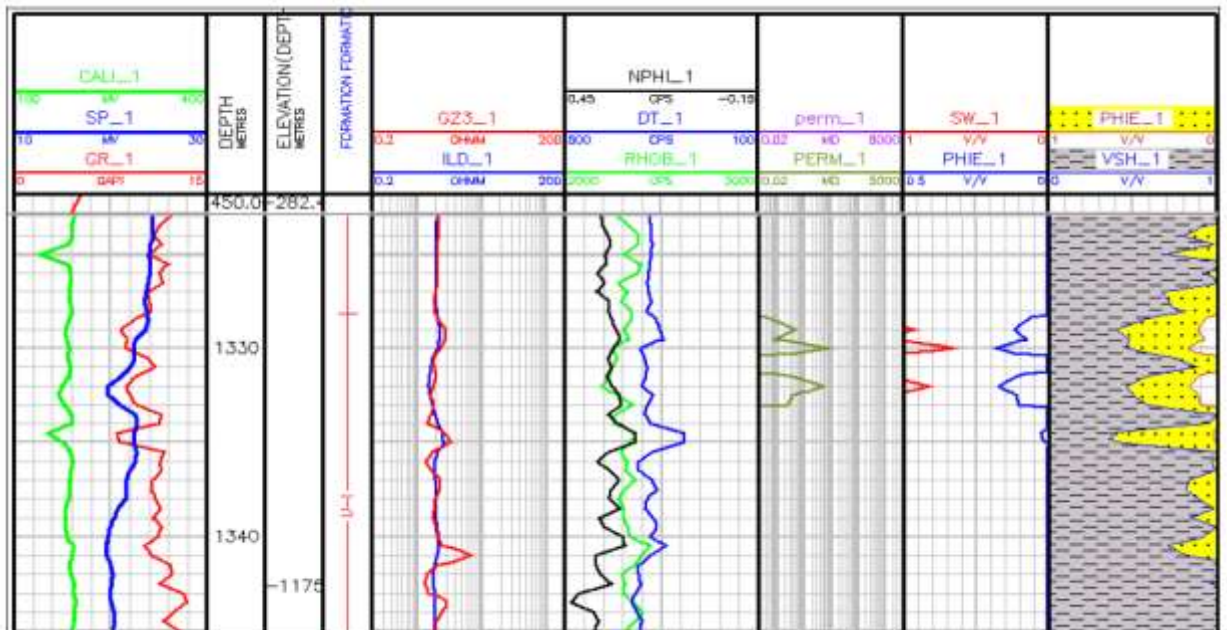


Рис.5.21 Плотный пропласток СКВ.2269

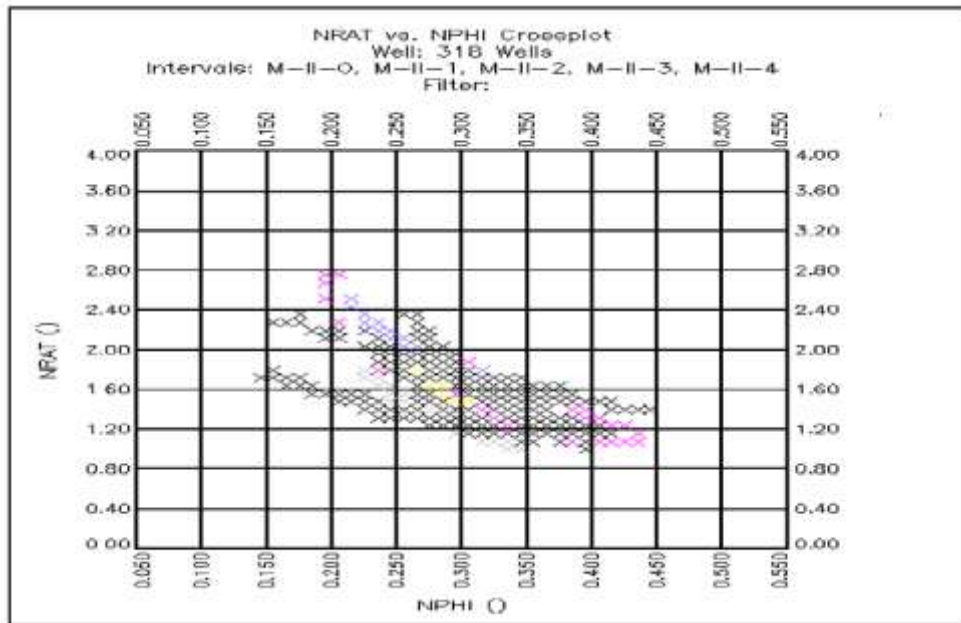


Рис.5.22 Соотношение между интенсивность нейтронного излучения и нейтронной пористости

Скважины с отсутствием данных пористости

Скважины без данных по пористости, максимальная пористость коллектора данного блока используется для калькуляции.

$$\phi = \frac{\phi_{\max}}{100} \left(1 - \frac{V_{sh}}{100}\right)^{ALFA}$$

Модель калькуляции содержания глин

Используя кривые ГК и ПС можно вычислить глинистость:

$$SH = \frac{GR - GR_{\min}}{GR_{\max} - GR_{\min}}$$

$$VSH = \frac{2^{GGR \cdot SH} - 1}{2^{GGR} - 1}$$

Модель вычисления насыщения.

Поры коллектора представлены межзерновыми порами и содержание глин низкое. Содержание глин состоит из иллитов и каолинитов; таким образом модель Арчи используется для вычисления водонасыщения коллектора. Ниже следует формула.

Интерпретационная модель проницаемости.

Проницаемость коллектора вычисляеся следующей моделью проницаемости месторождения.

Определение значений нижнего предела коллектора

Значение нижнего предела следует определенному стандарту данного блока.

Установление граничных значений коллекторов

Нефте-газоносный пласт: Меловый пласт: POR>19.5%, VSH<50%, SW≤0.62

Нефтеводоносный пласт: Меловый пласт: $POR > 19.5\%$, $VSH < 50\%$, $0.70 \geq SW > 0.62$

Водоносный пласт: Меловый пласт: $POR > 19.5\%$, $VSH < 50\%$, $SW > 0.70$

Сухой пласт Меловый пласт: $VSH < 50\%$, $POR \leq 19.5\%$

Рис. 5.23 представляет палетку с вычислением пористости и водонасыщения Меловых отложений.

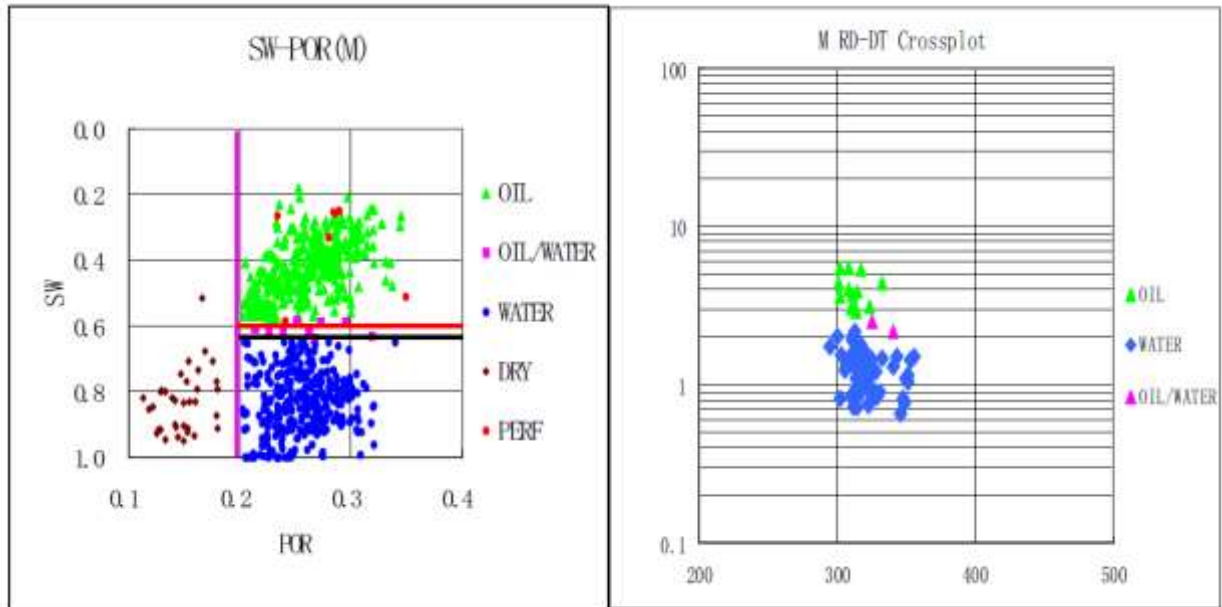


Рис. 5.23 График зависимости водонасыщения и пористости в Меловом горизонте

Рис. 5.24 График зависимости сопротивления и акустической волны Меловом горизонте

Рис. 5.25 представляет профиль коллектора обнаружены в восточно-западном направлении месторождения. Рис.5.26 представляет профиль юго-северном направлении месторождения согласно данным интерпретации (1032, 3047, 1047, 2145, 1060, 2162, 1068, 1076, 1084, 1104), Меловый пласт представлен антиклинальной структурой с пластовой водой. Это не перекрывающаяся порода; Меловый пласт М-11 представлен антиклинальной структурой с пластовой водой в подошвенной части, но перекрывающаяся порода не обнаружена

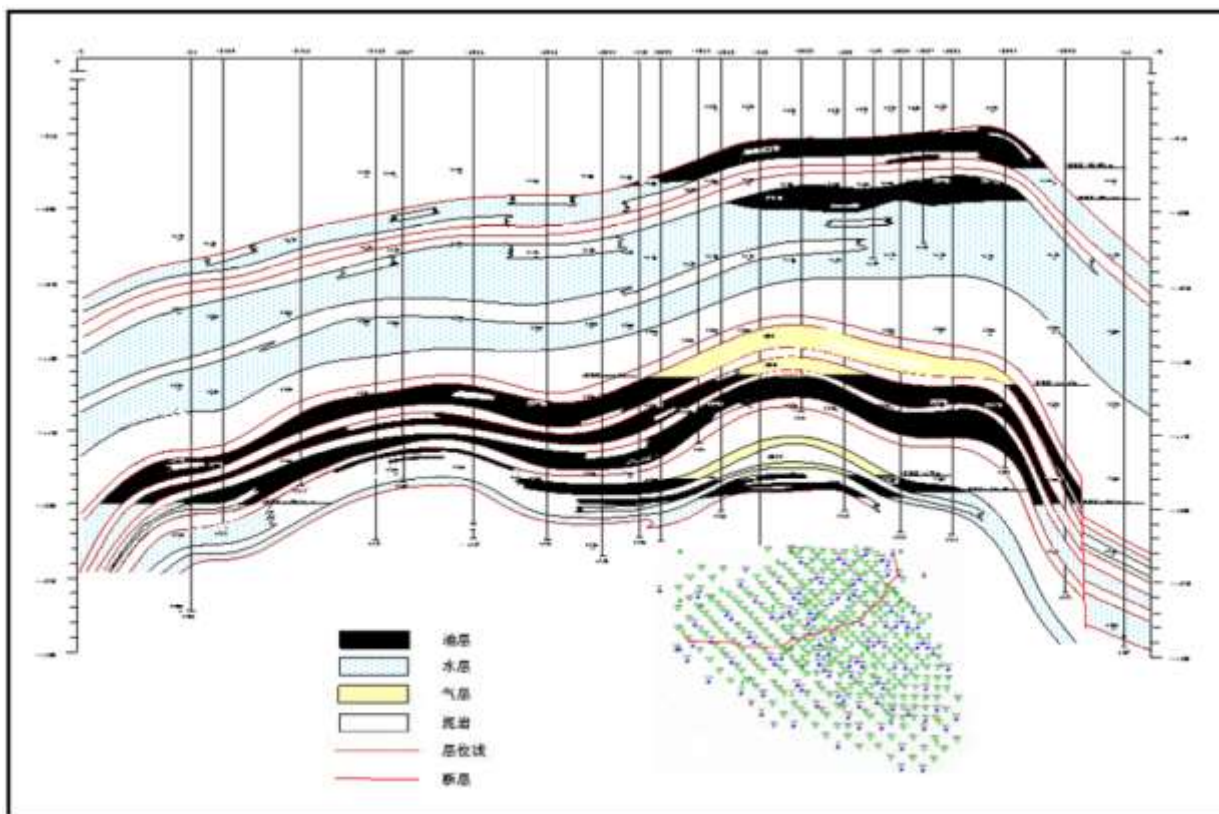


Рис.5.25 Профиль продуктивного горизонта м-р Кумколь

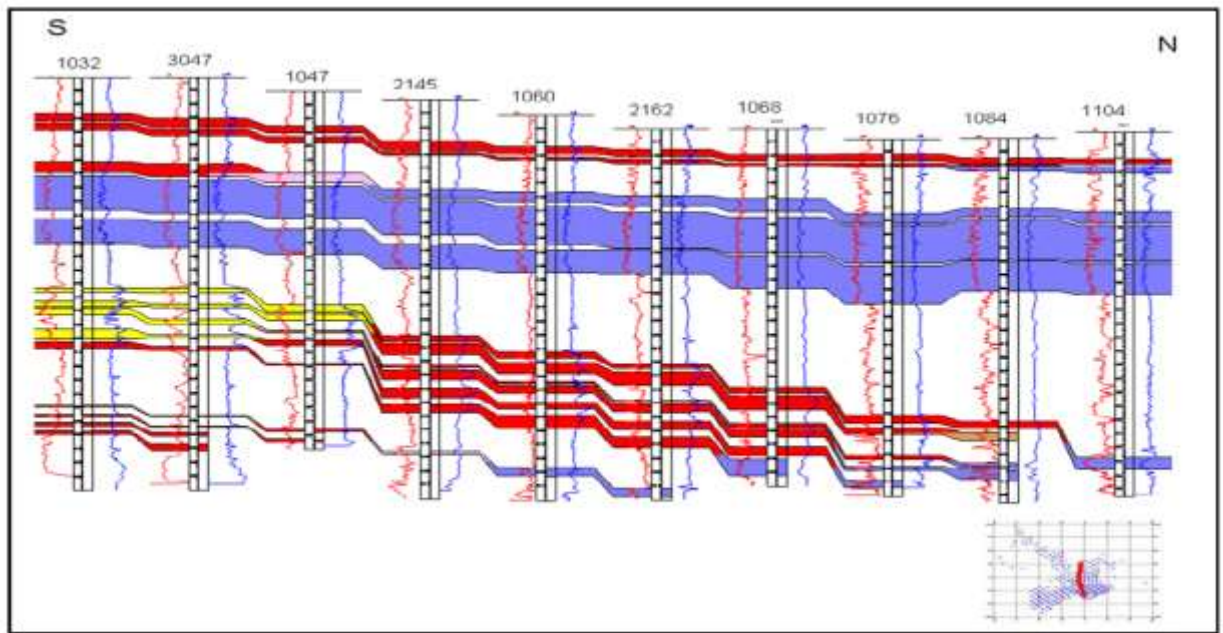


Рис.5.26 Профиль продуктивного горизонта м-р Кумколь

Рис.5.27-5.28 показывают сравнение напластований с различных направлений данного месторождения. Структура Меловых отложений плотная, пласт продолжительный и мощность не изменяется.

