

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН
НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КАЗАХСКИЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ имени К.И.САТПАЕВА»



ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА ИМ. К. ТУРЫСОВА
КАФЕДРА «ГЕОФИЗИКИ И СЕЙСМОЛОГИИ»

Сламбек Нұрастана Қайратұлы

**РОЛЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН
ПРИ ОСВОЕНИИ ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ
НЕФТЕНОСНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮЖНО-
ТУРГАЙСКОЙ ВПАДИНЫ (НА ПРИМЕРЕ ГРУППЫ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ КУМКОЛЬ)**

Магистерская диссертация

7М07105 «Нефтегазовая и рудная геофизика»
(научно-педагогическое/профильное направление)

Алматы, 2024

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КАЗАХСКИЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ К.И.САТПАЕВА»

Институт Геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова

УДК 550.834(574)

На правах рукописи

Слаибек Нурастана Қайратұлы

Магистерская диссертация
На соискание академической степени магистра

Роль геофизических исследований скважин при освоении верхнепалеозойских
нефтеносных залежей месторождений Южно-Тургайской впадины (на примере
группы месторождений Кумколь)

7M07105 «Нефтегазовая и рудная геофизика»
(научно-педагогическое направление)

Научный руководитель
Профессор, доктор геолого-
минералогических наук, доцент(ученая
степень, звание)

Истекова С.А.

Подпись Ф.И.О.

«17» 01 2024 г.

Рецензент
кандидат геол.-минерал. наук
(ученая степень, звание)

Е.М.Ахметов

подпись Ф.И.О.

«16» 01 2024 г.

Нормоконтроль
Магистр техники и технологии
(ученая степень, звание)

Кисеева Ш.Ө.

подпись Ф.И.О.

«17» 01 2024 г.



ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
Доктор технических наук,
профессор(ученая степень, звание)

Ратов Б.Т.

подпись Ф.И.О.

«17» 01 2024 г.

Алматы 2024 г.

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КАЗАХСКИЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ К.И.САТПАЕВА»

Институт Геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова

Кафедра «Геофизики и сейсмологии»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой «Геофизики и
сейсмологии»

(наименование кафедры)

Доктор технических наук, профессор

Бучая степеней, звание

Ратов Б. Б.

Подпись Ф.И.О.

«19» & GAS ENGINEER 2024 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Слаибек Нурастана Қайратұлы

(Ф.И.О. обучающегося)

Тема: Роль геофизических исследований скважин при освоении
верхнепалеозойских нефтеносных залежей месторождений Южно-
Тургайской впадины (на примере группы месторождений Кумколь)

(тема магистерской диссертации)

Утверждена приказом _____ № от « » _____ 20 г.

(курирующий проректор)

Срок сдачи законченной диссертации « » _____ 20 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: Геолого-геофизические
данные месторождения Восточный Караванчи и новый участок Кумколь
которые относятся к группе месторождений Кумколья.

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации
вопросов:

- 1) Роль геофизических исследований скважин при освоении месторождений
углеводородов в пойсково-разведочном этапе
- 2) Комплекс геофизических исследований скважин в открытом стволе при
поиске месторождений углеводородов
- 3) Оценка возможности геофизического исследований скважин в пойсково-
разведочном этапе на примере месторождения Кумкольский группы.

ГРАФИК
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультатам	Примечание
Обоснование проведения исследований	26.11.2023 г.	выполнено
Характеристика исходных данных	03.12.2023 г.	выполнено
Методика исследований	25.12.2023 г.	выполнено
Комплексная интерпретация геофизических данных и лабораторных исследований керна	05.01.2024 г.	выполнено
Выводы и рекомендации	10.01.2024 г.	выполнено
Заключение	12.01.2024 г.	выполнено

Подписи

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

Наименования разделов	Консультанты, Ф.И.О. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Обоснование проведения исследований	С.А. Истекова, профессор, доктор геолого- минералогических наук, доцент	26.11.2023 г.	
Характеристика исходных данных	С.А. Истекова, профессор, доктор геолого- минералогических наук, доцент	03.12.2023 г.	
Методика исследований	С.А. Истекова, профессор, доктор геолого- минералогических наук, доцент	25.12.2023 г.	
Комплексная интерпретация геофизических данных и лабораторных исследований керна	С.А. Истекова, профессор, доктор геолого- минералогических наук, доцент	05.01.2024 г.	
Выводы и рекомендации	С.А. Истекова, профессор, доктор геолого- минералогических наук, доцент	10.01.2024 г.	
Заключение	С.А. Истекова, профессор, доктор геолого- минералогических наук, доцент	12.01.2024 г.	
Нормоконтролер	Ш. Э. Кисеева, преподаватель, магистр технических наук	17.01.2024	

Научный руководитель
Задание принял к исполнению магистрант

Истекова С.А.
Слаибек Н.К.

Дата "17" января 2024 г.

Рекомендуемая основная литература:

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Р. А. Резванов, А. Н. Африкян. Промысловая геофизика. М Недра, 2004.
2. The Geological Interpretation of Well Logs. Malcolm Rider. 2006.
3. Справочник: Месторождений нефти и газа Казахстана. - Алматы, 2007.- 326с.
4. Шарменов А.С., Бигараев А.Б., Геологическое строение и закономерности расположения месторождений нефти и газа в Арыскупском прогибе Южно-Торгайской впадины. //Нефть и газ. 2011. № 6. С. 56-61

АННОТАЦИЯ

В работе рассмотрены вопросы комплексных исследований скважин по выделению и оценке свойств коллекторов группы месторождений месторождений Кумколь (Восточный Караванчи, Кумколь Новый). На основе бурения новых глубоких скважин. Показана роль геофизических исследований и результаты петрофизического анализа по продуктивным меловым и юрским горизонтам. Петрофизическая количественная интерпретация на этапах разведки, доразведки и эксплуатации месторождения проведена по данным ГИС, изучения разреза по шламу в процессе выполнения геолого-технологических исследований и исследования образцов керна. Проведен люминесцентно-битуминологический анализ керна с целью выявления нефтегазоносных интервалов по вновь пробуренным скважинам. В результате доизучения геологического строения района, выявлены новые продуктивные горизонты, получены дополнительные параметры для подсчета запасов и разработки месторождений Кумкольской структуры.

АННОТАЦИЯ

Диссертациялық жұмыста Құмкөл (Шығыс Караванчи, Жаңа Құмкөл) кен орындары тобының коллекторларын бөлу және коллекторларының қасиеттерін бағалау бойынша Ұңғымаларды кешенді зерттеу мәселелері қаралды. Жаңа терең ұңғымаларды бұрғылау негізінде. Геофизикалық зерттеулердің рөлі және өнімді Бор және Юра горизонттары бойынша петрофизикалық талдау нәтижелері көрсетілген. Кен орнын барлау, жете барлау және пайдалану кезеңдеріндегі петрофизикалық сандық интерпретация ГҰБ деректері бойынша, геолого - технологиялық зерттеулерді орындау және тау жынысы үлгілерін зерттеу процесінде шлам бойынша қиманы зерттеу бойынша жүргізілді. Жаңадан бұрғыланған ұңғымалар бойынша мұнай-газ аралықтарын анықтау мақсатында тау жынысы үлгісіне люминесцентті-битуминологиялық талдау жүргізілді. Нәтижесінде ауданның геологиялық құрылысын жете зерттеу, жаңа өнімді горизонттар анықталды, қорларды есептеу және Құмкөл құрылымының кен орындарын игеру үшін қосымша параметрлер алынды.

ANNOTATION

The Dissertation work considers the issues of integrated geophysical research on the allocation and assessment of reservoir properties of the Kumkol group of deposits (Vostochny Karavanchi, Kumkol novy). Based on drilling new deep wells. The role of geophysical research and the results of petrophysical analysis of productive Cretaceous and Jurassic horizons are shown. Petrophysical quantitative interpretation at the stages of exploration, pre exploration and exploitation of the deposit was carried out according to well log data, the study of the cutting through the sludge in the process of mud logging and core samples. A luminescent bituminological analysis of the core was carried out in order to identify oil and gas bearing intervals for newly drilled wells. As a result, the geological structure of the area was studied further, new productive horizons were identified, additional parameters were obtained for calculating reserves and developing deposits of the Kumkol structure.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1. Обоснование проведения исследований	13
2. Характеристика исходных данных	16
2.1 Геолого-геофизическая изученность района исследований	16
2.2 Геологическое строение района	18
2.3 Литолого-физическая характеристика пород-коллекторов продуктивных отложений и покрышек	24
2.4 Объём и представительность результатов исследования керна	29
2.5 Результаты геофизических исследований скважин	30
3. Методика исследований	32
3.1 Анализ результатов геофизических исследований скважин	32
3.2. Анализ результатов исследований керна и шлама	53
3.3 Методика интерпретации промыслово-геофизических исследований скважин	59
4. Комплексная интерпретация геофизических данных и лабораторных исследований керна	61
4.1 Интерпретация материалов ГИС.	61
4.2 Изучение геологического строения продуктивных горизонтов	66
4.3 Выделения коллекторов и определения фильтрационно-емкостных свойств.	72
4.4 Определение эффективных толщин, коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности	80
4.5 Детальная корреляция скважин	86
5. Выводы и рекомендации	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	100
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	102

ВВЕДЕНИЕ

Тема магистерской диссертации: Роль геофизических исследований скважин при освоении верхнепалеозойских нефтеносных залежей месторождений Южно-Тургайской впадины (на примере месторождений Кумкольский группы).

Цель: На основе анализа результатов геофизических исследований скважин последних лет показать их роль на стадии освоения и подготовке к эксплуатации сложных по строению палеозойских отложений Южно-Тургайского нефтегазоносного бассейна.

Задачи: На примере участков Восточный Караванчи и Новый Кумколь показать эффективность геофизических исследований скважин в комплексе с результатами современных петрофизических исследований для:

- 1) изучения особенностей геологического строения верхнепалеозойских горизонтов;
- 2) оценки толщин и фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов;
- 3) изучения литолого-физических характеристик нефтегазоносных горизонтов и выделения коллекторов.

Научно-технический прогресс оказал огромное влияние на развитие и совершенствование геофизических методов исследования скважин (ГИС). 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 и интерпретации геофизических данных с широким применением компьютерных технологий.

Современные методы геофизических исследований скважин, при полноте используемого комплекса и знании петрофизических связей между геофизическими и подсчетными параметрами изучаемого геологического объекта, при правильном представлении о типе коллектора и применении геофизически обоснованных способов интерпретации, дают возможность получить надежные данные об изучаемом коллекторе.

Объект исследований: Участок Восточный Караванчи, расположенный вблизи месторождения Кумколь. Площадь исследований по нефтегеологическому районированию находится в Южно-Тургайском нефтегазоносном районе, входящую в Арало-Тургайскую нефтегазоносную провинцию. В непосредственной близости от площади работ выявлены залежи нефти и газа на месторождениях Кумколь, Восточный Кумколь, Южный Кумколь, Кызылкия, Северный Нуралы, Восточный Караванчи.