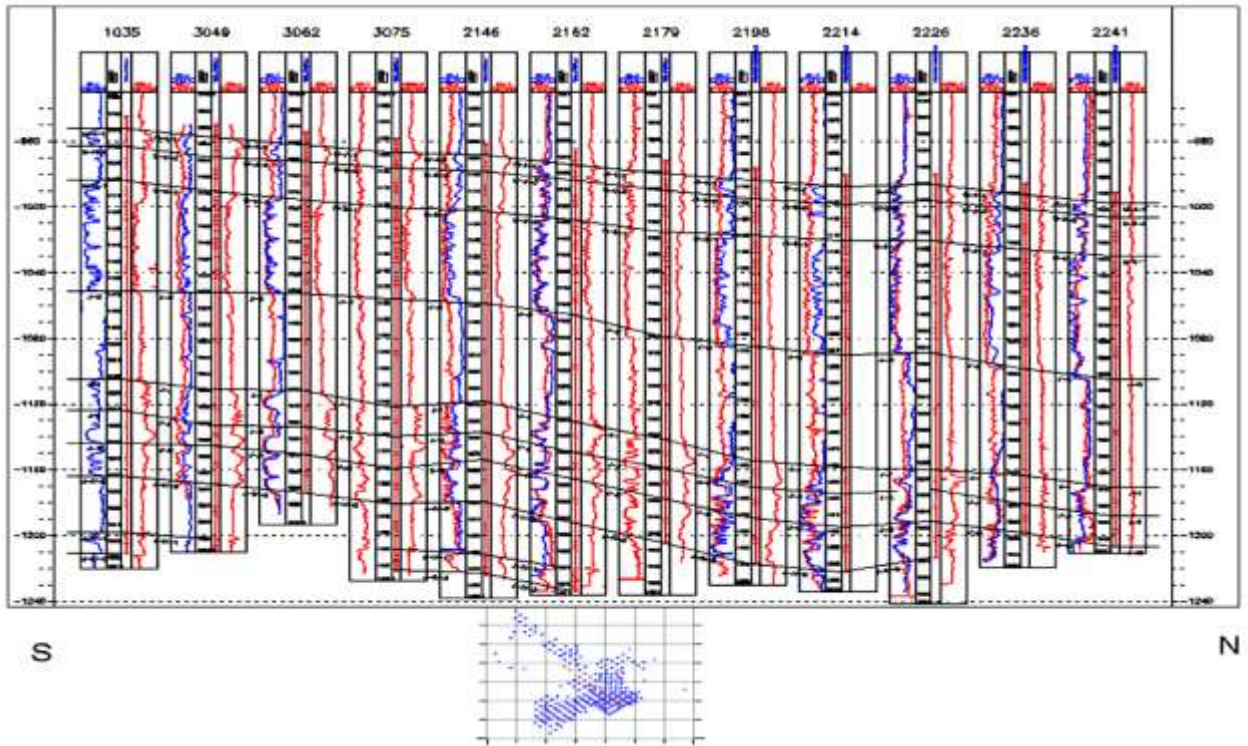


Рис.5.27 сравнение напластований месторождения Северный Кумколь

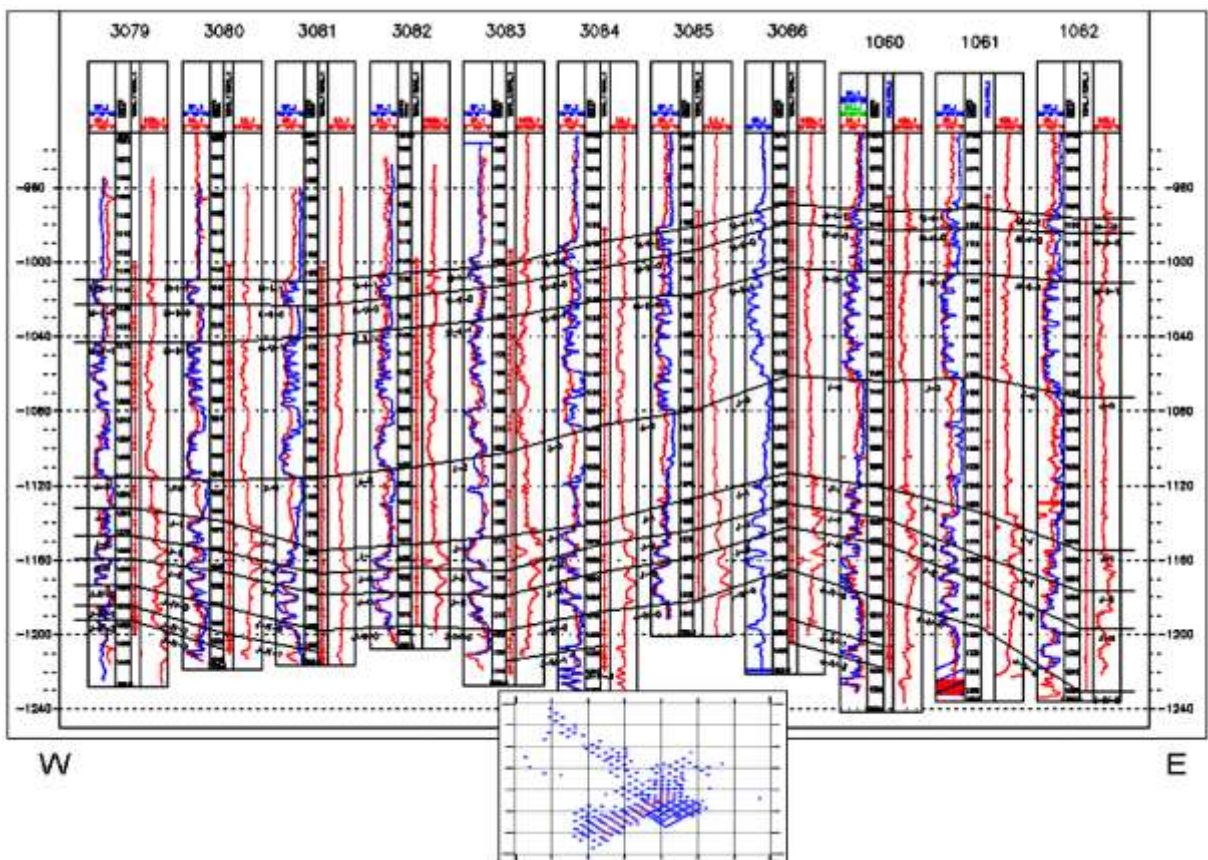


Рис.5.28 Сравнение напластований месторождения Северный Кумколь

Характеристика меловых коллекторов

Пласт Мела подразделяется на две группы коллекторов – М-1 и М-11.

Коллектор группы М-1 подразделяется на два песчаных тела: М-1-0 и М-1-1. Литология М-1-0 мелкодисперсная. Содержание глинистости высокое и фильтрационно-емкостные свойства слабые. Фильтрационно-емкостные свойства южной части М-1-1 хорошие. Литология песчаником и алевролитом. Распределение песчаных пластов представлено в рис.5.29. Песчаный пласт в северо-восточной части толстослойная в пределах 13-20м. Но так или иначе песчаное тело на юго-западе коллектора становится тонким, что в пределах 6-10м.

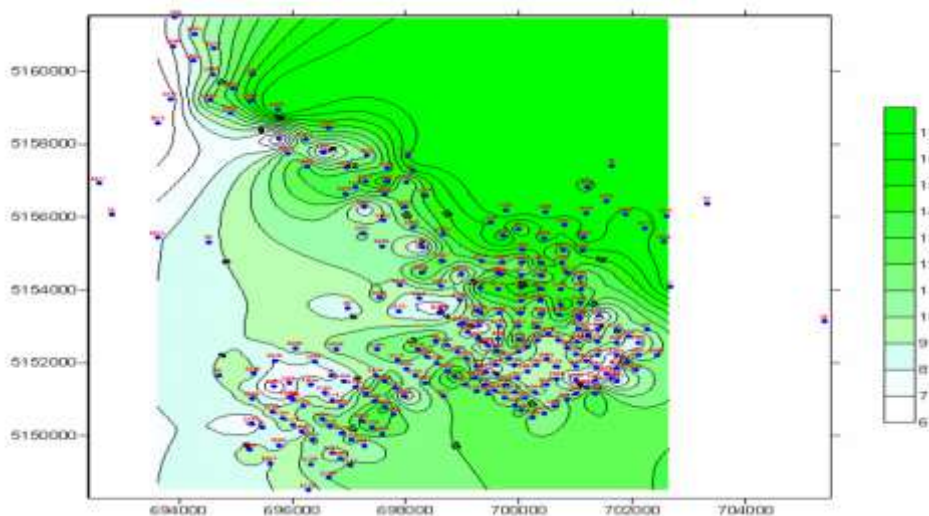


Рис.5.29 Карта равных толщин песчаного тела М-1

Рисунок 5.30 представляет структурную карту пористости коллектора М-1.

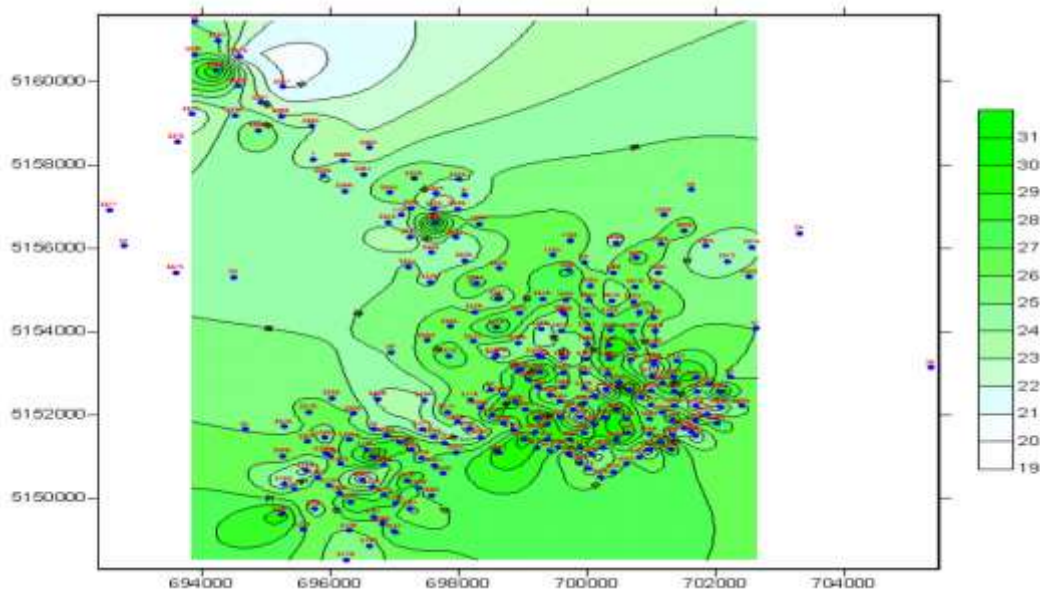


Рис.5.30

Контурная карта распределения пористости коллектора М-1

Коллекторы с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами распределяются на кровле, пористость колеблется между 26-32%. Данная часть принадлежит коллектору высокой пористости или проницаемости. Фильтрационно-емкостные свойства пласта слабые, пористость и проницаемость сокращается до 19-25%, данный коллектор характеризуется средней пористостью и проницаемостью [12].

Распределение мощности нефтеносного пласта указано в рис. 5.31. Максимальная мощность нефтеносного пласта – 14.2м. Средняя мощность – 6.65. Нефтеносный пласт расположен около перетянутости высокой точки на юге и юговостоке месторождения.

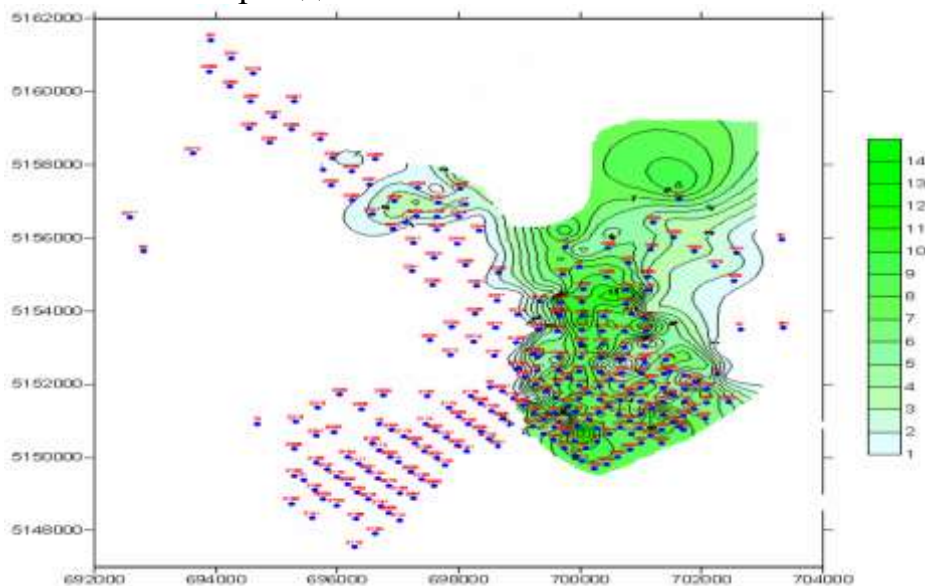


Рис.5.31 Распределение нефте-газоносного коллектора М-1

Промежуточный уровень раздела нефти и воды -980 и 986м, в среднем 985м.

(Рис.5.32-5.33)

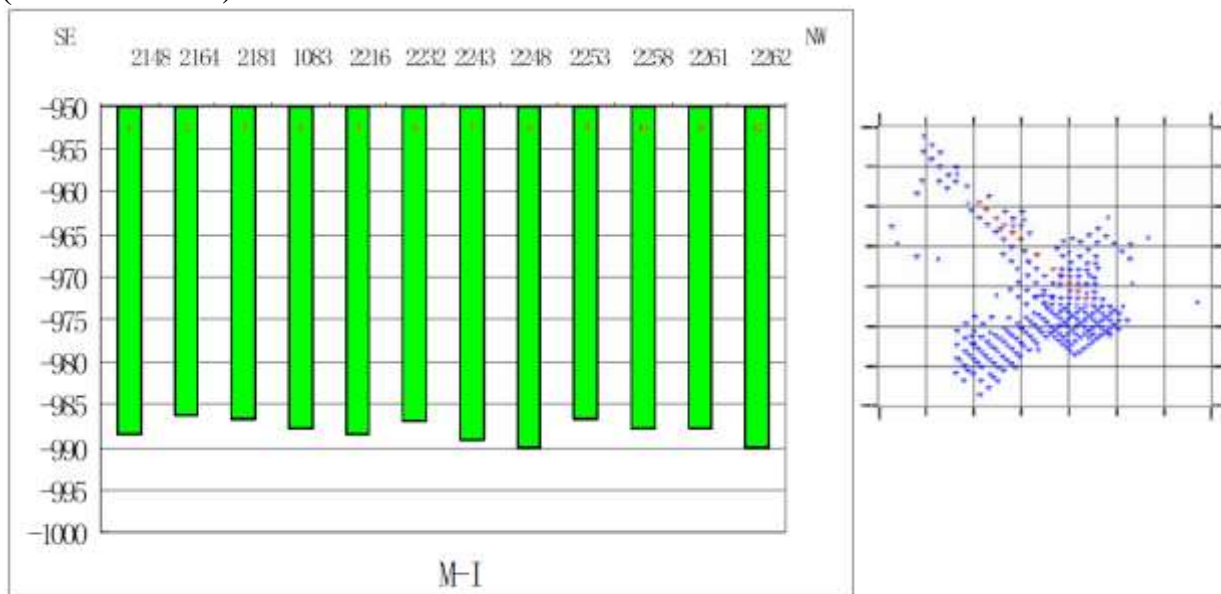


Рис.5.32 уровень раздела нефти и воды на протяжении направления Юго-Востока и Северо-Запада, М-1

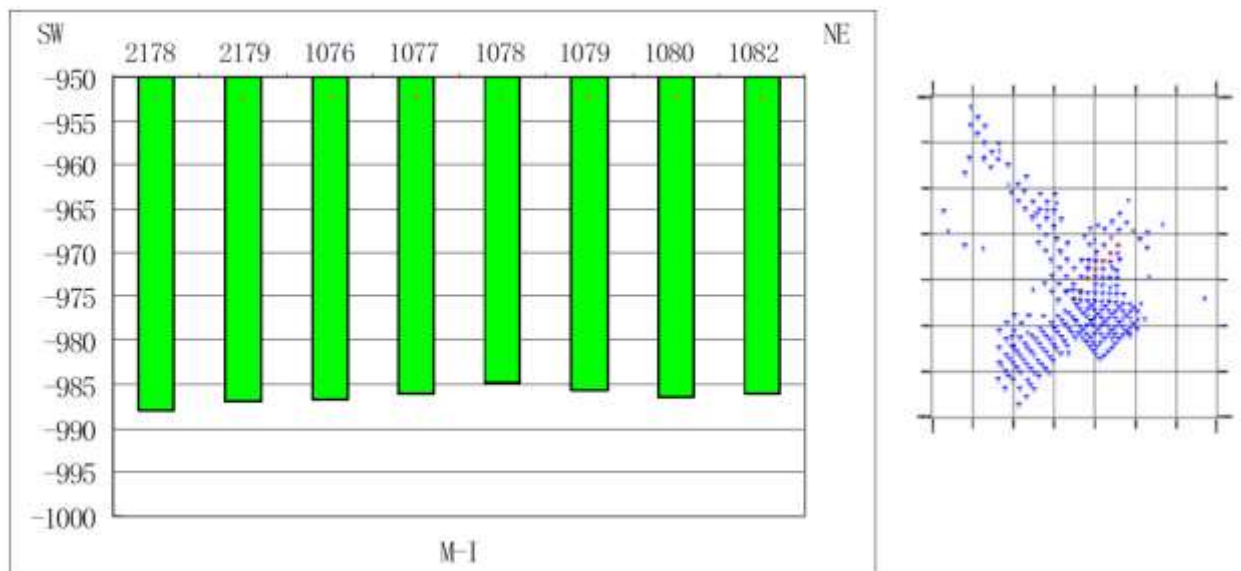


Рис.5.33 уровень раздела нефти и воды на протяжении направления Северо-Востока и Юго-Запада, М-1

М-11. Литология коллектора представлена песчаником и алевритом с прослойками глин. Подошвенная часть содержит уплотненный песчаник известковистыми прослойками. Мощность коллектора 60м. Мощность коллекторов в северной и западной части месторождения достигает 100м. В целом фильтрационно-емкостные свойства пласта М-11 хорошие. Пласты данной группы могут быть охарактеризованы высокой пористостью и проницаемостью. Средняя пористость 27%, проницаемость $650 \times 10^{-3} \mu\text{м}^3$. Но содержание глинистости в северной и западной части месторождения повышается, фильтрационно-емкостные свойства пласта слабеют. Коллектор состоит из водоносных пластов. Нефтеносные залежи распределены в малом количестве, которые встречаются в кровельной части блока. (Рис.5.34-5.36).

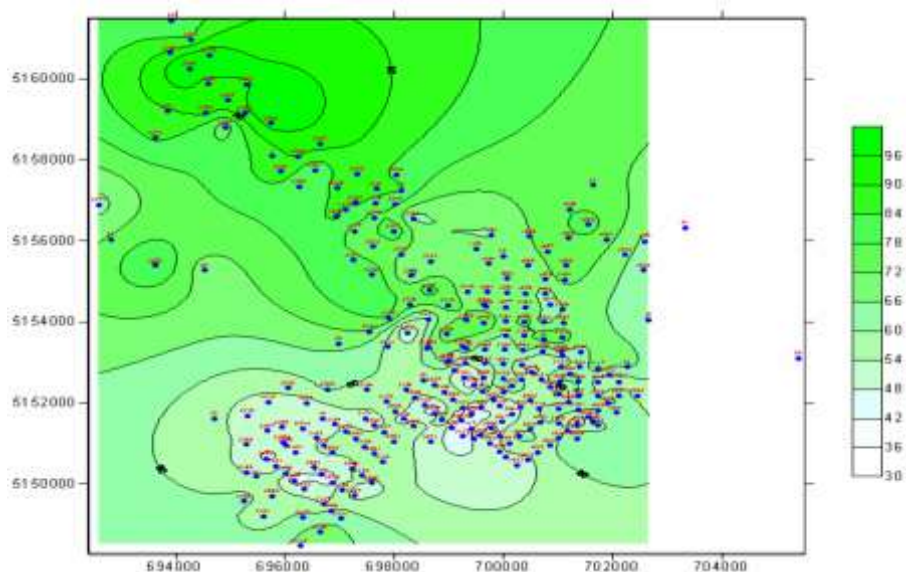


Рис.5.34 Карта равных толщин песчаного тела М-11

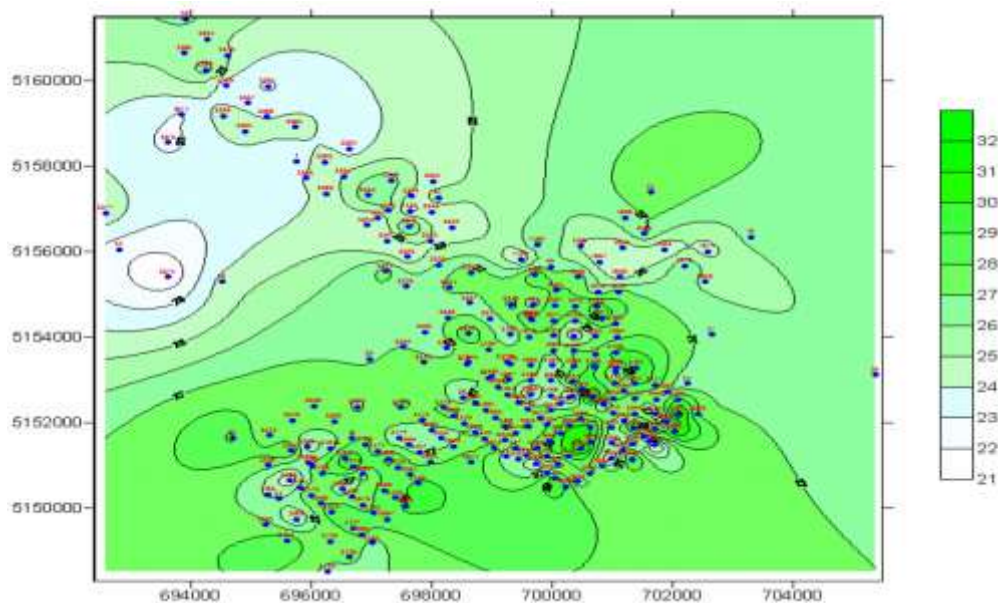


Рис.5.35 Контурная карта распределения пористости коллектора М-11

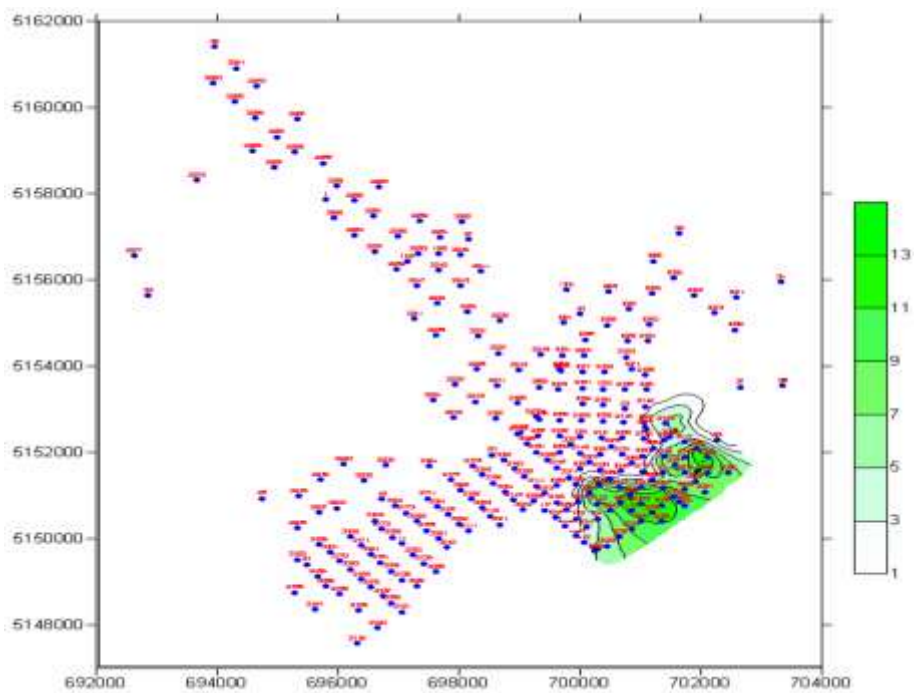


Рис.5.36 Распределение нефтеносного коллектора М-11

Многие части коллекторов М-11 водоносные пласты, водо-нефтяной контакт – 996м (Рис.5.37-5.38)