Учитывая вышеперечисленное, район работ является перспективным в направлении поисков залежей углеводородов.

Фактический материал. В основу работы положены материалы исследований ТОО «ЦентрПромГеофизика» (площадь «вблизи Кумколь»), собранные автором в процессе прохождения научно-исследовательской и производственной практики.

При проведении исследований и подготовки диссертации широко использовались опубликованные, фондовые материалы прошлых лет и новейшие геолого-геофизические данные. Широко использованы материалы бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, проведенные в последние годы недропользователями, занимающихся поиском, разведкой и разработкой месторождений нефти и газа в пределах исследуемых районов. Результаты исследований автором опубликованы в 2-х статьях.

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

- анализ и обоснование выбора комплекса ГИС для решения поставленных задач;

- анализ и оценка качества результатов геофизических исследований скважин на участках Восточный Караванчи и Новый Кумколь;

- анализ и исследование результатов ГИС для изучения геологического строения района исследований;

- анализ и исследование результатов ГИС для выделения коллекторов и изучение коллекторских свойств выделенных продуктивных горизонтов.

Научная новизна и практическая ценность. На основе применения современных технологий геофизических исследований показана их роль и эффективность при изучении сложного геологического разреза и выделения неоднородных коллекторов Кумкольской группы месторождений.

Полученные параметры и свойства коллекторов (эффективные толщины, тип насыщения, фильтрационно-емкостные свойства, положения ВНК) необходимы для подсчета запасов на новых участках (Караванчи) и переподсчете запасов уже эксплуатируемых участков (Новый Кумколь). Кумкольской группы месторождений.

Личный вклад: Автор диссертации работает в компании ТОО «ЦентрПромГеофизика», которая занимается сбором и обработкой скважинных данных (ГИС, ГТИ). Диссертант непосредственно участвовал в исследованиях, по анализу вновь полученных результатов геофизических исследований скважин на участках Кумкольской группы месторождений.

Научные консультанты: ассоциированный профессор Умирова Г.К., лекторы кафедры геофизики Толыбаевой Д. Н., Исагалиевой А. К.,

Диссертация состоит из «Введения», 5 глав и «Заключения», содержит 86 страниц (из них – 80 стр. основного текста, сопровождаемого 46 рисунками и 13 таблицами), список литературы включает в себя 31 наименований.

1. Обоснование проведения исследований

В Арыкумском прогибе Южно-Тургайской впадины к настоящему времени открыто 14 месторождений нефти и газа. Одно из них крупное нефтяное месторождение Кумколь введено в эксплуатацию, а ряд месторождений (Майбулак, Арыкум, Акшабулак, Южный Кумколь, Нуралы, Кызыл-Кия и др.) закончены разведкой и подготовлены к разработке.

Продуктивные толщи открыты в среднеюрских, нижнеэокомских и верхнеэокомских отложениях. Не исключается и промышленная нефтегазонасность нижнеюрского комплекса, чему способствует наличие коллекторов в этой части разреза и нефтегазопроявления по ряду скважин.

По стратиграфической приуроченности выявленных в Арыкумском прогибе нефтегазовых залежей можно выделить два нефтегазонасных комплекса: меловой и юрский. Каждый в свою очередь, состоит из подкомплексов. Меловой включает два: нижнеэокомский и верхнеэокомский, а юрский разделяется на три подкомплекса: нижний, объединяющий сазымбайскую и айбалинскую свиты; средний, представленный образованиями даульской и карагансайской подсвит и верхний, включающий кумкольскую и акшибулакскую подсвиты.

Одно из первых открытий в регионе относится к 1983 году, когда в результате геологоразведочных работ 1984-85 гг. на месторождении Кумколь были выявлены залежи нефти в отложениях нижнего эокома, верхней и средней юры. В 1985 г. Турланской ГФЭ к северу от собственно Кумкольского поднятия было выявлено поднятие, названное Северным Кумколем. В дальнейшем, бурением было установлено, что оно является северным периклинальным продолжением Кумколя. В 1986 г. разведка центральной части была в основном завершена и геологоразведочные работы проводились на северном участке месторождения.

Месторождение Кумколь эксплуатируется уже более 30 лет и на данное время, находится на предконечной стадии промышленного освоения, характеризующейся средним объемом добычи нефти и жидкости. В среднем обводненность на месторождении добываемой нефти, составляет 70–75%. В эксплуатации находятся 4 объекта разработки. Такие показатели обосновываются опережающей выработкой запасов нефти на месторождении, сосредоточенных в высокопроницаемых и высокопродуктивных коллекторах, и формирование остаточных запасов в низкопроницаемых зонах коллекторов, сопровождающиеся быстрым ростом обводненности и снижением темпов отбора. Такой неравномерной выработке запасов нефти способствуют 3 фактора:

- высокая неоднородность поля проницаемости;
- расчлененность нефтенасыщенных коллекторов;
- неравномерный охват заводнением как по площади, так и по разрезу эксплуатационных объектов.

Особенно это затрагивает разработку многопластовых объектов, состоящих из пластов с разными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). При вступлении таких объектов в позднюю стадию разработки активное заводнение способствует образованию многочисленных застойных зон, тупиков, слабо вырабатываемых участков и слоев с отличающимися по объемам значениями остаточных запасов нефти и промытых зон.

В таких сложных промыслово-геологических условиях возникли 2 очень важные задачи для дальнейшего увеличения добычи углеводородов:

1. детальное до изучение геологического строения и выявления новых залежей вблизи месторождения Кумколь
2. петрофизический анализ свойств коллекторов с целью вовлечения в разработку многопластовых объектов, состоящих из пластов с разными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

В свете вышесказанного возникла необходимость вовлечение в освоение новых площадней «вблизи Кумколь», где проводятся поисково – разведочные работы с широким применением традиционных и инновационных технологий скважинных исследований для изучении сложных коллекторов (рисунок 1).



Рисунок 1.1 – Картограмма расположения площади участка «вблизи Кумколь»

В 2021г компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» был составлен «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке «вблизи Кумколь», в котором обоснованы объемы геологоразведочных работ и предусмотрены следующие виды разведочных работ:

1. Бурение независимых поисковых скважин К-1, К-2 и К-3, глубиной 1700 и 2200 метров, с целью поисков залежей углеводородов и оценки перспектив палеозойских, юрских и нижнемеловых отложений.

2. Проведение на новых участках сейсморазведочных работ 2Д, их интерпретация с ранее проведёнными сейсмическими исследованиями;

3. Проведение широкомасштабных скважинных исследований, включая отбор керна, ГИС, геохимические исследования, геолого-технологические исследования (ГТИ), испытания скважин.

Основными задачами поисковых работ является обнаружение и прослеживание залежей нефти и газа с оценкой их ресурсов, определение целесообразности постановки дальнейшей разведки.

На этом этапе высока роль и значение принадлежит ГИС, которая с течением времени постоянно возрастает, т.к. в перспективе ГИС открывают путь к бескерновому познанию скважин. В настоящее время в скважинах регистрируется свыше 35 различных параметров: разнообразные физические свойства горных пород, напряженность многообразных физических полей, технические характеристики состояния самой буровой скважины. При этом стоимость ГИС составляет лишь незначительную часть от стоимости сооружения и оборудования скважины. Так, например, на нефтяных скважинах, где применяется весьма обширный комплекс ГИС, его стоимость не превышает 4% от стоимости буровых работ, обеспечивая при этом экономию до 20% средств, необходимых для оборудования скважины.

2. Характеристика исходных данных

2.1. Общие сведения района исследований

Участок Восточный Караванчи который относится к Кумкольский группы месторождений, административно относится к Улытауской области Республики Казахстан (рис.2.1) и выделяется на площади листа L-41-XVIII. Месторождение расположено в юго-восточной части Торгайской низменности.

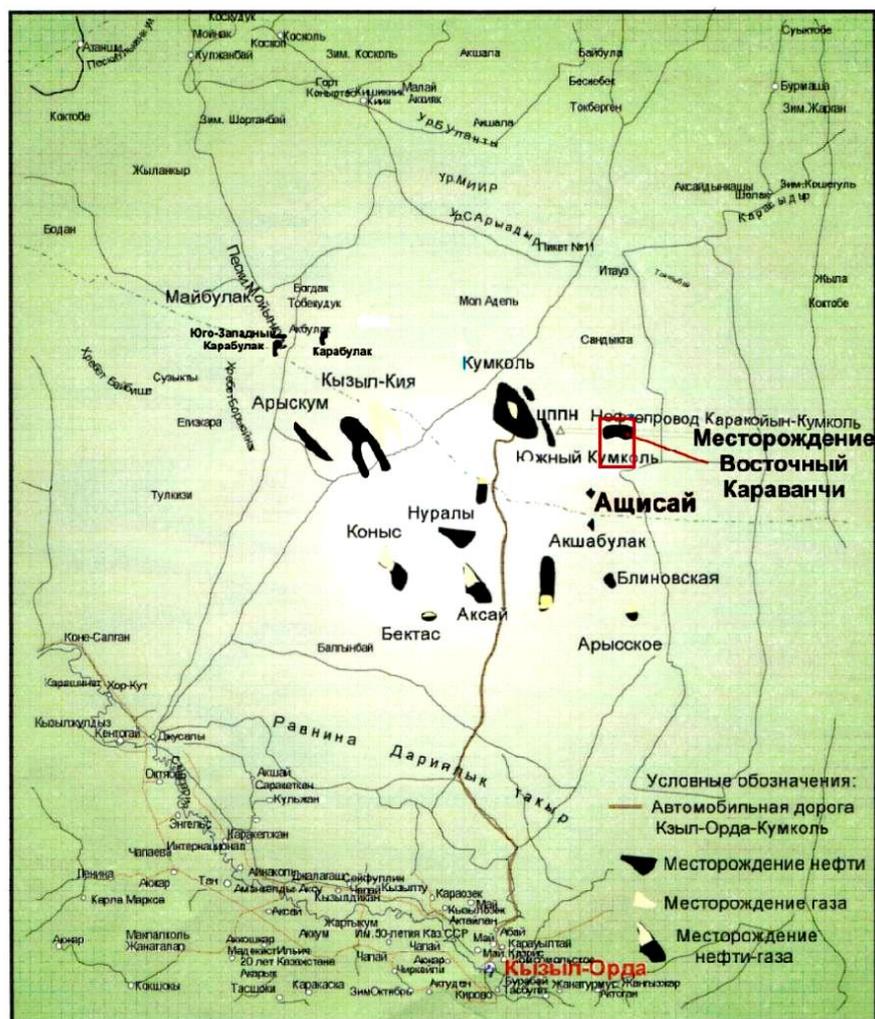


Рисунок 2.1 – Обзорная карта района работ

Район исследований охвачен геологической и гидрогеологической съемками масштаба 1:200000, гравиметрической и магнитной съемками этого же масштаба. В непосредственной близости от площади исследований имеются месторождения Караванчи, Кумколь, Восточный Кумколь, Южный Кумколь, Северный Нуралы.