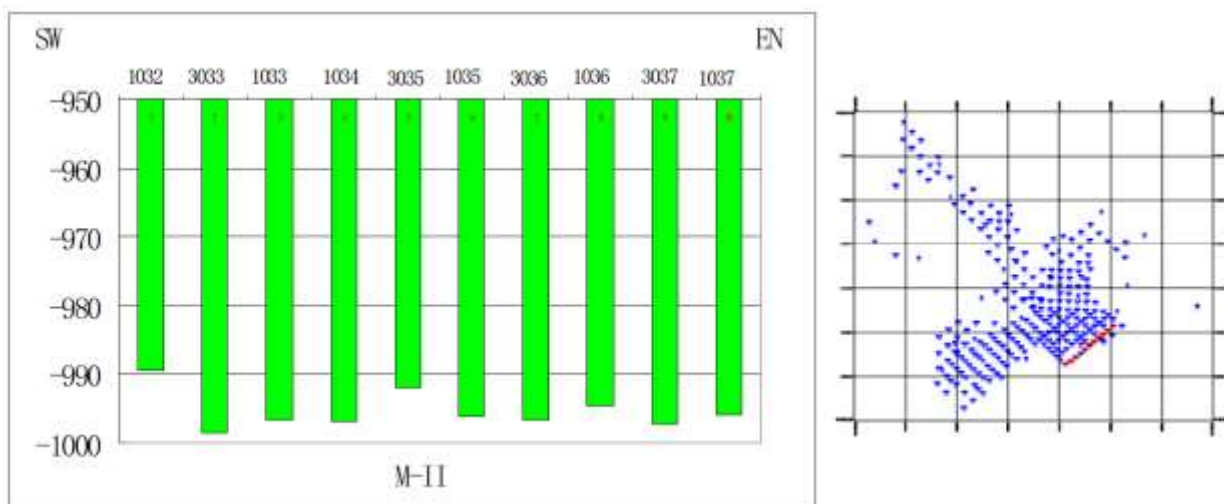


Рис.5.37 статический уровень раздела нефти и воды на протяжении направления Северо-Востока и Юго-Запада, М-11

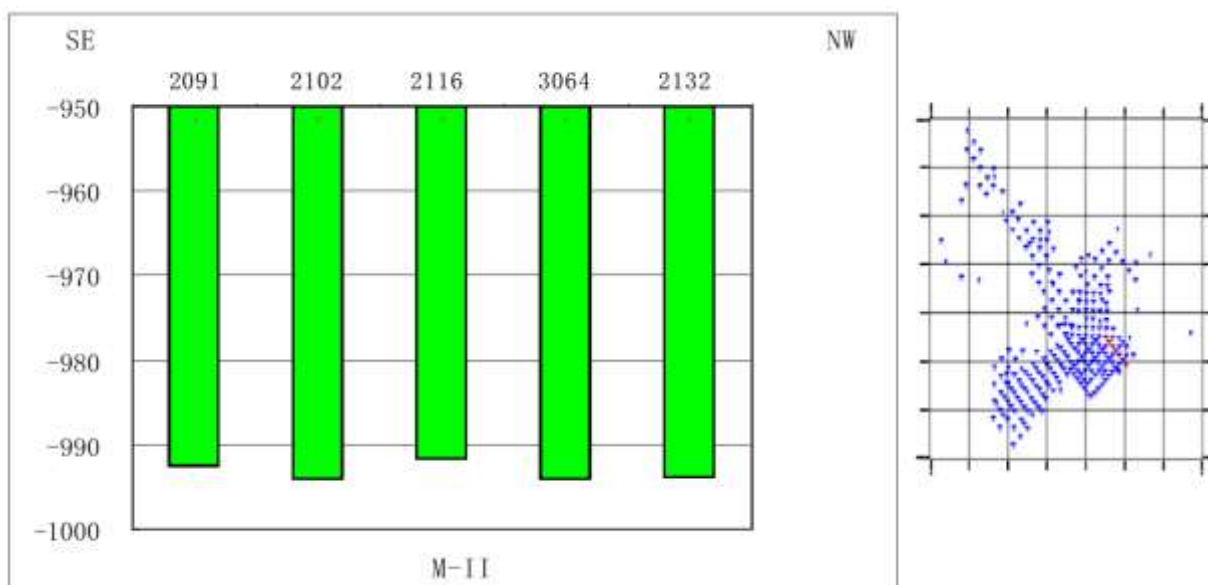


Рис.5.38- статический уровень раздела нефти и воды на протяжении направления Юго-Востока и Северо-Запада, М-11

5.2 Выделение и оценка коллекторов месторождения Кзылкия

Для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов использованы результаты лабораторных исследований керна, данные промыслово-геофизических и гидродинамических исследований.

На месторождении Кзылкия с отбором керна пробурено 35 скважин. В целом по месторождению с отбором керна пройдено 1748.1 м, общий линейный вынос керна составил 1188.68 м или 68% от проходки. В продуктивной части мела с отбором керна пройдено 512.4 м, вынос керна составил 389.55 м, т.е. 76.02 % от проходки. В юрских отложениях с отбором керна пробурено 21.5 м, вынос керна составил 21.5 м, т.е. 100% от проходки. После отчета по пересчету запасов

2008г в отложениях мела керн отобран в скважинах №350 и №246. Образцы находятся на стадии анализа. Общая проходка составляет 20.28 м, линейный вынос – 19.54 м или 96.35 % от проходки.

Лабораторные анализы проводились на образцах керна 23 скважин №№2, 4, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 15, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 36, 45, 101, 115, 119, 123, 202. Общее количество проанализированных образцов составляет – 1027ед. По скважинам №№15, 36, 62 керн отобран и проанализирован вне продуктивного горизонта.

В меловых отложениях анализы проведены на 741 образце скважин №№4, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 23, 25, 26, 27, 28, 29, 45, 101, 119, 123, 202. Количество кондиционных анализов составляет 615.

Юрские отложения охарактеризованы 85 образцами керна скважин №24 и №45. Из них 72 образца относятся к юго-восточному участку месторождения. Количество кондиционных анализов составляет 73. Отбор керна осуществлялся снарядом «Недра». Интервал долбления варьирует от 0.3 до 19.24 м. Диапазон выноса керна при этом равен от 0 до 19.24 м.

Лабораторные исследования керна проводились в лабораториях ТОО «Мунайгазгеолсервис ЛТД», Атырауского офиса компании «Core Laboratories LLP», института УзНИПИ (Узбекистан) и ЛФП ЮКНРП (г.Тогуз). На отобранных образцах проведены определения: открытой и полной пористости, карбонатности, плотности, проницаемости, насыщенности нефтью и водой и определен гранулометрический состав. Также на образцах керна скважины №45 проведены специальные исследования такие, как нагнетание ртути.

Привязка керна к кривым ГИС выполнена согласно стратиграфическому расчленению разреза в каждой скважине, отбивке кровли и подошвы горизонтов и нефте-, водонасыщенным коллекторам в пределах горизонтов.

По результатам петрофизических исследований построены следующие зависимости:

- параметра пористости от коэффициента пористости;
- параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности;
- коэффициента проницаемости от коэффициента пористости;
- коэффициента пористости от объемной глинистости;

Параметр пористости и параметр насыщения. Зависимость **параметра пористости** от коэффициента пористости для меловых отложений построена на 15 образцах керна скважины №123, что находится в северной части месторождения и описывается следующим уравнением:

$$P_{п} = K_{п}^{-1.57591} \text{ (рис. 5.39).}$$

Зависимость параметра пористости от пористости для отложений юры построена по 62 определениям для юрских отложений скважины №45 и описывается уравнением:

$$P_{п} = K_{п}^{-1.6247} \text{ (рис. 5.40).}$$

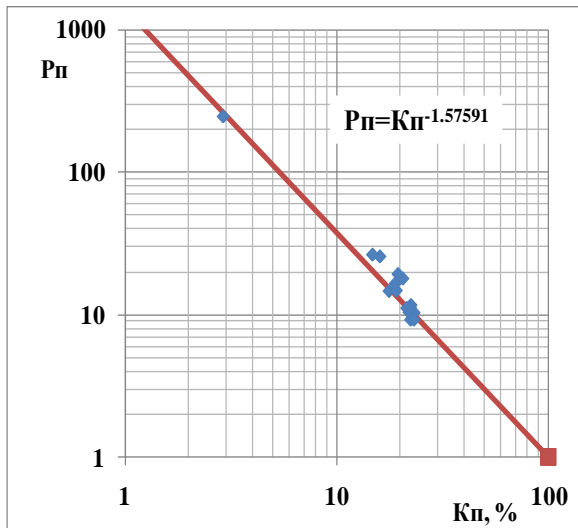


Рис. 5.39 - Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для меловых отложений

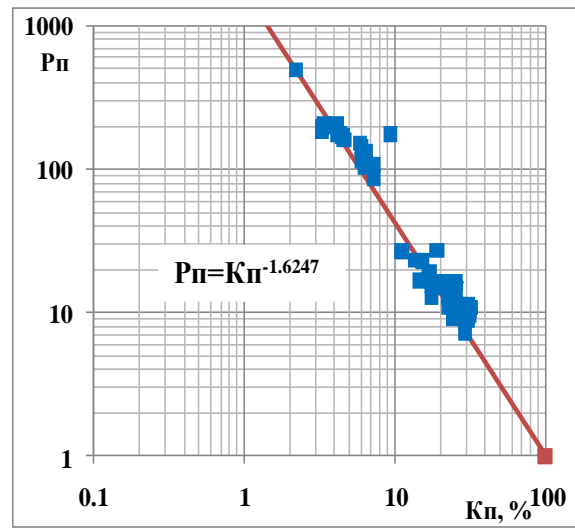


Рис. 5.40 - Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для юрских отложений

Зависимость **параметра насыщения** от коэффициента водонасыщенности для меловых горизонтов построена на 75 определениях 15 образцов скважины №123 и описывается уравнением:

$$P_H = K_B^{-1.94316} \text{ (рис.5.41).}$$

Для юрских отложений зависимость построена по 81 образцам керна (161 определение) соседнего месторождения Арыскуп и описывается уравнением:

$$P_H = K_B^{-1.66253} \text{ (рис.5.42).}$$

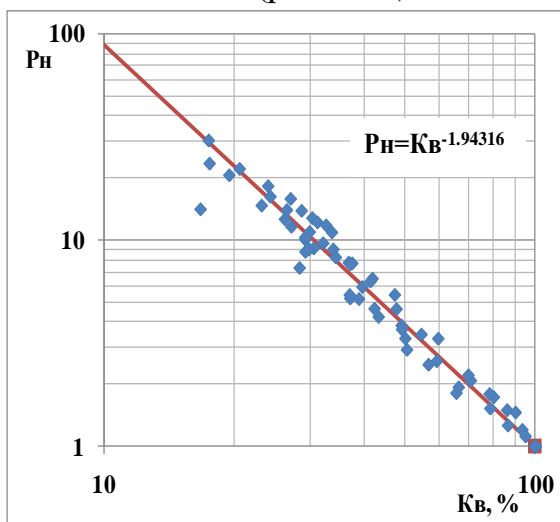


Рис. 5.41- Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для меловых отложений

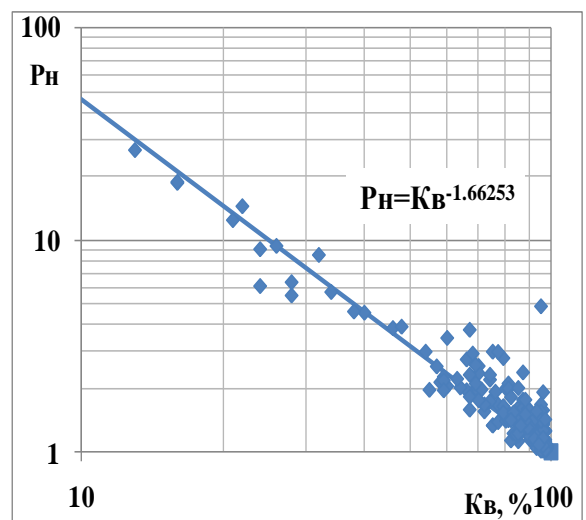


Рис. 5.42 - Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для юрских отложений

Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости построена по всем имеющимся определениям образцов керна,

отобранного в продуктивных отложениях (рисунки 5.43-5.44). Между данными параметрами керн наблюдается невысокая сходимость, однако закономерность увеличения величины проницаемости с увеличением пористости все же наблюдается.

Граничное значение проницаемости для горизонтов мела и юры равно 1 мД.

Граничное значение пористости определено по пересечению линии граничного значения проницаемости с трендом зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости. При этом для меловых отложений граничное значение пористости равно 11% (рис.5.43), для юрских отложений – 14% (рис.5.44) [9].

Связь пористость - глинистость. На полученных графиках (рис.5.45 и 5.46), построенных по 154 определениям гранулометрического анализа и 126 определениям рентгено-дифракционного анализа (XRD) в меловых отложениях и 13 определениями гранулометрического анализа и по 30 определениями XRD в юрских отложениях, максимальное значение объемной глинистости по данным керн равно 38.6% для меловых отложений и 37.8% для юрских отложений.

Отложения, слагающие разрез продуктивного горизонта М-II по петрографическим и петрофизическим исследованиям керн представлены песчаниками, песками, алевролитами, гравелитами и конгломератами..

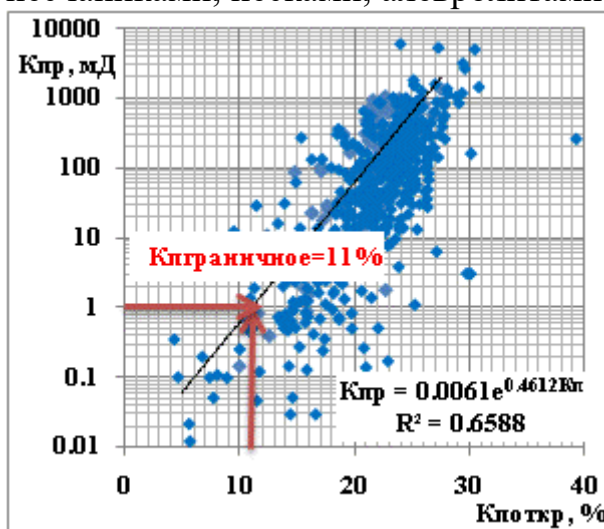


Рис. 5.43 - Зависимость проницаемости от пористости (горизонт М-II)

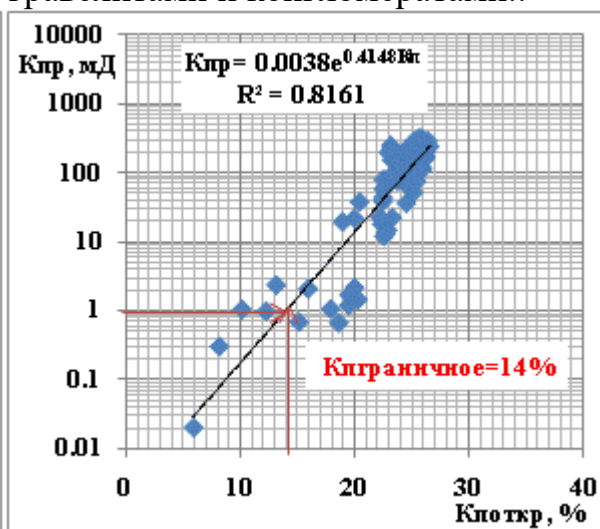


Рис. 5.44 - Зависимость проницаемости от пористости (юрские отложения)

В кровле и подошве горизонтов залегают глины и аргиллиты красно-коричневые, плотные, с прослоями серо-зеленых разностей.