В разные годы, начиная с 70-х годов прошлого столетия на площади охватывающий участок Караванчи были выполнены региональные сейсморазведочные исследования МОГТ-2Д. Начиная с 2000-х годов, выполнены дополнительные поисково-детальные работы МОГТ. В

результате комплексной переобработки и переинтерпретации сейсмических материалов на площади Караванчи было рекомендовано проведение детализационных работ на этой площади. В 2003 г. китайской компанией "BGP" по заказу ОАО "Петро Казахстан КумкольРесорсиз" проведена сейсморазведка МОГТ-3Д на наиболее перспективных участках прилегающих к территории площади Караванчи.

В результате этих работ были построены временные разрезы и структурные карты по отражающим горизонтам: II^{ar} (кровля арыскупского горизонта), IV' (кровля отложений J_{1-2ds}) и PZ (подошва осадочного чехла), которые послужили основой заложения поисково-разведочных скважин и составления отчета по оперативному подсчету запасов месторождения Караванчи (рисунок 2.2).

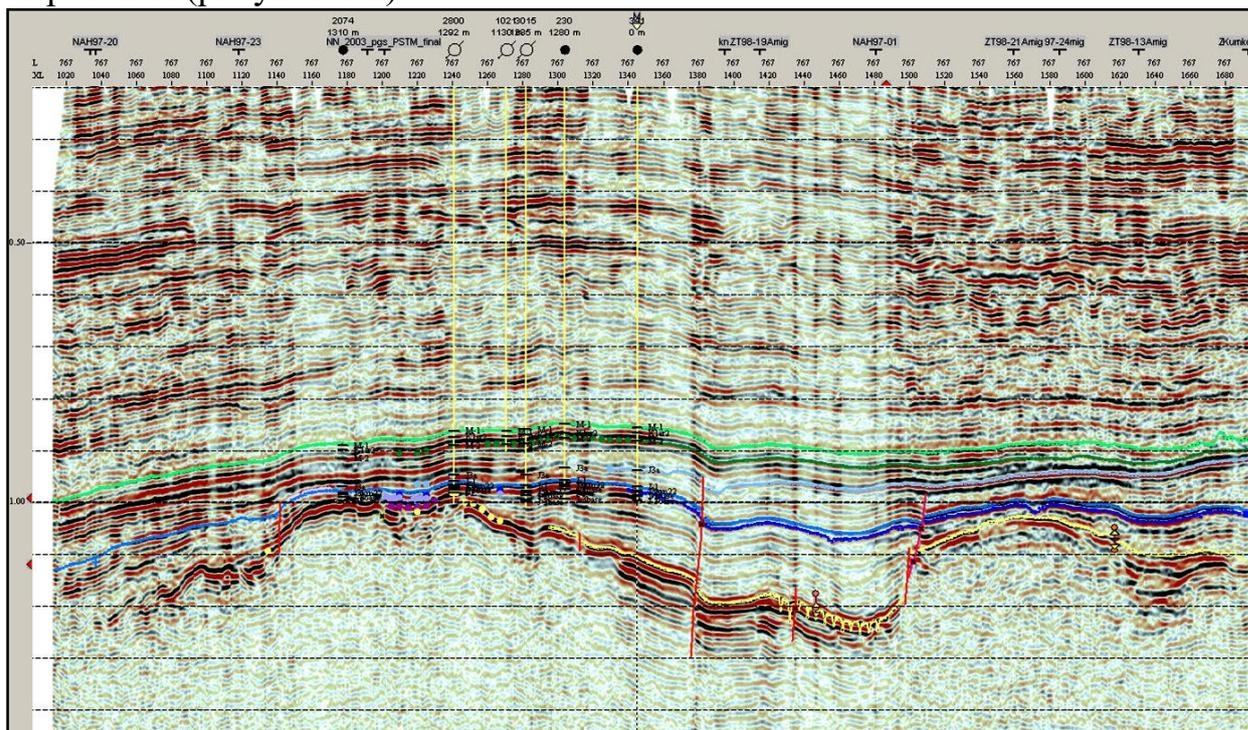


Рисунок 2.2 – Произвольно выбранный ЮЗ-СВ сейсмический разрез через скважины 2074-2800-230-341 (китайская компания "BGP, 2003")

В 2016 г. компанией «PGS» проведены сейсморазведочные работы 3D в объеме 120 км² и выявлены многокупольные структуры в пределах площади Восточный Караванчи. На основании 3D сеймики АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» в 2016 году были пробурены разведочные скважины Кар-29, Кар-30 и Кар-32, а в 2017 году на юго-восточном куполе структуры пробурена скважина Кар-31. В скважинах Кар-29, 30, 32 получен приток нефти, а скважина Кар-31 ликвидирована, как выполнившая геологическое задание..

В 2021г, на основании результатов бурения 5-ти пробуренных на месторождении скважин был выполнен «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Восточный Караванчи Карагандинской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2022г».

В этом отчете, на основании данных анализов образцов керна и шлама, обосновывается возраст отложений залежи как мезозойский, в связи с чем, а также в связи с истечением в 2021г срока действия контракта, в расширении геологического отвода контрактной территории АО "ПККР" отсутствует необходимость. Запасы УВ в пределах Контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» были подсчитаны в следующем количестве:

нефть:

C_1 - 949 тыс. т геологические, в том числе извлекаемые - 269 тыс. т;

C_2 - 389 тыс. т геологические, в том числе извлекаемые - 125 тыс. т;

растворенный газ:

C_1 - 0,9 млн. м³ геологические, в том числе извлекаемые - 0,2 млн. м³;

C_2 - 0,4 млн. м³ геологические, в том числе извлекаемые - 0,1 млн. м³;

ГКЗ РК Отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Восточный Караванчи, Карагандинской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2021» был принят как «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Восточный Караванчи» ввиду недостаточности обосновывающих данных для подсчета запасов.

В дальнейшем территория месторождения Восточный Караванчи компанией АО "ПККР" была сдана государству в связи с завершением периода разведки.

2.2. Геологическое строение района

Месторождение Восточный Караванчи находится в Южно-Тургайском нефтегазоносном бассейне, в восточной части Ащисайской горст-антиклинали на стыке с Сарыланской грабен-синклиналью.

На западе Южно-Тургайский бассейн ограничен Нижне-Сырдарьинским сводом, на юго-востоке – хребтом Улытау, а на севере – Кустанайской седловиной и Южным Уралом. Южно-Тургайский бассейн делится на три крупных структурных элемента: Жиланшиковский прогиб на севере, Арыкумский прогиб на юге и на Мынбулакский свод разделяющий их Арыкумский прогиб, в пределах которого расположено месторождение, делится на пять линейно вытянутых грабен-синклиналей и три разделяющих их горст-антиклинали. (рисунок 2.3).

Поднятие Восточный Караванчи расположено в северо-восточной части Южно-Тургайской впадины, Западной части Ащисайской горст-антиклинали.

В пределах Ащисайской ступени отмечается последовательное погружение поверхности палеозойского фундамента в юго-западном направлении: -940 метров в районе Восточный Караванчи, 1300-1400 метров в районе структуры Южный Кумколь, 1250-1350 метров в районе поднятия Восточный Кумколь, на структуре Кумколь поверхность фундамента

залегают на глубине 1400-1500 метров. При этом, Восточный Караванчи относительно других структур гипсометрически выше на 500-600 метров(2.4).

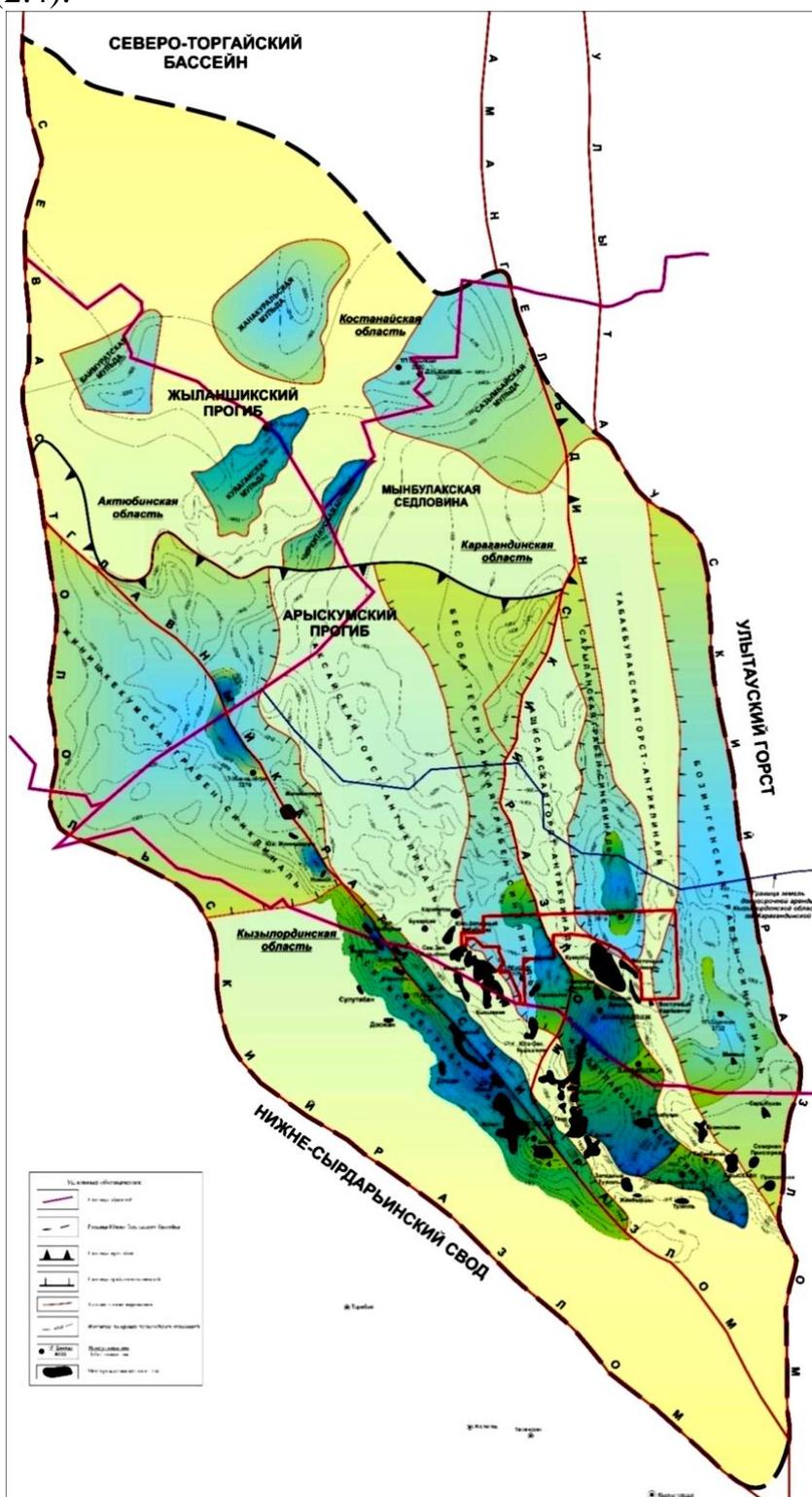


Рисунок 2.3 – Тектоническая схема района работ

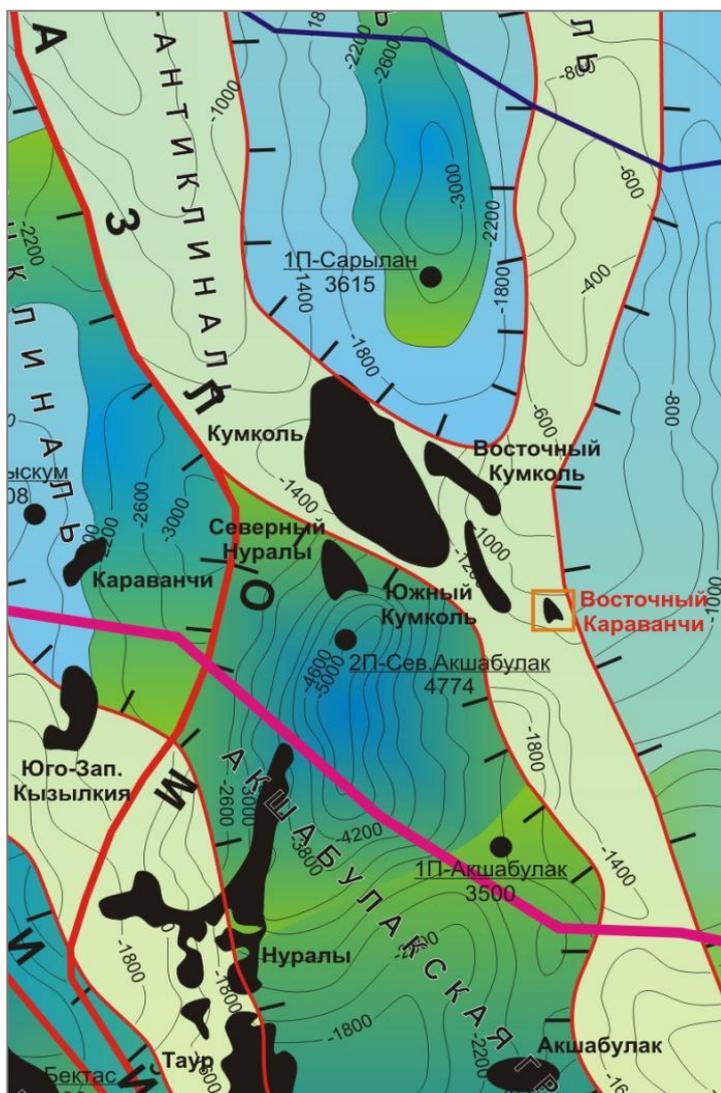


Рисунок 2.4 – Схема поверхности палеозойского фундамента Арыскупской структуры

По кровле отражающего горизонта PZ Восточный Караванчи представляет собой брахиантиклинальную складку. Западная часть структуры осложнена несколькими сводами, которые соединяются между собой и основной структурой узкими перешейками. Западная часть структуры крутая, а восточная пологая (рисунок 2.5).

На месторождении выделяются 5 локальных поднятий. Первое поднятие в районе скважины Кар-29 имеет размеры по замкнутой изогипсе - 970 м, примерно 0,750км x 0,750 км. В юго-западной части поднятия имеется небольшой разлом. В восточном направлении от первого поднятия в районе скважины Кар-33 выделена небольшая антиклинальная складка размерами по замкнутой изогипсе -940 м, примерно 0,380км x 0,200км. Далее третье поднятие выделено в районе скважины Кар-30, ограничено с юго запада тектоническим разломом имеет размеры по замкнутой изогипсе -940 м – 1,350км x 2,0 км..

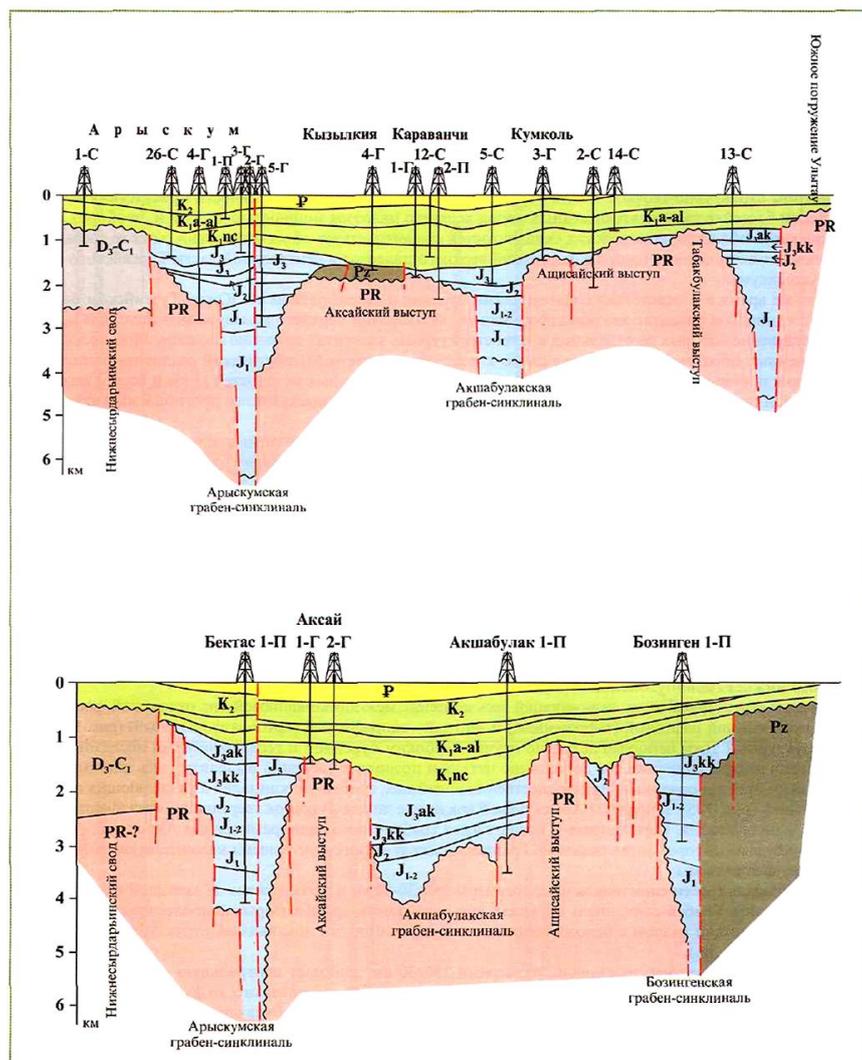


Рисунок 2.5 – Геологический разрез по линии I-I и II-II (Даукеев С.Ж., 2002)

Четвертое поднятие находится в юго-западной части исследуемой территории в районе скважины Кар-31. Структура ассиметричная брахиантиклиналь. Размеры поднятия по замкнутой изолинии -980 м – 1,0км x 0,370 км. Пятое поднятие расположенное в юго-восточной части структуры в районе скважины Кар-32 имеет сложную конфигурацию с размерами по замкнутой изогипсе -940 м – 1,500км x 0,625 км.

Глубина залегания поверхности фундамента -943,7 м (р-н скв. Кар-29), -896,5 м (р-н скв. Кар-30), -941,5 м (р-н скв. Кар-32) и -936,9 (р-н скв. Кар-33).

В осадочном чехле выделяется основной отражающий горизонт Paг, который стратифицируется с кровлей арыскумского горизонта нижнего мела.

По кровле K1nc1 нижнего неокома структура пологая с обширными сводами. Размер поднятия по изогипсе -850 м составляет 8 км на 5,5 км при амплитуде 40 м. Структура полностью повторяет план поднятия по Pz. Мощность отложений K1nc1 изменяется от 25 м на скважине Кар-30 на своде

северо-восточного участка структуры до 250 м в погруженной синклинали на юго-западе структуры.

В геологическом строении всего Арыскупского прогиба участвуют отложения юрской, меловой, палеогеновой и неоген - четвертичной систем, залегающих на выветрелой поверхности складчатого фундамента палеозой-протерозойского возраста. На месторождении скважинами изучен разрез мезо-кайнозоя и домезозойского складчатого фундамента.

Схема расчленения перечисленных стратиграфических подразделений разработана на Арыскупском прогибе по пробуренным параметрическим скважинам, с учетом ранее проведенных геолого-съёмочных и обобщающих тематических работ (рисунок 2.6).

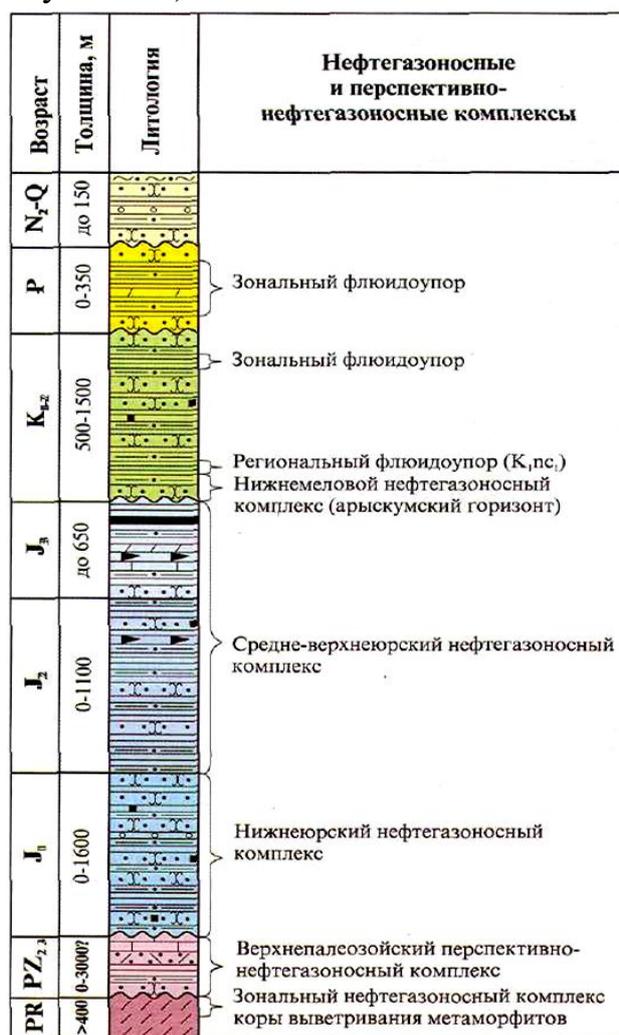


Рисунок 2.6 – Содный литолого-стратиграфический разрез (Справочник: Месторождений нефти и газа Казахстана, 2007)

Отложения палеозой-протерозойского возраста (PZ1-PR) складчатого фундамента вскрыты пятью скважинами. Максимальная толщина 164 м вскрыта в скважине Кар-30. Верхняя часть (120 м) разреза этой скважины сложена серо-зелеными массивными гидрослюдисто-каолинитовыми глинами и тонкими прослойками алевролитов серые цементированными на глинистом цементе, возможно кора выветривания постепенно переходящими

в выветрелые гнейсы кварц-биотит-плагиоклазового состава. Вскрытая толщина фундамента колеблется в пределах 75-164 м.