На 140 образцах керн в меловой части скважин №№26, 28, 29, 101 и 32 образцах в юрской части скважины №45 проведен рентгено-дифракционный анализ (XRD), который позволяет провести полуколичественное определение минералов, составляющих породу: кварц, полевой шпат, плагиоклаз, кальцит, гематит, пирит, галит, анальцит, кроншtedтит, глинистые минералы. Из анализов следует, что порода состоит из кварца с включением полевого шпата и

плагиоклаза, т.е. полимиктовая, причем плагиоклаза больше, чем полевого шпата. Среднее содержание кальцита в меловых отложениях составляет 7.13%, меняясь в пределах от 0 до 25%, в юрских при изменении от 0 до 44%, составляет 2.7%. Содержание доломита, пирита, гематита, анальцима и других минералов и в меловых и в юрских отложениях ничтожно мало.

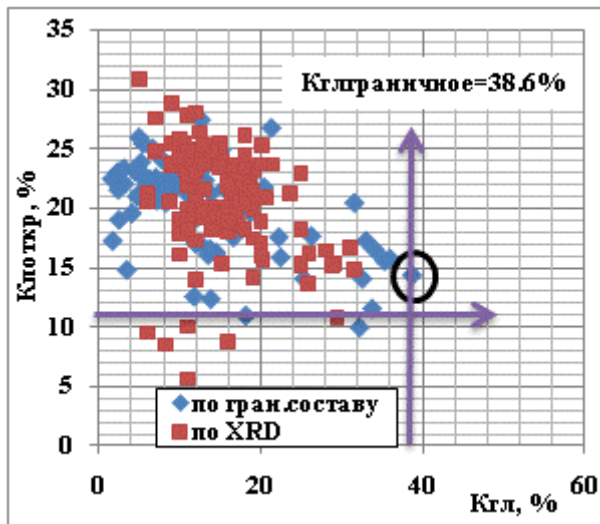


Рис. 5.45-Зависимость пористости от объемной глинистости для меловых отложений

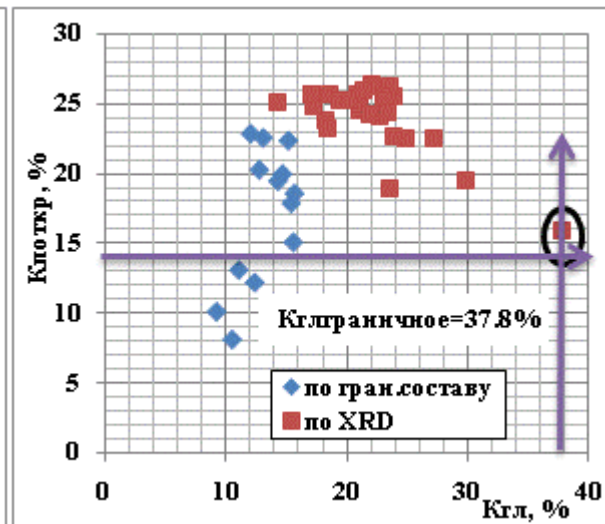


Рис. 5.46 - Зависимость пористости от объемной глинистости для юрских отложений

Также был изучен минералогический состав глин. Сметтит, который относится к монтмориллонитовой группе, измерен в совокупности с гидрослюдой (иллит) и слюдой. Изучение глин показывает, что содержание этой составляющей в коллекторах меловых отложений имеет диапазон от 5 до 35%, в среднем 13.99% и в юрских отложениях от 9 до 27%, в среднем 18.56%. Содержание хлорита и каолинита для мела и юры составляет соответственно 3.14; 2.94 и 9.41; 0.81%.

Таким образом, по классификации песчаники относятся к полимиктовым, а глины к каолинит-иллит-сметтитовому типу.

Фильтрационно-емкостные свойства и основные характеристики пластов оценивались по керну и по результатам промыслово-геофизических исследований скважин.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ. Результаты обобщений в целом по месторождению и по блокам приведены в таблицах 15-16.

Общая толщина горизонта, эффективная и нефтенасыщенная толщины коллекторов в пределах площади месторождения изменяются в широких пределах. Наибольшие средние значения эффективной (19.6м) и нефтенасыщенной (8.01м) толщин по горизонту М-II характерны для Северного участка. Наименьшие эффективная и нефтенасыщенная толщины по горизонту Ю-0-2 составляют соответственно 1.49 и 1.72 м (Юго-Восточный участок). В

целом, по месторождению средневзвешенные нефтенасыщенные толщины коллекторов изменяются в пределах от 0.6 до 18 м.

В разрезе продуктивных горизонтов нефтенасыщенные коллекторы характеризуются различной степенью неоднородности. Наиболее однородными являются коллекторы юрских горизонтов на Юго-Восточном участке, коэффициенты расчленённости и песчаности равны 1.22 и 0.93 соответственно; в меловых отложениях наиболее благоприятным литологическим строением отличаются коллекторы на Западном участке, с более высоким коэффициентом песчаности (0.89) и наименьшим значением расчленённости (1.8).

При определении средних значений и параметров вариации по результатам лабораторного исследования керна использовались значения, равные или превышающие величины нижних пределов, принятые равными Кп.гр.=11% для меловых отложений и Кп.гр.=14% для юрских горизонтов при значений проницаемости Кпр.гр.=1мД.

Таблица 15- Статистические показатели характеристик неоднородности пластов

горизонт	Количество скважин используемых для определения	Коэффициент песчаности, доли ед.			Коэффициент расчленённости, доли ед.		
		среднее значение	интервал изменения	коэффициент вариации, доли ед.	среднее значение	интервал изменения	коэффициент вариации, доли ед.
Северный блок							
М-II	54	0.68	0.2-1	0.23	5.2	1-11	0.42
Восточный блок							
М-II	41	0.85	0.3-1	0.22	2.24	1-8	0.79
Юго-восточный блок							
М-II	38	0.76	0.3-1	0.239	3	1-6	0.351
Ю-0	2 пласт 18	0.93	0.47-1	0.22	1.22	1-3	0.44
	3 пласт 29	0.89	0.42-1	0.205	1.51	1-3	0.51
	4 пласт 18	0.69	0.16-1	0.4	2.78	1-7	0.66
Западный блок							
М-II	10	0.89	0.26-1	0.26	1.8	1-4	0.69
Ю-0	2	0.86	0.72-1	0.5	1.5	1-2	0.75
Юго-западный блок							
М-II	4	0.53	0.3-0.8	0.33	3.25	2-5	0.63
Ю-I	2	0.7	0.5-0.9	0.26	-	1-2	-
В целом по месторождению							
М-II	147	0.76	0.2-1	0.24	3.53	1-11	0.62
Ю-0 юго-восток	2 пласт 14	0.94	0.47-1	0.18	1.07	1-2	0.24
	3 пласт 25	0.88	0.42-1	0.23	1.6	1-3	0.5
	4 пласт 12	0.56	0.14-1	0.5	3.23	1-7	0.63
Ю-0 запад	2	0.51	0.29-0.71	0.5	-	2	-
Ю-1 юго-запад	2	0.7	0.5-0.9	0.26	-	2	-

Таблица 16 - Характеристика толщин пласта

Толщина		северный участок	восточный участок	юго-восточный участок				юго-западный участок		западный участок		по месторождению
		М-П	М-П	М-П	Ю-0-2	Ю-0-3	Ю-0-4	М-П	Ю-1	М-П	Ю-0	М-П
Общая	Средняя, м	28	10.1	10.95	1.63	4.82	14.22	10.55	4.05	7.27	4.42	16.7
	Коэффициент вариации, доли ед.	0.32	0.41	0.38	0.5	0.85	0.98	0.38	0.125	0.52	0.89	0.65
	Интервал изменения, м	3.8-43.6	0.76-17.68	1.6-17.83	0.7-3	0.61-16.34	0.76-42.9	4.4-14.2	3.5-4.6	2.29-15.2	0.91-8.23	0.76-43.6
эффективная	Средняя, м	19.6	8.5	8.2	1.49	4.1	6.86	4.88	2.75	5.99	3.3	12.1
	Коэффициент вариации, доли ед.	0.43	0.47	0.39	0.52	0.91	0.96	0.4	0.17	0.5	0.1	0.5
	Интервал изменения, м	2.4-39	0.76-15.8	1.6-14.33	0.7-3	0.61-15.2	0.76-21.3	2.7-7.6	2.4-3.1	2.3-12.96	0.61-5.9	0.76-39
газонасыщенная	Средняя, м	-	6.37	-	-	-	-	-	-	-	-	5.78
	Коэффициент вариации, доли ед.	-	0.13	-	-	-	-	-	-	-	-	0.19
	Интервал изменения, м	-	5.94-7.17	-	-	-	-	-	-	4	-	4-7.17
нефте-сыщенная	Средняя, м	8.01	8.53	6.97	1.72	3.05	3.33	-	-	5.98	-	7.78
	Коэффициент вариации, доли ед.	0.56	0.45	0.42	0.47	0.65	0.77	-	-	0.5	-	0.52
	Интервал изменения, м	0.6-18	0.76-15.8	1.4-11.94	0.7-3	1.1-9.6	1.7-7.1	2.2	3.1	2.3-12.96	3.8	0.6-18
водонасыщенная	Средняя, м	13.76	3.04	5.1	1.51	4.19	6.89	4.33	-	-	1.36	10.12
	Коэффициент вариации, доли ед.	0.5	0.54	0.62	0.47	0.88	0.87	0.45	-	-	0.67	0.69
	Интервал изменения, м	1-32.8	0.76-5.79	1.5-10.82	0.7-2.86	0.61-11.1	0.76-21.1	2.7-7.6	2.4	2.13	0.61-2.1	0.76-32.8

Таким образом, основное количество керн отобрано из скважин, пробуренных на Северном блоке месторождения. Фильтрационно-емкостные параметры коллекторов более подробно и детально приведены на основании обработки имеющихся результатов лабораторных, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, в основном, по материалам скважин Северного блока, поскольку последний является основным объектом разработки и по нему собран наиболее полный объем исходных данных. По другим тектоническим элементам приведенные значения параметров коллекторов основаны на незначительном количестве данных.

Поэтому необходимо продолжить исследования коллекторских свойств: отобрать и качественно проанализировать керн в количестве 3-5 образцов на 1 м продуктивной части разреза во всех блоках месторождения.

Результаты определения коллекторских свойств по материалам ГИС месторождения Кызылкия

По скважине В месторождения по материалам ГИС выделены пласты-коллекторы общей мощности 19.2м.

Пласт 1 характеризуется слабой нефтенасыщенностью вследствие низкой пористости и залегает в меловом горизонте (М-II). Коэффициент пористости составляет 12.2%. Коэффициент нефтенасыщения составляет 44.4%. Пласты 2,3 характеризуются как нефтеносные с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами и залегают в меловом горизонте (М-II). Коэффициент пористости составляет 16.3% и 12.6%, коэффициент нефтенасыщения составляет 45.9% и 41.6%.

Пласты 5,6,7 характеризуются как нефтеносные с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами и залегают в юрском горизонте. Коэффициент пористости составляет 14.1%-19.8%, коэффициент нефтенасыщения -40.0%-43.2%.

Пласт 4 характеризуется как слабо нефтенасыщенный и залегает в юрском горизонте. Коэффициент пористости составляет 10.6%, коэффициент нефтенасыщения составляет 40.5%. Пласт 8 характеризуется как нефтеводонасыщенный и залегает в юрском горизонте. Коэффициент пористости составляет 20.4%, коэффициент нефтенасыщения - 31.3%.

На рисунках 5.48-5.50 дана геофизическая характеристика пород месторождения [14].

В таблицах 17-18 приведены результаты комплексной и количественной интерпретации по скважине В месторождения.