Мезозойская группа представлена терригенными образованиями меловой системы. Отложения юрской системы приподнятых частях отсутствуют.

Меловые отложения представлены двумя отделами нижним и верхним неокомом, в нижней части разреза по литологическому составу расчленяются на три свиты: даульскую, карачетаускую и кызылкиинскую. Верхняя часть относится к нерасчлененному разрезу турон-сенона.

В разрезе нижнего неокома выделяется даульская свита, разделенная на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижнедаульская подсвита (K_{1nc1}) расчленена на два горизонта: нижний и верхний. Горизонт вскрыт скважинами и представлен песчаниками, мелко-, среднезернистыми слабосцементированными с прослоями аргиллитов. Цемент глинистый, местами глинисто-карбонатный. Верхняя часть нижнедаульской подсвиты сложена коричневыми глинами с тонкими прослоями песчаников, алевролитов. Толщина нижнедаульской подсвиты в скважинах изменяется от 39 м (Кар-30) до 69 м (Кар-29). Верхнедаульская подсвита (K_{1nc2}) в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней - преимущественно глинами. Возраст даульской свиты установлен на основании обнаруженных единичных пресноводных остракод, типичных для отложений готерив-баррема, в связи с чем, устанавливается неокомским.

Отложения карачетауской свиты ($K_{1a-a11-2}$) залегают с размывом на даульской и представлены в нижней части серо-цветными слабосцементированными песчаниками с прослоями гравелитов и в верхней части - глинами. Все породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками. Возраст свиты по спорово-пыльцевому комплексу устанавливается апт-среднеальбским.

Нерасчлененный нижний и верхний отделы меловой системы (K_{1-2})

Отложения кызылкиинской свиты (K_{1-2kk}) залегают согласно на отложениях карачетауской свиты и сложены пестроцветными, глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников. По спорово-пыльцевому комплексу возраст устанавливается поздне-альб-сеноманским.

Отложения турона выделены в балапанскую свиту (K_{2bl}). Она залегают трансгрессивно на кызылкиинской свите и сложена зеленовато-серыми песками и глинами с тонкой горизонтальной слоистостью, с включениями обугленных остатков растений и зерен глауконита. Возраст установлен по спорам и пыльце как раннетуронский. Отложения толщи верхнего турона-нижнего сенона ($K_{2t2-sn1}$) залегают с размывом на породах балапанской свиты и представлены переслаивающимися пластами пестроцветных песков и глин. Возраст толщи обоснован комплексами спор и пыльцы.

В пределах Арыскупского прогиба отложения верхнего сенона (K_{2sn2}) в большинстве случаев отсутствуют вследствие размыва в предпалеогеновое

время. Толща сложена серыми глинами в основании и белыми песками с прослоями известняков в верхней части разреза. Возраст толщи устанавливается на основании морской фауны, микрофауны и спорово-пыльцевых комплексов, как кампан-маастрихтский.

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями палеогеновой и неоген-четвертичной систем.

Отложения палеогена (\mathbb{P}) обнажаются в центральных частях Арыкумского прогиба и вскрыты скважинами. Палеоген на описываемом месторождении представлен палеоценом и частично эоценом, но при разведочных работах обычно выделяют нерасчлененную палеогеновую систему. В связи с этим, при описании этой системы использованы литературные данные. Отложения палеоцена (\mathbb{P}_1) залегают с размывом на различных горизонтах верхнего мела и представлены кварц-глауконитовыми песками и песчаниками с желваками фосфоритов, часто группирующихся в виде пластов и линз. Толщина отложений палеоцена от 0,5 м до 12 м. Из этих отложений определены типичные для палеоцена устрицы, фораминиферы. Эоцен (\mathbb{P}_2) расчленяется на нижний, средний и верхний эоцен. Нижний эоцен представлен зеленовато-серыми до черных глинами, с прослоями песчаников и алевролитов с галькой фосфоритов, а также включениями обугленных растительных остатков. Толщина достигает 66 м. Средний эоцен представлен серыми, желтыми, коричневыми мергелями, известняками и карбонатными глинами, с тонкими прослоями песчаников и алевролитов. Толщина 35-55 м. Верхний эоцен сложен серыми и зелеными глинами. Толщина достигает 245 м.

К неоген-четвертичной системе (N-Q) отнесены пески, суглинки и супеси, покрывающие поверхность наиболее низких участков территории Арыкумского прогиба. Толщина от 0 до 20 м.

2.3 Литолого-физическая характеристика пород-коллекторов продуктивных отложений и покрышек

В настоящее время в Арыкумском прогибе Южно-Торгайского осадочного бассейна установлено четыре нефтегазоносных комплекса: палеозой, среднеюрский, верхнеюрский и нижнеэокомский комплексы. Нижнеюрские отложения рассматриваются как перспективные, из которых получены газопроявления в параметрической скважине 1п-Арыкум.

В палеозойских отложениях открыты месторождения Кызылкия, Карабулак, Северо-Западный Кызылкия, Западный Тузколь.

Среднеюрский комплекс развит только в грабен-синклиналях Арыкумского прогиба и на погруженных частях горст-антиклиналей, их разделяющих. Промышленные залежи нефти в нем установлены на месторождениях Майбулак, Северный Нуралы, Сорбулак, Дошан.

Верхнеюрский комплекс развит на большей части территории Арыкумского прогиба и его промышленная нефтегазоносность установлена

на месторождениях Кумколь, Южный Кумколь, Акшабулак, Арыскуп и Кызылкия. Отдельные нефтегазопроявления получены на площади Караванчи, а также в параметрических скважинах 1п-Акшабулак и 2п-Арыскуп.

Нижнеокомский нефтегазоносный комплекс развит по всей территории Арыскупского прогиба и содержит промышленные залежи нефти на месторождениях Кумколь, Южный Кумколь, Восточный Караванчи, Бектас, Ащисай и газовые нефтяные оторочки на месторождениях Коныс и Арыскуп.

На месторождении Восточный Караванчи выделяются несколько локальных нефтяных залежей. Из них четыре залежи изучены бурением и установлена нефтегазоносность испытанием разведочных скважин Кар-29, Кар-30, Кар-32, Кар-33. В районе скважины Кар-31 - мощные очень плотные отложения оказались неколлектором и не содержат углеводородов. Ниже приводится характеристика выявленных на месторождении Восточный Караванчи залежей нефти.

Продуктивный горизонт палеозоя.

Нефтяная залежь 1. Залежь вскрыта скважиной Кар-29.

Средневзвешенная эффективная толщина коллекторов составляет 2,29 м. Пористость 0,15 д.ед. Коэффициент нефтенасыщенности 0,85 д.ед.

Продуктивность доказана опробованием. В скважине Кар-29 из I объекта в интервале 1010-1015 м получен приток нефти дебитом 39,3 м³/сут после ГРП.

УВНК принят по предельному замкнутому изогипсу на отметке -920 м. Размер залежи 0,75х0,8 км. Высота 35 м. Площадь нефтеносности равна 419 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Нефтяная залежь 2. Залежь изучена скважиной Кар-33.

Нефтенасыщенная толщина 6,5 м. Открытая пористость 0,19 д.ед., нефтенасыщенность 0,74 д.ед.

В скважине опробовано два объекта. Из I объекта в интервале 1004,5-1009 м методом свабирования получен приток нефти 4,32 м³/сут (расчетным путем). II объект в интервале 974-995 м после ГРП получен фонтанный приток нефти 7,44 м³/сут (расчетным путем).

УВНК принят по предельному замкнутому изогипсу на отметке -910 м. Высота залежи 36,7 м. Площадь продуктивности 779 тыс.м². Залежь пластово-сводовая.

Нефтяная залежь 3. Залежь изучена одной скважиной Кар-30.

Эффективная нефтенасыщенная толщина 5,35 м. Пористость 0,18 д.ед. Коэффициент нефтенасыщенности 0,72 д.ед.

Продуктивность доказана опробованием. В скважине Кар-30 при испытании I объекта в интервале 996-1014 м получен приток нефти объемом 0,31 м³. Коллектор низкопроницаемый.

При испытании II объекта в интервале 959-970 м получен приток нефти дебитом 2,27 м³/сут. После ГРП дебит нефти увеличился до 21,6 м³/сут.

УВНК принят по предельному замкнутому изогипсу на отметке -890 м. Размер залежи 1,7х2,2 км. Высота залежи равна примерно 56 м. Площадь нефтеносности равна 2256 тыс.м². По типу природного резервуара залежь является пластовой, сводовой.

Нефтяная залежь 4. Залежь вскрыта скважиной Кар-32.

Эффективная нефтенасыщенная толщина 1,6 м. Пористость 0,14 д.ед. Коэффициент нефтенасыщенности 0,76 д.ед.

Нефтеносность доказана опробованием. В скважине Кар-32 при испытании I объекта в интервале 1005-1012 м получен приток нефти объемом 0,68 м³. Коллектор низкопроницаемый.

При опробовании интервала 982-992 м (II объект) получен промышленный приток нефти дебитом 24,42 м³/сут.

УВНК принят на абсолютной отметке -898,8 м по подошве нефтеносного пласта. Размер залежи 0,750х0,600 км. Высота 16,6 м. Площадь нефтеносности равна 1473 тыс.м². По типу природного резервуара залежь является пластовой, сводовой.

Результаты опробования и исследования пробуренных скважин представлены в таблице 4.3.1.

Нефтегазоносные комплексы.

Юрский нефтегазоносный комплекс – состоит из трех подкомплексов.

Нижний нефтегазоносный подкомплекс охватывает две свиты: сазымбайскую (J_{1sz}) и айбалинскую (J_{1ab}), представленные соответственно песчано-конгломератовой и алевро-песчано-аргиллитовой толщами.

В отложениях айбалинской свиты установлены пачки с активными газопроявлениями (скв. 1-II Арысум, 1-II Акшабулак), а в скважине 5-Дошан из пачки аргиллитов и песчаников с Кп=16-20% получен фонтанный приток нефти с газом дебитом Q_н= 24,8 м³/сут. и Q_г=3,3 тыс. м³/сут.

Средний нефтегазоносный подкомплекс приурочен к отложениям дошанской (J_{2d}) и карагансайской (J_{2kr}) свит средней юры. На месторождении Майбулак в отложениях дошанской свиты выявлено четыре нефтяных залежи (горизонты Ю-IV, Ю-VI-VIII). Дебиты нефти – до 88,5 м³/сут. на 7 мм штуцере. Залежи промышленного значения в отложениях дошанской свиты средней юры (горизонт Ю-IV) выявлены также на площадях Кумколь, Дошан и Сев. Уралы.

Верхний нефтегазоносный подкомплекс приурочен к отложениям кумкольской (J_{3km}) и акшабулакской (J_{3ak}) свит верхней юры. Промышленная нефтегазоносность верхнеюрского подкомплекса доказана открытием залежей нефти и газа на месторождениях Кумколь, Южный Кумколь, Восточный Кумколь, Уралы, Аксай, Акшабулак, Арысум, Кызылкия, Дошан, Ащисай. Наибольшие дебиты нефти получены на месторождениях Кумколь и Акшабулак (до 125,8 и до 197 м³/сут. соответственно).

Меловой нефтегазоносный комплекс.

С меловым нефтегазоносным комплексом связаны залежи нефти и газа на месторождениях Кумколь, Акшабулак, Южный Акшабулак, Аксай, Нуралы, Зап. Нуралы, Кызылкия, Арыскум, Коныс, Арыское, Ащисай, Кенлык.

В состав мелового нефтегазоносного комплекса входят два подкомплекса. Продуктивность нижнего подкомплекса связана с отложениями арыскумского горизонта нижнего неокома (K_1nc_1ar). Практически все антиклинальные структуры Арыскумского прогиба, уверенно закрывающиеся по кровле отложений K_1nc_1ar , являются продуктивными (М-I и М-II).

Продуктивность верхнего подкомплекса связана с маломощными коллекторами, проявляющимися в глинистом разрезе отложений верхнего неокома. Нефтегазовые залежи в отложениях верхнего неокома открыты на структурах Бектас и Коныс, причем на структуре Бектас из нефтяной оторочки газовой залежи получен приток высоковязкой нефти, не имеющей самостоятельного промышленного значения.

На месторождении Кумколь установлена промышленная нефтеносность арыскумского горизонта нижнего неокома (горизонты М-I, М-II) и отложения кумкольской свиты верхней юры (горизонты Ю-I-II, Ю-III, Ю-IV). Высота залежей продуктивных горизонтов кумкольской свиты верхней юры составляет 50м, арыскумского горизонта (М-I) – около 15м.

Арыскумский горизонт (K_1nc_1ar) не перспективен на большей южной части площади из-за отсутствия в разрезах коллекторов, развитых в его нижней части к западу от площади (на месторождении Кызылкия) вследствие замещения глинистых алевролитов песчано-гравийными отложениями. Нижняя часть арыскумского горизонта отсутствует в разрезах скважин №3, 4 на локальных выступах фундамента. В скважинах №1 и 2П, вскрывших его полный разрез, коллекторы отсутствуют. Они участвуют в основании разреза скважины №2 в толщине до 5м и водонасыщены.

Породы фундамента по данным опробования нефтенасыщены в скважинах №№ 3,4 Караванчи, вместе со слоем песчаника (до 1м) в основании акшабулакской свиты в скважине № 1. Нефть в коллекторах пород фундамента не имеет большого содержания из-за их низкой проницаемости, и является показателем её латеральной миграции по верхней части коры выветривания из коллекторов верхнекумкольской подсвиты, увеличивая перспективы выявления в последней залежей нефти на стратиграфической ловушке примыкания к фундаменту. Нижние отметки опробованных интервалов составляют от – 1536м (скв.№1) до – 1497м (скв.№4) и – 1469м (скв.№3).

Гидрогеологическая характеристика разреза.

Площадь проектируемых работ приурочена к Южно-Торгайскому артезианскому бассейну. Грунтовые и пластовые воды неоген-четвертичных, палеогеновых и верхнемеловых отложений изучены в ходе гидрогеологических съемок. Пластовые воды нижнемеловых, юрских

отложений изучены в глубоких параметрических, поисковых и разведочных скважинах пробуренных на нефть и газ. Повсеместная закрытость структур бассейна, значительная удаленность от областей питания наряду с сухим климатом и отсутствием полноценных рек определяют особенности накопления и водообмена в водоносных горизонтах.

На месторождении Восточный Караванчи пластовые воды палеозойских отложений не изучены, поэтому физико-химические свойства пластовых вод приводим по сопредельному хорошо изученному и разрабатываемому месторождению Кумколь. В результате опробования скважин 5003, 5004, 5005 и 5006 месторождения Кумколь в 2010 году отобраны пробы воды из палеозой-протерозойских отложений. Воды данных отложений напорные. Притоки из интервалов опробования высокодебитные, от 27,6 м³/сут (скважина 5005, интервал 1449-1454 м) до 132,45 м³/сут (скважина 5004, интервал 1298-1315 м).

Подземные воды PZ-PR отложений по генетической классификации В.А. Сулина представляют собой хлоркальциевые слабые рассолы, минерализация которых варьирует в пределах от 58,1 г/л до 92,3 г/л. Содержание хлора меняется в пределах 1004,0-1597,2 мг-экв/л, а щелочных металлов (натрия и кальция) - 706,9-1200,0 мг-экв/л, т.е. значительно меньше хлор-иона, что предопределяет хлоркальциевый тип воды. Содержание сульфат-иона в водах PZ-PR меняется от 5,6 мг-экв/л до полного отсутствия. Гидрокарбонат-ион по особенностям изменения концентрации напоминает сульфат-ион, содержание которого составляет 1,7-8,5 мг-экв/л. Концентрация кальция варьирует в пределах 90,2-464,9 мг-экв/л. Содержание магния значительно уступает кальцию и колеблется в пределах 6,1-306,0 мг-экв/л.

Плотность вод PZ-PR отложений в стандартных условиях составляет 1,040-1,058 г/см³. Коэффициент метаморфизации меньше единицы.

Характерной особенностью подземных вод PZ-PR отложений является присутствие в повышенных количествах бария, от 348,0 мг/л в скважине 5004 (интервал 1298-1315 м) до 1661,0 мг/л в скважине 5005 (интервал 1380-1382, 1385-1390 м). Такая же особенность наблюдается и на сопредельном месторождении Северо-Западная Кызылкия, где в водах PZ-PR отложений отмечаются концентрации бария в пределах 411,0-1300,0 мг/л.

Для PZ-PR водоносного комплекса установлен упруговодонапорный режим. Микрокомпоненты, подлежащие учету и попутному извлечению, согласно требований Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых в Республике Казахстан, не достигают промышленных кондиций.

Пластовые воды из отложения палеозоя, извлекаемые попутно с нефтью, можно использовать в качестве заводнения продуктивных пластов для поддержания пластовой энергии.

Пластовые воды нижнего мела и юры можно использовать в лечебных бальнеологических целях, так как они представляют собой хлоридные минеральные рассолы с повышенным содержанием радия и урана.

Воды верхних водоносных горизонтов (альб - сеноманские и турон - сенонские) могут быть использованы для организации орошаемого земледелия, водоснабжения и обводнения пастбищных территорий, а также для технических целей и бытовых нужд. Они не пригодны в качестве питьевой воды.

Для питьевого водоснабжения рекомендуется использовать воды неоген-четвертичных и турон - сенонских водоносных комплексов.

2.4. Объём и представительность результатов исследования керна

Из отложений палеозоя на месторождении Восточный Караванчи керн отобран в двух скважинах Кар-30 и Кар-32. Суммарная проходка с отбором керна составила 21,50 м, вынесено 10,83 м или 50,4% от проходки.

Было проанализировано 33 образца керна. На образцах керна выполнены стандартные и специальные исследования. Все лабораторные исследования выполнялись в атмосферных условиях. На керне выполнен замер естественной радиоактивности с выделением излучения от урана (U), калия (K) и тория (Tr). Петрографические исследования выполнены на образцах керна, в общем количестве 4 проб. Большая часть керна отобрана из непродуктивных горизонтов, что не позволяет использовать полученные результаты для построения петрофизических зависимостей. Также на образцах керна и шлама ТОО «Stratum CER», с целью определения возраста проведены исследования, что показывает предположительный возраст исследуемого материала, как нижний мел. Физико-химическая характеристика поверхностных проб нефти изучалась по четырем пробам из 4-х скважин: Кар:-29, 30, 32, 33. Нефть горизонта относится к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых. Свойства проб нефти в пластовых условиях изучены двумя пробами из двух скважин Кар:- 29, 30. Состав газа растворенного в нефти при однократном разгазировании по двум пробам из двух скважин Кар:- 29, 30.

Комплекс исследований на образцах керна и количество определений каждого параметра приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Комплекс лабораторных исследований и количество определений по скважинам

Вид исследования	Кар-30	Кар-32	Всего
	Количество определений		
Плотность зерен, образец	11	22	33
Пористость, образец	11	22	33
Проницаемость для газа, образец	11	21	32
Проницаемость по клинкенбергу, образец	11	21	32
Параметр пористости, образец	3	7	10
Параметр насыщенности, образец	3	7	10
Ртутная порометрия, образец	3	7	10

Гранулометрический состав, проба	4	8	12
Карбонатность, проба	4	8	12
Минералогический состав, проба	2	2	4
Рентгеноструктурный анализ, образец	4	8	12
Макроописание	3	7	10
Фото при дневном и ультрафиолетовом свете	+	+	+
Проницаемость на полноразмерном керне	2	4	6
Спектральное гамма сканирование	+	+	+

2.5. Результаты геофизических исследований скважин и геохимических анализов проб.

Во всех вновь пробуренных скважинах выполнен обязательный комплекс геофизических исследований скважин для поисковых и разведочных скважин.

Промыслово-геофизические исследования в открытом стволе скважин в масштабе глубин 1:200 выполнялись по всему стволу скважин с целью литологического расчленения разрезов продуктивных горизонтов, количественной оценки основных подсчетных параметров – коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, глинистости коллекторов, определения их эффективных толщин, а так же для решения геологических и геолого-технических задач.

Бурение скважин проводилось на полимерных буровых растворах с параметрами: удельный вес – от 1,11 до 1,12 г/см³, вязкость – от 45,0 до 50,0 сек, удельное электрическое сопротивление от 0,09 до 0,28 Ом. Методы ГИС выполнялись, как правило, сразу после вскрытия целевых горизонтов долотом диаметром 215,9мм, что, учитывая параметры применяемых промывочных жидкостей, исключило возможность возникновения значительных депрессий на пласты. УЭС пластовых вод принято равным 0.05 Ом, по аналогии с величиной R_в в отложениях палеозоя месторождения Кумколь.

Геофизические исследования проводились промыслово-геофизической аппаратурой импортного производства – современной каротажной системой “КарСар-500” фирмы ТОО “ЦП”, качество материалов геофизических исследований соответствует требованиям инструкции “Стандарты оценки качества материалов ГИС системой РГД”.