Таблица 17-Результаты количественной интерпретации ГИС по скв.В

Нпл.	Интервал	Общая мощность(м)	Эффективная мощность(м)	POR (%)	So (%)	SH (%)	Характер насыщения
1	1770.8 - 1771.5	0.7	0.7	12.2	44.4	29.0	слабое нефтена сыщение

2	1773.2 - 1774.9	1.7	1.7	16.3	45.9	11.3	нефть
3	1776.3 - 1780.7	4.4	4.4	12.6	41.6	20.8	нефть
4	1783.2 - 1784.3	1.1	1.1	10.6	40.5	35.1	слабое нефтена сыщение
5	1786.0 - 1787.5	1.5	1.5	15.8	43.2	27.0	нефть
6	1803.5 - 1804.7	1.2	1.2	14.1	40.0	28.4	нефть
7	1813.1 - 1816.5	3.4	3.4	19.8	42.1	21.0	нефть
8	1817.1 - 1822.3	5.2	5.2	20.4	31.3	25.7	нефть и вода

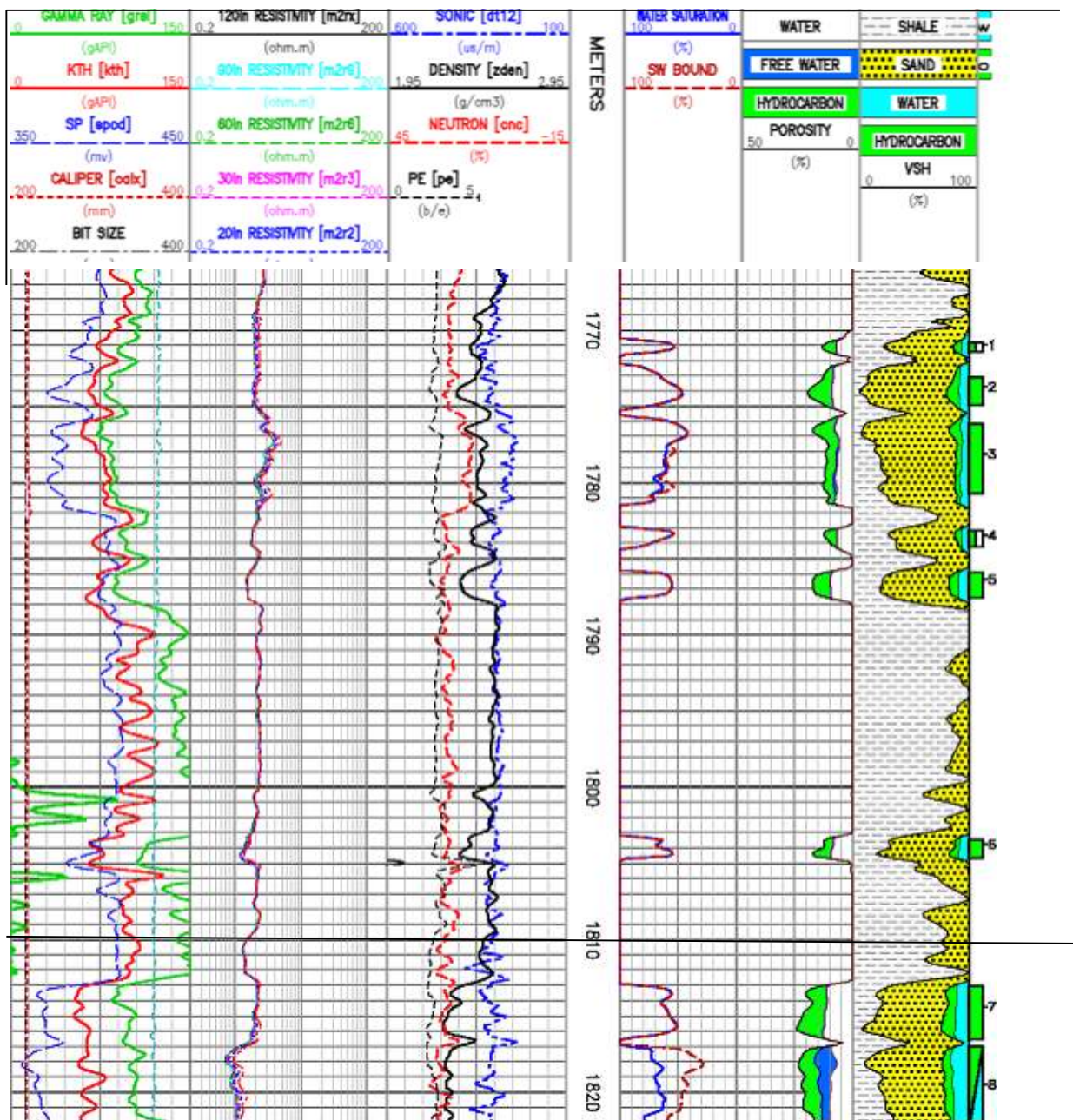


Рисунок 5.48 – Геофизическая характеристика интервала 1766,0-1822,0 м.по скважине В

Таблица 18 Результаты комплексной интерпретации по скважине В

Интервал (м)	Мощность		ГК	Плотность	Кп НГК	АК	Уд. сопр. глуб. БК Ом.м	Уд. сопр. сред. БК Ом.м	Уд. сопр. мелк БК Ом.м	Кп эф.%	Кн,%	Глинистость	результаты интерпретации
	От до ,м	Общ. мощ. (м)											
			GR(gAPI)	ZDEN (g/cm ³)	CNC (pu)	DT12 (us/2)	M2RX(ohm.m)	M2R6(ohm.m)	M2R1(ohm.m)	POR(%)	So(%)	VSH(%)	насыщение
1770.8-1771.5	0.7	0.7	93.4	2.42	23.9	335.2	1.9	1.9	2.3	12.2	44.4	29.0	Слабо нефть насыщение
1773.2-1174.9	1.7	1.7	83.6	2.38	24.3	312.6	1.9	1.9	2.2	16.3	45.9	11.3	Нефть
1776.3-1780.7	4.4	4.4	83.1	2.46	18.1	261.2	2.7	2.8	3.4	12.6	41.6	20.8	Нефть
1783.2-1784.3	1.1	1.1	94.9	2.43	24.6	301.2	1.8	1.8	1.8	10.6	40.5	35.1	Слабо нефть насыщение
1786.0-1787.5	1.5	1.5	89.2	2.38	26.1	299.2	1.5	1.5	1.5	15.8	43.2	27.0	Нефть
1803.5-1804.7	1.2	1.2	115.4	2.39	24.9	302.5	1.3	1.3	1.5	14.1	40.0	28.4	Нефть
1813.1-1816.5	3.4	3.4	95.8	2.31	25.4	311.5	2.0	2.0	2.2	19.8	42.1	21.0	Нефть
1817.1-1822.3	5.2	5.2	107.7	2.30	27.1	313.3	1.0	1.0	1.3	20.4	31.3	25.7	Нефть и вод

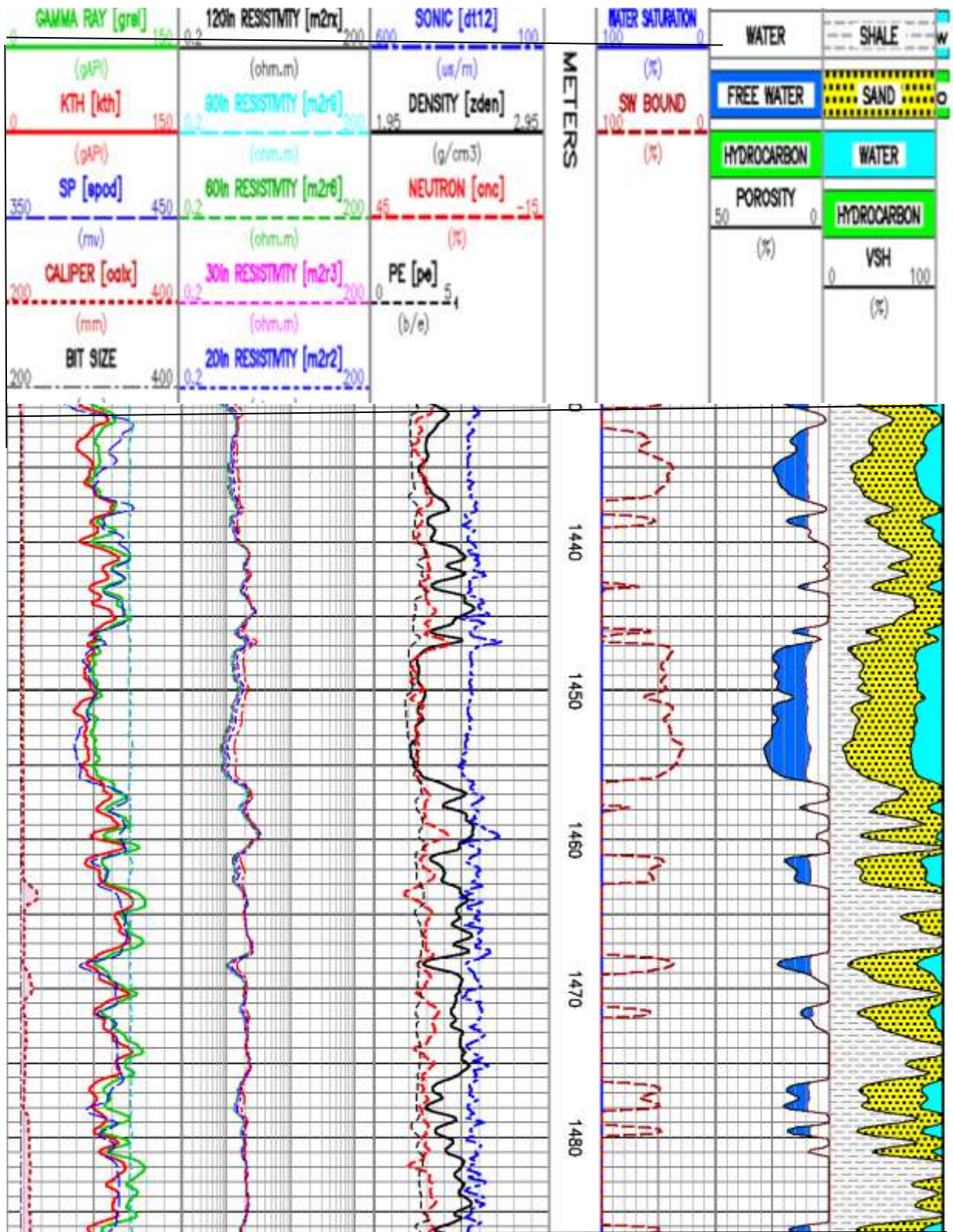


Рисунок-5.49 Геофизическая характеристика интервала 1436,2-1487,5м по скважине В

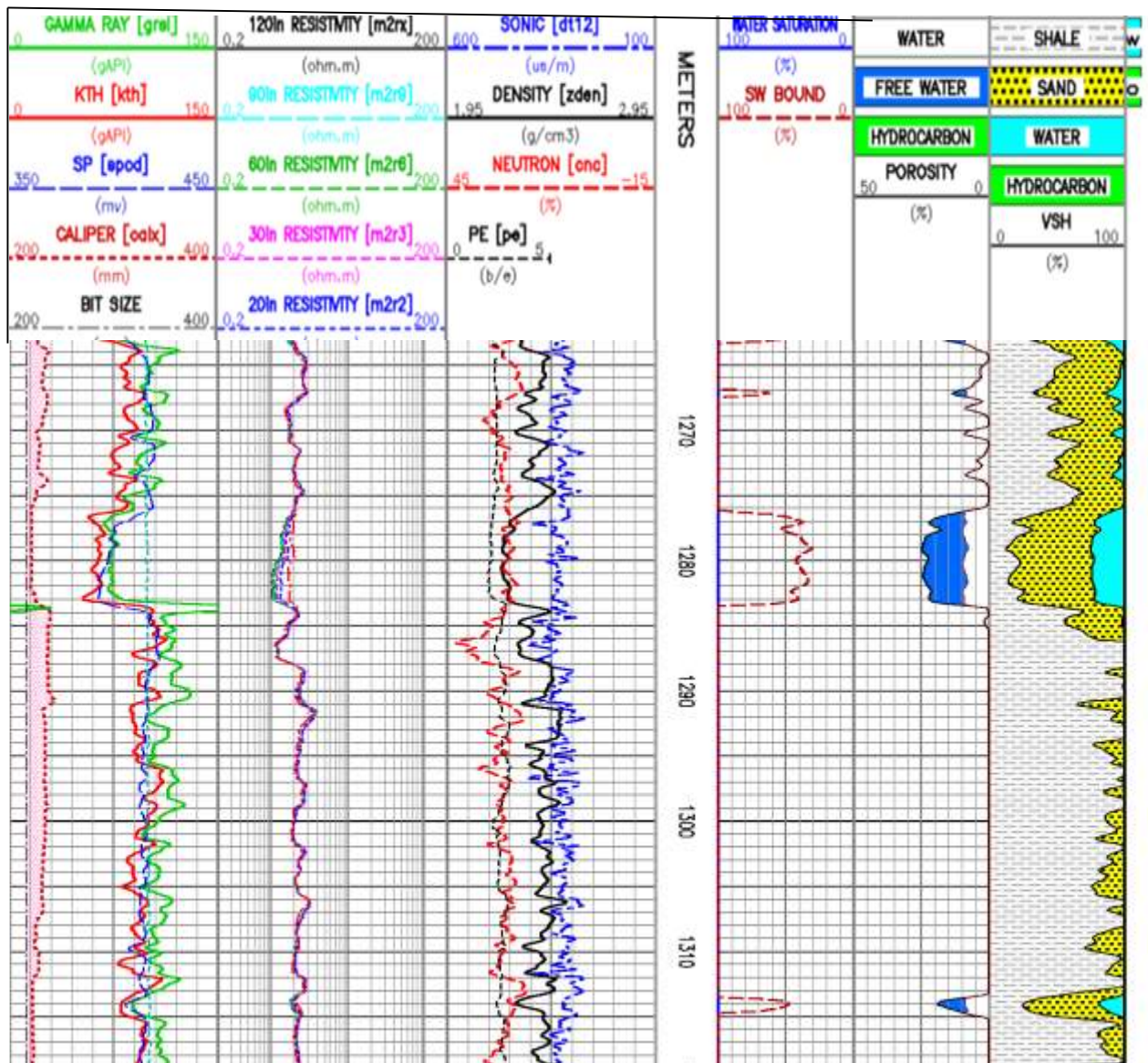


Рисунок- 5.50 Геофизическая характеристика интервала 1263,0-1319,0 м. по скважине В

Диаграммы поделены на две части: в первой части (поле 1,2,3).представлены данные ГИС, во второй части (поле 5,6,7,8) - результаты их обработки.

Первое поле: GR-ГК, SP-ПС, CALX-Каверномер, BS-номинальный диаметр скважины, KTH-ГК не включая урана,WTBH-температура скважины. Второе поле: M2RX, M2R9, M2R6, M2R3, M2R2, M2R1(сопротивления по ИК).Третье поле: ZDEN-литолого-плотностной метод, CNC-метод нейтронного каротажа, DT- акустический каротаж, PE-фотоэлектрический индекс. Четвертое поле: колонка глубин. Пятое поле: SW-водонасыщение, SWB-связанная вода. Шестое поле: POR-эффективная пористость, связанная вода, свободная вода, HYDROCARBON – объем углеводородов. Седьмое поле: SHALE-объем глины, SAND- объем песчаника, HYDROCARBON – объем углеводородов, WATER- вода

5.3. Анализ результатов и оценка эффективности геофизических исследований скважин при изучении меловых отложений Арыскупского нефтегазоносного района

Месторождение Кумколь

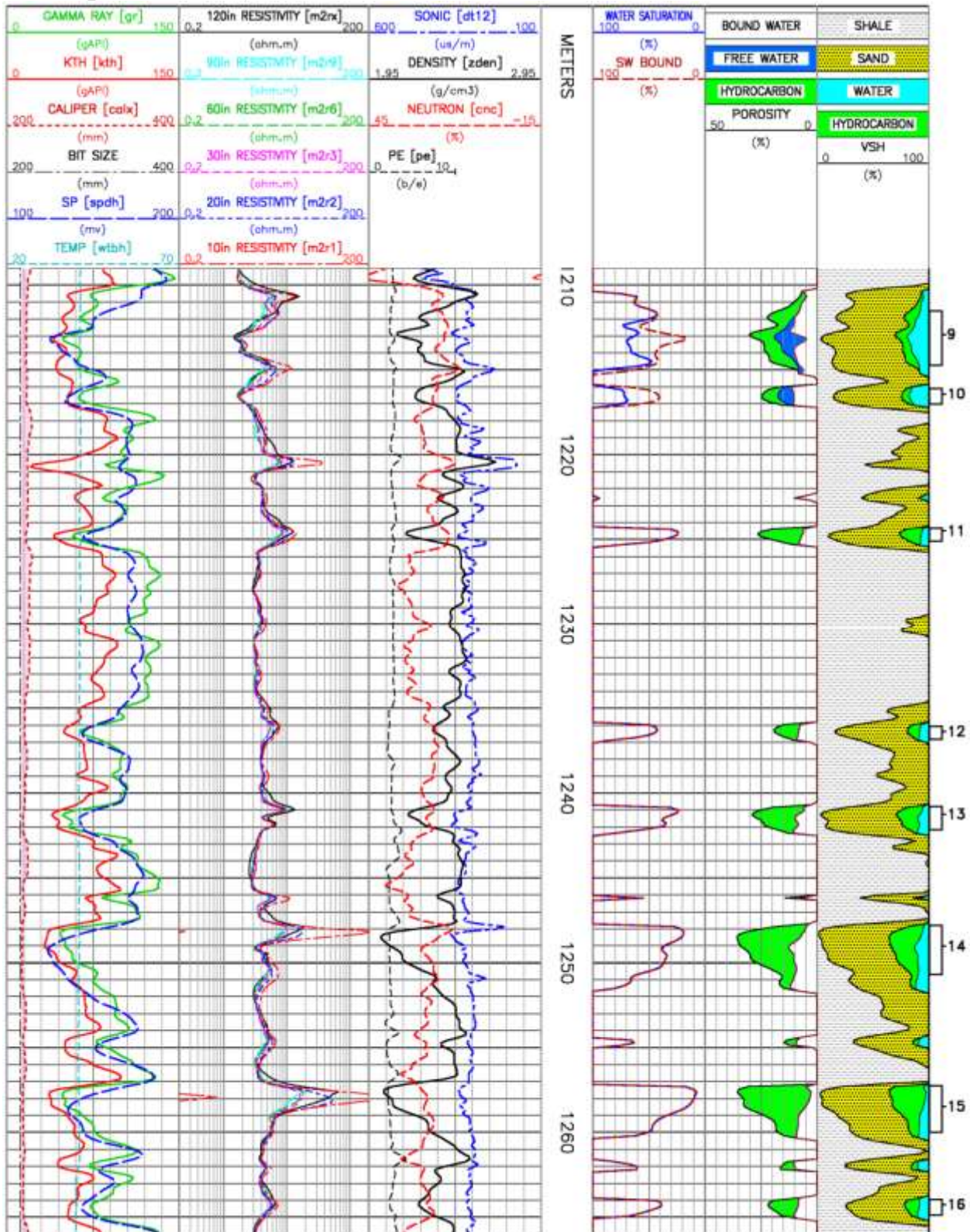


Рисунок- 5.51

Входные данные для интерпретации состояли из комплекса кривых GR (ГК), SP (ПС), ВИКИЗ, АК, ГГКП, НК.

Значение удельного электрического сопротивления ВИКИЗ по глубокому зонду - самое низкое, по мелкому зонду - высокое.

Для оценки глинистости пород использовались диаграммы гамма-каротажа и ПС.

По данным литолого-плотностного каротажа были определены общая пористость и эффективная пористость.

Из-за высокого содержания глинистости и присутствия связанной воды в коллекторах сопротивление продуктивных пластов местами не отличается от сопротивления глин. Газоносные коллекторы характеризуются аномально низкой пористостью по методу нейтронного каротажа: т.е. пористости по методам акустического каротажа и плотностного каротажа опережают пористость по методу нейтронного каротажа, что позволяет достаточно четко отличить газоносные пласты от нефтеносных.

Коллекторы

При выделении коллекторов и не коллекторов литологического состава скважины использованы данные обязательного стандартного комплекса ГИС: методы ГК, ПС, дополнительно использованы кроссплоты «нейтронно-плотностного» метода. Граничные значения пористости и проницаемости при выделении продуктивных коллекторов: Мел : Нижний предел пористости >19.5% Минимальная толщина прослоя > 0.4m Юра: Нижний предел пористости >17.0% Минимальная толщина прослоя > 0.4m 4.2

Определение характера насыщения

Критерии определения характера насыщения: Нефтеносные пласты – нефтенасыщение $\geq 40\%$ ($S_w \leq 60\%$), $S_w = S_{wb}$; Водоносные пласты - нефтенасыщение 60%), $S_w > S_{wb}$.

В результате обработки материалов ГИС выделено 16 пластов-коллекторов общей мощности 76.5м. Пласты № 12-16 мощность 8.5м – продуктивны, насыщены углеводородами.

Пласт №11 мощность – 0.6м газ. Пласты № 9,10 мощность 13.2м – нефть и вода.

Пласт №11 – газоносен, характеризуется лучшими петрофизическими свойствами, относительно высоким значением уд. эл. сопротивления. Коэффициент нефтенасыщения больше 50%. Данный пласт залегает над местным ГНК, что дает возможность охарактеризовать данную зону газоносной.

Пласты № 12-16 нефтеносны, характеризуются лучшими петрофизическими свойствами, относительно высоким значением уд. эл. сопротивления. Коэффициент нефтенасыщения больше 50%.

Пласты № 9,10 характеризуются как нефть и вода. Относительно низкое значение уд.эл.сопротивления проявляется в интервалах, характеризующимся лучшими петрофизическими свойствами. При сравнении с соседними скважинами, данные пласты залегают над первоначальным ВНК.

Месторождение Кызылкия

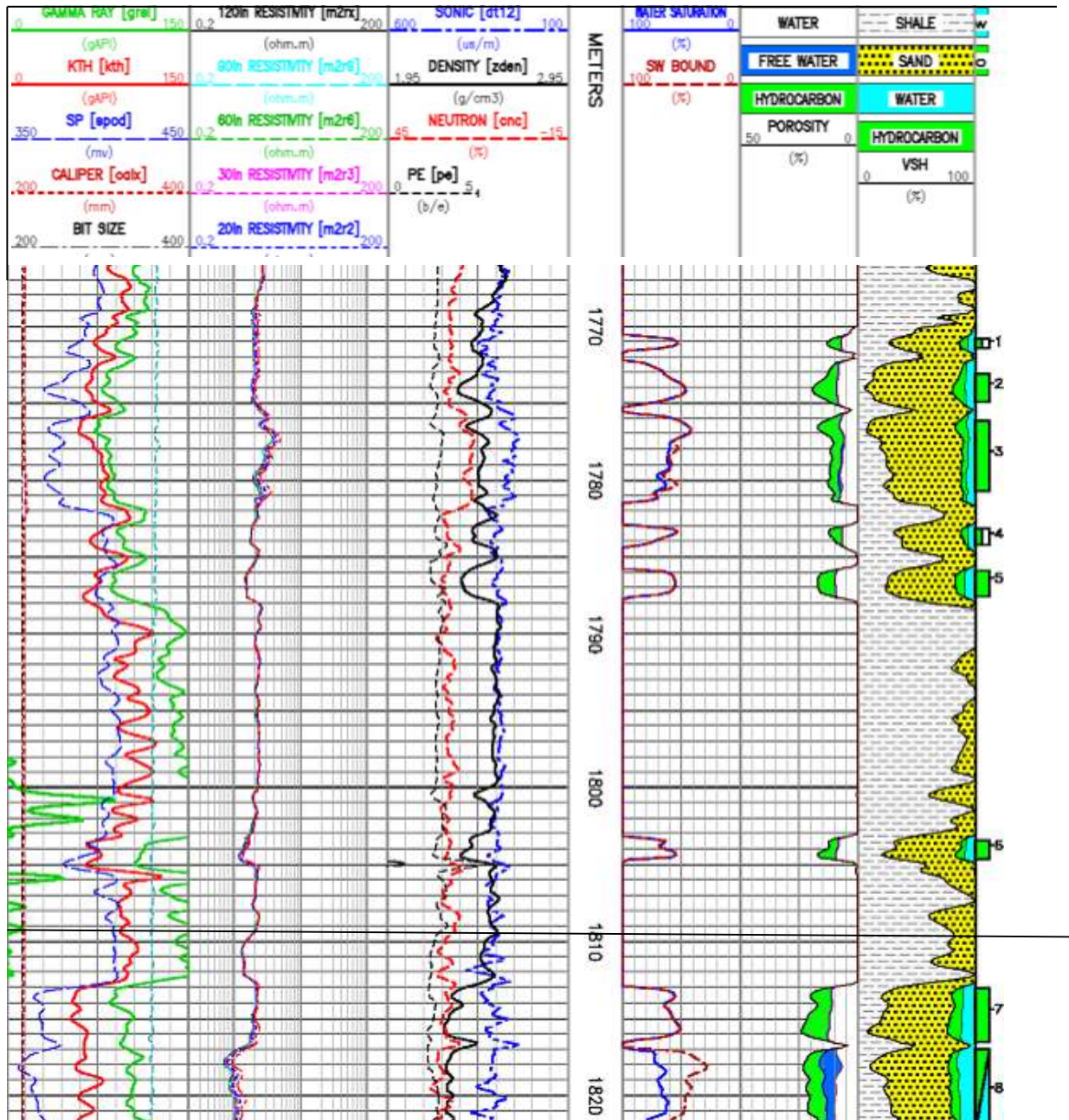


Рисунок- 5.52

По скважине месторождения Кызылкия по материалам ГИС выделены пласты-коллекторы общей мощности 19.2м.

Пласт 1 характеризуется слабой нефтенасыщенностью вследствие низкой пористост. Коэффициент пористости составляет 12.2%. Коэффициент нефтенасыщения составляет 44.4%.

Пласты 2,3 характеризуются как нефтеносные с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Коэффициент пористости составляет 16.3% и 12.6%, коэффициент нефтенасыщения составляет 45.9% и 41.6%.

Пласты 5,6,7 характеризуются как нефтеносные с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Коэффициент пористости составляет 14.1%-19.8%, коэффициент нефтенасыщения -40.0%-43.2%.

Пласт 4 характеризуется как слабо нефтенасыщенный. Коэффициент пористости составляет 10.6%, коэффициент нефтенасыщения составляет 40.5%.

Пласт 8 характеризуется как нефтеводонасыщенный. Коэффициент пористости составляет 20.4%, коэффициент нефтенасыщения - 31.3% [15].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дипломная работа посвящена комплексной интерпретации геофизических исследований скважин при изучении меловых отложений Арыскупского нефтегазонасного горизонта. Большой объем геолого-геофизической информации по продуктивным горизонтам, внес значительные коррективы в представления о геологическом строении и продуктивности месторождений, качестве коллекторов, подсчетных параметров и подходов к рациональному освоению залежей.

В работе проведен комплексный анализ геолого-геофизических данных по нефтегазовым скважинам; дана оценка методическим приемам, применяемые при изучении меловых продуктивных горизонтов в разные годы; показана эффективность способов обработки и представления геофизической информации, полученной в результате комплексной интерпретации; показана эффективность использования петрофизических связей для литологического, седиментологического и фациального анализов разрезов скважин. Дан сравнительный анализ результатов интерпретации каротажных диаграмм при изучении коллекторов месторождений Кумколь и Кызыкля, отличающиеся геолого-структурными и литолого-стратиграфическими условиями формирования продуктивных горизонтов.

Установлено, что коллекторы месторождений Кумколь и Кызыкля представлены слабо сцементированными гравелитами, и алевролитами с высокими емкостно-фильтрационными свойствами. Месторождения схожи между собой как литологически так и стратиграфически, так как находятся на одной нефтегазовой провинции. Месторождения имеют попутный газ (газ горизонта) и свободный газ.