Комплекс ГИС в интервале залегания целевых горизонтов выполнен в масштабе глубин 1:200 и включает в себя методы: КВ, ПС, ГК, компенсированный нейтронный каротаж (КНК- кривая Кп), АК, ГГК, ВИКИЗ (5 зондов), резистивиметрия, профилометрия, инклинометрия и термометрия. Материалы ГИС отличного и хорошего качества, и отвечают требованиям технических инструкций и методических указаний (таблица 2, рисунок 2.7).

Таблица 2- Виды и объемы ГИС

№ п/п	№№ скв.	КВ	ПС	ГК	КНК	ВИКИЗ	ГГК	ФЭФ	АК	СГК	Т	Рез.	Инкл.	ГТИ	АКЦ
1	Кар-29	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2	Кар-30	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
3	Кар-31	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-
4	Кар-32	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+
5	Кар-33	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+

Для проведения оперативного подсчета запасов нефти месторождения Восточный Караванчи были проинтерпретированы при помощи автоматизированного комплекса INGEF-W материалы ГИС 5-ти поисково-разведочных скважин.

Scale : 1 : 500

08 - Karavanch_Best (6)

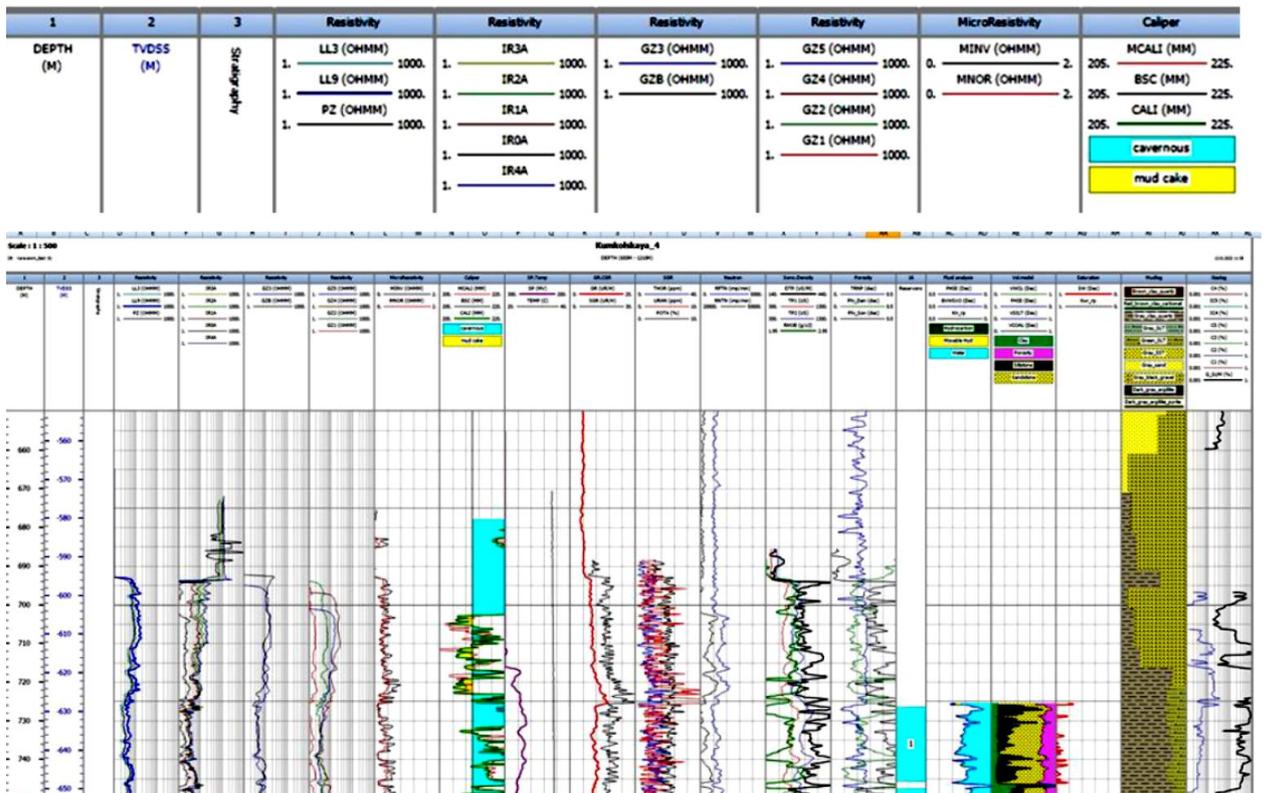


Рисунок 2.7 – Комплекс ГИС в скважине К-4. Фрагмент

3. Методика исследований

3.1. Анализ результатов геофизических исследований скважин

Геофизические методы исследования разрезов скважины основаны на изучении горных пород по их физическим свойствам.

К геофизическим методам исследования скважин относят:

- различные методы каротажа, проводимые для исследования с целью определения характера пройденных скважиной пластов;
- методы контроля тектонического состояния скважины.

В настоящее время насчитывается более 35 методов геофизического исследования скважин, из них более 25 методов каротажа, при осуществлении которых применяют около 50 зондов, т. е. установок, служащих для измерения кажущегося сопротивления и содержащих несколько электродов, различающихся как размерами, так и назначением (рисунок 3.1).

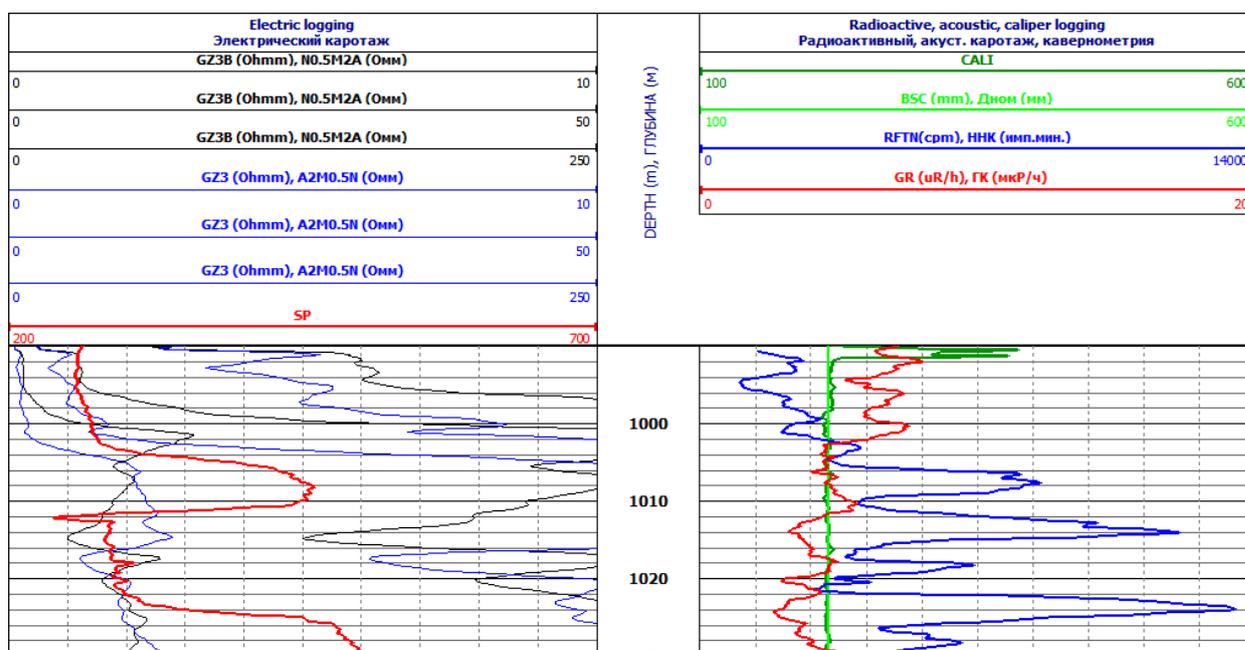


Рисунок 3.1 – Планшет методов ГИС проведенных на скважине К-1 в масштабе 1: 500: N0.5M2A, A2M0.5N, ПС, ГК, ННКт, КВ, Дном

При проведении исследований скважин *электрическими методами* изучают удельное электрическое сопротивление, естественную (собственную) и искусственно-вызванную электрохимические активности горных пород. На определении удельного электрического сопротивления основываются метод кажущихся сопротивлений (в том числе в модификации микрозондов и экранированного заземления) и индукционный метод исследования скважин.

Различие в естественной (собственной) электрохимической активности используют при исследованиях скважин методом потенциалов собственной

поляризации (метод СП), а вызванную электрохимическую активность горных пород изучают методом потенциалов вызванной поляризации (метод ВП).

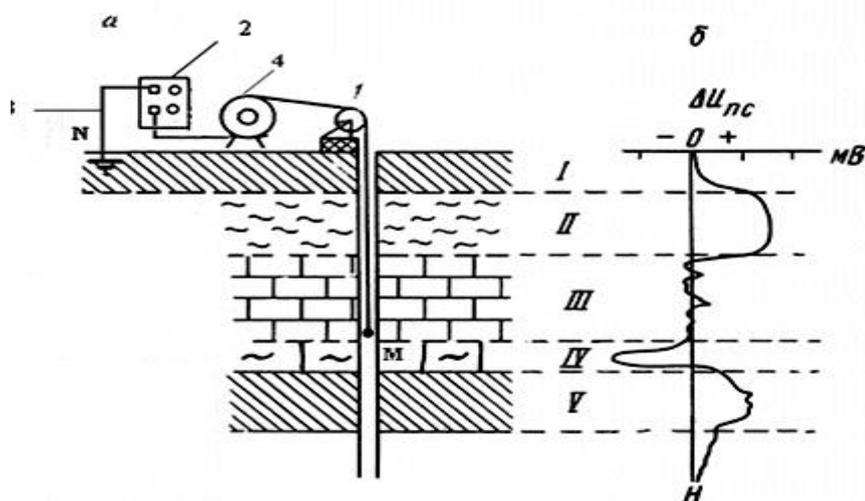


Рисунок 3.2.А – Схема каротажа ПС.1 - блок-баланс, 2 - регистратор, 3 - наземный электрод, 4 - лебедка с коллектором, Б – диаграмма естественных потенциалов по стволу скважины: I (почва) и III (известняки) - пласты со слабой электрохимической активностью, II (суглинки) и V (глины) - пласты с положительными аномалиями ПС, IV - пласт с отрицательной аномалией ПС, характерной для проницаемых слоев

При токовом каротаже сила тока, стекающего с помещенного в скважину питающего электрода, зависит от удельного сопротивления окружающих пород. Если питающий электрод расположен против хорошо проводящего пласта, то его сопротивление заземления уменьшается, а сила тока увеличивается. Вблизи высокоомных пород сила тока будет уменьшаться. На диаграммах хорошо выделяются лишь пласты с резко отличающимися от вмещающих пород свойствами, например, руды.