Более подробно и детально изучены фильтрационно-емкостные параметры коллекторов на основании обработки имеющихся результатов лабораторных, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, по материалам скважин только для меловых залежей месторождения центральной части месторождения Кумколь и Северного блока месторождения Кызыкля, поскольку они являются основным объектом разработки и по ним собран наиболее полный объем исходных данных. По другим тектоническим элементам приведенные значения параметров коллекторов основаны на незначительном количестве данных. Поэтому необходимо продолжить исследования коллекторских свойств: отобрать и качественно проанализировать керн в количестве 3-5 образцов на 1 м продуктивной части разреза во всех блоках месторождений и, установив петрофизические связи по результатам интерпретации каротажных диаграмм, детально изучить фильтрационные свойства пород. Эти данные позволят дать эффективную характеристику и особенность меловых горизонтов Арыскупского продуктивного горизонта дать и наметить на будущее перспективные объекты поисков и разведки залежей нефти и газа, дать обоснование геологической

целесообразности проведения или возобновления на них геолого-геофизических работ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Геологоразведочные работы на нефть и газ в Южном Казахстане и их направление на 1989-1990 гг. и до 2000 г. / К.А. Клещев, В.И. Карпов, Ф.Е. Сеницын и др. // Геология нефти и газа. - 1988. - № 10. - С. 19-22.
- [2] Куандыков Б.М., Нажметдинов А.Ш., Сапожников Р.Б. Строение глубоководных отложений Арыскупского прогиба Южно-Тургайской впадины по сейсмостратиграфическим данным // Геология нефти и газа. - 1992. - № 12. - С. 22-27.
- [3] Месторождения нефти и газа Казахстана: Справочник / Э.С. Воцалевский, Б.М. Куандыков, З.Е. Булекбаев и др. - М.: Недра, 1993.
- [4] Джакиев К.Т. «Центр технологических исследований», «Казмунайгаз», - 2005г. "Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения (Атырауская область Республики Казахстан по состоянию на 01.01.2005г).
- [5] Развитие и нефтегазоносность Южно-Тургайского бассейна. Шахабаев Р.С., Кульжанов М.К., Парагульгов Х.Х., Давыдов Н.Г., Жолтаев Г.Ж., Парагульгов Т.Х. Алматы. 2004- 159 с
- [6] Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород / Под ред. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. – М.: Недра, - 2007. – 592 с.
- [7] Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», - 2007. – 327 с.
- [8] Хмелевского В.К. Геофизические методы исследования. Москва, «Недра». 1988 г.
- [9] Ладынин А.В. Петрофизика. Лекции для студентов геологических специальностей. Новосиб. госуд.ун-т. Новосибирск, 2002.
- [10] Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: Курс лекций. - Екатеринбург: УПТА, 2003.
- [11] Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Р. А. Резванов, А. Н. Африкян. Промысловая геофизика. М Недра, 2004.
- [12] Заляев Н.З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин. – Минск, 1990г.
- [13] Элланский М.М., Трунова М.И. Основы геологии нефти и газа. - М. Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001..
- [14] Геология СССР. Западный Казахстан. Том 21, Москва, «Недра», 1970 г..
- [15] The Geological Interpretation of Well Logs. Malcolm Rider. 2006.



Метаданные

Название

Особенности геофизических исследований скважин при изучении меловых отложений Арыскумского нефтегазоносного горизонта.docx

Автор

Аманкелді Әлі Нұрәліұлы

Научный руководитель






Айгуль Исагалиева

Подразделение

ИГиНГД

Список возможных попыток манипуляций с текстом

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

Замена букв		10
Интервалы		0
Микропробелы		2
Белые знаки		0
Парафразы (SmartMarks)		25

Объем найденных подобий

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



25

Длина фразы для коэффициента подобия 2



10882

Количество слов



84430

Количество символов

Подобия по списку источников

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

10 самых длинных фраз

Цвет текста

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	ЦВЕТ ТЕКСТА
1	http://kniga.seluk.ru/k-fizika/1004103-1-v-koskov-koskov-geofizicheskie-issledovaniya-skvazhin-interpretaciya-dannih-gis-ulverzhdeno-redakcionno-izdatelski.php	42	0.39 %
2	http://mgufunn.ru/work/465146/Sovershenstvovanie-sistem-razrabotki-neftyanogo	33	0.30 %
3	https://otherreferats.allbest.ru/geology/00872460_0.html	25	0.23 %
4	https://otherreferats.allbest.ru/geology/00872460_0.html	20	0.18 %

5	Weighted and boundary L^p estimates for solutions of the ∂ -equation on lineally convex domains of finite type and applications Ph. Charpentier, Y Dupain;	17	0.16 %
6	http://geolib.ru/OilGasGeo/1996/05/Stat/stat02.html	17	0.16 %
7	https://othereferats.alibest.ru/geology/00872460_0.html	17	0.16 %
8	Каналин Р.А. Диссертация 2021.docx 6/3/2021 Atyrau University of Oil and Gas (Deanery)	16	0.15 %
9	БАЛТАБАЕВ А.М. Курсовой проект 2021.doc 4/12/2021 Atyrau University of Oil and Gas (Deanery)	15	0.14 %
10	Геодинамическая модель и нефтегазоносность Арыскумского прогиба 6/21/2020 Satbayev University (ИГИНГД)	14	0.13 %

из базы данных RefBooks (0.16 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
Источник: https://arxiv.org/			
1	Weighted and boundary L^p estimates for solutions of the ∂ -equation on lineally convex domains of finite type and applications Ph. Charpentier, Y Dupain;	17 (1)	0.16 %

из домашней базы данных (0.87 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	Касымжанова М. .docx 5/23/2017 Satbayev University (ИГИНГД)	41 (4)	0.38 %
2	Геодинамическая модель и нефтегазоносность Арыскумского прогиба 6/21/2020 Satbayev University (ИГИНГД)	27 (2)	0.25 %
3	Комплексные петрофизические и лабораторные исследования керна продуктивных отложений с целью уточнения остаточных запасов нефти месторождения Бектас в пределах Арыскумской грабен-синклинали .docx 6/30/2020 Satbayev University (ИГИНГД)	27 (3)	0.25 %

из программы обмена базами данных (0.36 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	Каналин Р.А. Диссертация 2021.docx 6/3/2021 Atyrau University of Oil and Gas (Deanery)	16 (1)	0.15 %
2	БАЛТАБАЕВ А.М. Курсовой проект 2021.doc 4/12/2021 Atyrau University of Oil and Gas (Deanery)	15 (1)	0.14 %

3	Абишев Зарипотдин.docx 6/11/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	8 (1)	0.07 %
---	--	-------	--------

из интернета (2.24 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	https://otherreferats.allbest.ru/geology/00872460_0.html	98 (7)	0.90 %
2	http://kniga.seluk.ru/k-fizika/1004103-1-v-koskov-koskov-geofizicheskie-issledovaniya-skvazhin-interpretaciya-dannih-gis-utverzhdeno-redakcionno-izdatelski.php	42 (1)	0.39 %
3	http://mgutunn.ru/work/465146/Sovershenstvovanie-sistem-razrabotki-naftyanogo	39 (2)	0.36 %
4	http://geolib.ru/OilGasGeo/1998/05/Stat/stat02.html	25 (2)	0.23 %
5	http://docs.cntd.ru/document/1200056065	15 (2)	0.14 %
6	http://vital.lib.tsu.ru/vital/access/services/Download/vital.3279/SOURCE01	13 (1)	0.12 %
7	https://inzhprou.ru/diplomnaya/mestorozhdenie-kumkol/	12 (1)	0.11 %

Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	СОДЕРЖАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
------------------	------------	---

*Договор с заказчиком
от 10.06.19*

Абишев З.М.
прверяющий эксперт
Абишев З.М.

ОТЗЫВ

научного руководителя на дипломную работу

Аманкелді Әлі Нұрәліұлы

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

Тема дипломной работы: «Особенности геофизических исследований скважин при изучении меловых отложений Арысқумского нефтегазоносного горизонта»

Дипломная работа состоит из введения, пяти разделов и заключения. Объем работы составляет «112» страниц текста, иллюстрирована рисунками, таблицами и сопровождается библиографией из 15 наименований.

В дипломной работе рассмотрены особенности геофизических исследований скважин при изучении меловых отложений Арысқумского нефтегазоносного горизонта. Проведен сбор, анализ исходных геолого-геофизических данных по нефтегазовым скважинам месторождений Кумколь и Қзылқия. Показана эффективность способов обработки и представления геофизической информации, полученных в результате геофизических исследований поисково-разведочных скважин. Изучены и дана характеристика методическим приемам комплексной интерпретации каротажных диаграмм и лабораторных исследований керна. Дана оценка эффективности выполненных геофизических исследований при определении свойств коллекторов. Проведен сравнительный анализ результатов интерпретации каротажных диаграмм при изучении меловых коллекторов месторождений Кумколь и Қзылқия, характеризующиеся различными геолого-структурными и литолого-стратиграфическими условиями формирования геологических комплексов.

В ходе анализа использованы фондовые материалы прошлых лет Южно-Казахстанского межрегионального территориального департамента геологии и недропользования «Южказнедра», а также новые геологические и геофизические обобщающие материалы, информация по результатам бурения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, которые проводились недропользователями в последние годы. При выполнении исследований по дипломной работе Аманкелді Әлі показал достаточный уровень теоретической подготовки, умение работать с отчетными и опубликованными материалами.

За время учебы и особенно в процессе подготовки дипломной работы Аманкелді Әлі 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 Аманкелді Әлі со стороны преподавателей кафедры и товарищей по учебе.

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

Научный руководитель

Лектор кафедры Геофизики  А.К. Исағалиева

«17» мая 2022 г.

РЕЦЕНЗИЯ

на дипломную работу

Аманкелді Әлі Нұрәліұлы

Специальность 5В070600 «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»

На тему: «Особенности геофизических исследований скважин при изучении меловых отложений Арысқумского нефтегазоносного горизонта»

Выполнено:

- а) пояснительная записка на 112 страницах
- б) презентационный материал на 25 слайдах

Дипломная работа посвящена комплексной интерпретации геофизических исследований скважин при изучении меловых отложений Арысқумского нефтегазоносного горизонта.

На сегодняшний день в Арысқумском прогибе открыты и находятся на разных стадиях освоения 50 месторождений нефти и газа разной величины. Большая часть месторождений утратили свою рентабельность. Поэтому поиски новых залежей на отработываемых месторождениях в старых нефтедобывающих районах, с хорошо развитой инфраструктурой в настоящее время особенно актуальны. На примере месторождений Кумколь и Кызылкия в рецензируемой работе проведен комплексный анализ геолого-геофизических данных по нефтегазовым скважинам, который показал, что большой объем геолого-геофизической информации накопившийся на сегодняшний день по продуктивным меловым горизонтам, вносит значительные коррективы в представления о геологическом строении и продуктивности месторождений, качестве коллекторов, подсчетных параметров и подходов к рациональному освоению залежей.

Достоинством работы является то, что в процессе обобщения и анализа автором использован широкий комплекс современных геолого-геофизических методов исследования скважин: анализ и обобщение интерпретации ГИС, теоретические и экспериментальные исследования, посвященные изучению геологических разрезов; анализ керновых исследований; определение литологического расчленения разрезов скважин по данным кроссплотов нейтронно-плотностного и нейтронно-акустического методов; оценка интерпретационной модели по данным интерпретации ГИС (вычисление глинистости, пористости, проницаемости и характера насыщения).

Автор, показав эффективность выбранных комплексов ГИС, способов обработки и интерпретации геофизической информации, полученных в результате исследований поисково-разведочных скважин месторождений, сделал вывод о высокой степени достоверности информации по характеристике свойств меловых коллекторов месторождений Кумколь и Кызылкия. Установлено, что коллекторы месторождений Кумколь и Кызылкия представлены слабо сцементированными гравелитами, и алевролитами с высокими емкостно-фильтрационными свойствами. Месторождения схожи между собой как литологически так и стратиграфически, так как находятся на одной нефтегазовой провинции.

В целом, работа представляет собой законченный труд с обоснованными выводами об оценке эффективности выполненных геолого-геофизических исследований при изучении свойств коллекторов. Основные положения и выводы, приведенные в работе, возражений не вызывают. Работа выполнена на основе проработки имеющихся геолого-геофизических материалов, необходимые ссылки на использованные источники имеются. Тема дипломной работы раскрыта полностью и составлена в соответствии со всеми методическими требованиями.

Оценка работы

Особенность исследований выполненные в работе Аманкелді Әлі –это то, что автор самостоятельно критически проанализировала технику и технологию геофизических исследований скважин, накопившиеся на сегодняшний день по уже давно разрабатываемым месторождениям Кумколь и Кызылкия. Дал оценку качеству полевых геофизических исследований скважин, достоверности построенных каротажных диаграмм. Показал результаты комплексной интерпретации ГИС и лабораторных анализов керна. Сделал корректные выводы и рекомендации о надежности полученных подсчетных параметров нефтегазоносных коллекторов меловых продуктивных горизонтов.

В качестве недостатков необходимо отметить:

1) При выборе скважин для анализа качества полученных данных ГИС были использованы скважины, расположенные в пределах основной залежи месторождений, когда как было бы интересно рассмотреть и эффективность ГИС в скважинах на перспективных, прилегающих к основной залежи участкам меловых отложений.

2) Дипломная работа по объему слишком большая (более 100 стр). Разделы по общей характеристике объектов исследований можно было дать кратким описанием с выделением особенностей геолого-геофизических характеристик.

Однако эти недостатки не снижают основные достоинства представленной на рецензию дипломной работы.

Дипломная работа Аманкелді Әлі рекомендуется к защите с присвоением ей академической степени бакалавра техники и технологии по специальности 5В070600 – «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых».

Рецензент
Генеральный директор
ТОО «СОМЭ» МҰС РК

“17” мая 2022 г.



Б.М. Аширов