Интерпретация данных КС начинается с визуального выделения на диаграммах КС аномалий, по которым определяют глубину залегания слоев с разными удельными электрическими сопротивлениями. Форма и характерные особенности кривых КС определяются не только сопротивлением и мощностью слоев, но и диаметром скважины, минерализацией бурового раствора, радиусом его проникновения в породу (последний зависит от пористости пород и разности давлений жидкости в пласте и стволе скважины), а также типом и размерами зонда, с помощью которого получена диаграмма.

В теории метода КС рассчитаны формулы и построены графики кажущихся сопротивлений против слоев разной мощности и сопротивления для любых зондов. Кривые КС, полученные потенциал-зондом, отличаются симметричной формой. Максимумы выделяют центры слоя с повышенными сопротивлениями, а минимумы - с пониженными. Подошвенный градиент-зонд четким максимумом на кривой КС отбивает

подошву пласта повышенного и кровлю пласта пониженного сопротивления, а кровельный градиент-зонд максимумом КС выявляет кровлю пласта повышенного и подошву пласта пониженного сопротивления.

Таким образом, с помощью градиент-зонда легко выявить кровлю или подошву пласта, но трудно определить его мощность и местоположение середины. По графикам КС двух зондов - кровельного и подошвенного - определяются достаточно точно как положение, так и мощность пласта.

Пласты малой по сравнению с длиной зонда мощностью как высокого, так и низкого сопротивления отмечаются трудно расшифровываемыми аномалиями. По значениям КС стандартного зонда, а также в результате интерпретации кривых БКЗ можно получить истинные значения сопротивлений окружающих пород и оценить радиус проникновения бурового раствора. Чем больше радиус проникновения бурового раствора, тем больше пористость пород и лучше их коллекторные свойства.

Второй этап интерпретации - корреляция похожих аномалий по кривым КС соседних скважин. Сначала выделяют четкие, характерные, повсеместно наблюдаемые в изучаемом районе аномалии, приуроченные к какому-нибудь стратиграфическому горизонту большой мощности и выдержанного простирания. Такие аномалии называются реперами. Затем выделяют промежуточные горизонты и строят геолого-геофизические разрезы.

Метод экранированного заземления (Боковой каротаж) – Изучение разрезов скважины методом экранированного заземления также основано на различии удельных электрических сопротивлений горных пород. В научной литературе известно несколько модификаций метода. В производстве получили распространение измерения по методу экранированного заземления с автоматической фокусировкой тока или, как часто называют, по методу бокового каротажа. Наиболее широко используют две модификации метода экранированного заземления: измерения по схеме с семиэлектродным зондом и измерения по схеме с трехэлектродным зондом.

Боковой каротаж в масштабе глубин 1:500 относится к дополнительным методам, проводится в тех поисковых и разведочных скважинах, где по данным стандартного и индукционного каротажа не решаются вопросы по достоверному определению электрических характеристик определенных пластов или участков разреза вследствие ограничений стандартного каротажа (зоны тонких чередований, пласты малой мощности) и индукционного каротажа (пласты или участки разреза с УЭС более 40 Ом.м).

К числу объектов, где материалы БК в масштабе глубин 1:500 могут дать дополнительную информацию к стандартному или индукционному каротажу, относятся:

- зоны частых чередований плотных непроницаемых пластов, глинистых прослоев и нефтегазонасыщенных пластов малой мощности;

- зоны аномально низких значений минерализации пластовых вод, где УЭС водонасыщенных и нефтенасыщенных пластов имеют высокие значений и широкие зоны перекрывающихся величин сопротивлений;
- интервалы в низах разреза, где преобладают тонкие чередования литологически различающихся разностей, преобладают высокие УЭС и контрастные переходы значений УЭС на границах литологических переходов и границ, обусловленных изменениями характера насыщения коллекторов.

Боковым каротажем называют измерения кажущегося сопротивления по стволу скважины трехэлектродным зондом бокового каротажа с автоматической фокусировкой тока. Зонд имеет центральный электрод A_0 (см. рис.3.3.), симметрично по отношению к которому расположены соединенные между собой удлиненные экранирующие электроды (A_{1-0} , A_{1-1}).

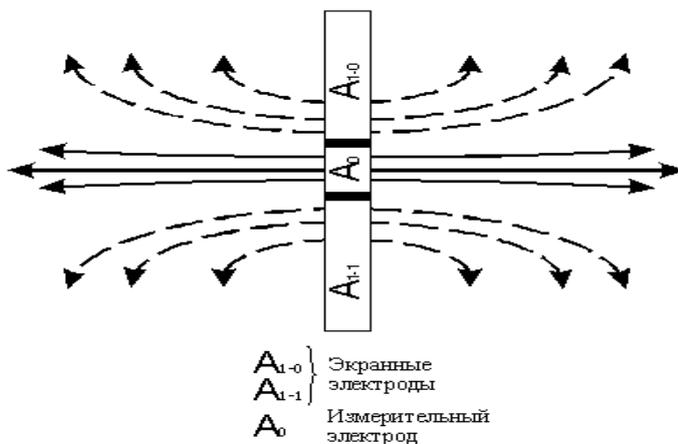


Рисунок 3.3 – Схема зонда бокового каротажа

При измерении кажущегося сопротивления обеспечивается одинаковый потенциал всех электродов автоматическим регулированием силы тока через центральный электрод. Таким образом, экранные электроды препятствуют растеканию тока центрального электрода по скважине и обеспечивают направление его непосредственно в исследуемый пласт. Кажущееся сопротивление определяется по отношению потенциала экранирующих электродов к току через центральный электрод. Благодаря применению экранирующих электродов уменьшается влияние на результаты измерений промывочной жидкости, заполняющей скважину, и вмещающих пород, а кажущееся сопротивление получается близким к удельному электрическому сопротивлению. БК позволяет выделять пласты малой мощности и изучать с большой подробностью пачки пластов, более точно определять границы. Диаграммы БК в отличие от зондов БКЗ практически не искажены эффектами экранирования.

Оценка качества.

- допустимые отклонения показаний БК от теоретических - 20%;
- допустимая погрешность по контрольной записи - 10%;
- нестабильность стандарт-сигнала в начале и конце записи - 3%.

Качество бокового каротажа определяется в комплексе с показаниями зондов БКЗ. Против Кошайских глин КС по боковому каротажу равно показаниям других зондов. На плотных глинах с кажущимся сопротивлением 5 - 8 Ом*м показания БК примерно равны показанию зонда А1.0М0.1N.

Методические приемы, повышающие геологическую эффективность БК:

- диаграммы должны быть только высокого качества;
- высокое качество диаграмм БК расширяет возможности электрических методов по определению высоких значений УЭС маломощных пластов (и совместно с ИК – в области низких УЭС);

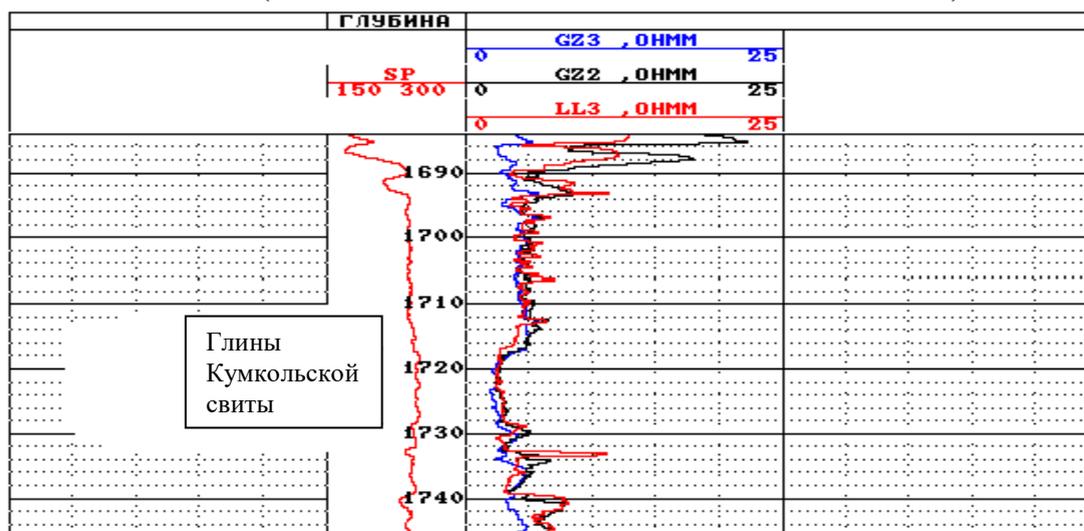


Рисунок 3.4 – Пример записи диаграммы бокового каротажа

- в выявленных или уже известных перспективных интервалах диаграммы БК необходимо дублировать в масштабе 1:200 для сравнения этих данных с материалами ГИС, которые будут получены в дальнейшем при детальном исследовании;

- масштаб регистрации основной кривой БК (в логарифмическом масштабе) устанавливается с модулем 4,0-6,25 см.

БКЗ, как один из методов кажущегося сопротивления (КС), основан на изучении искусственного электрического поля в горных породах. Кажущееся сопротивление пород определяется по измеренной разности потенциалов между приемными электродами зондовой установки (электродами М и N), созданной источником тока (электрод А).

Метод бокового каротажного зондирования состоит в измерении кажущегося сопротивления пластов по разрезу скважины набором однотипных зондов разной длины. Зонды разного размера, имея неодинаковый радиус исследования, фиксируют величину кажущегося сопротивления, обусловленную различными объемами проводящих сред. Показания малого зонда определяются главным образом удельным сопротивлением ближайшего к нему участка среды, т.е. скважинного и примыкающего к ней частью пласта. На кажущееся сопротивление,

замеренное большим зондом, основное влияние оказывает удельное сопротивление удаленных от зонда участков среды. Кажущееся удельное сопротивление пласта, измеренное обычным зондом, отличается от истинного значения тем, что на его величину также оказывают влияние скважина (ее диаметр и удельное сопротивление промывочной жидкости), зона проникновения фильтрата промывочной жидкости (ее диаметр и удельное сопротивление), вмещающие пласт среды (удельные сопротивления покрывающих и подстилающих пород); кроме того, оно зависит от отношения длины зонда к мощности пласта и типа зонда. При интерпретации данных БКЗ исключается влияние перечисленных факторов и определяется истинное сопротивление пласта. Обрабатывают материалы БКЗ путем сопоставления их с расчетными данными. На основании теоретических формул построены палетки БКЗ для определения истинного удельного сопротивления пластов при отсутствии проникновения фильтрата промывочной жидкости (двухслойные палетки) и при его наличии (трехслойные палетки).

В качестве зондов БКЗ обычно используют набор последовательных градиент-зондов, т.е. непарный токовый электрод А расположен выше парных приемных электродов М и N, причем $AM \gg MN$.

Для интерпретации данных БКЗ необходимо знать сопротивление промывочной жидкости и диаметр скважины.

Для получения сопоставимых данных все измерения в скважинах одного и того же района проводят одинаковыми зондами, называемыми для данного района стандартными.

Оценка качества.

Некачественный материал БКЗ выявляется по следующим признакам:

- отсутствие повторяемости кривых в сравнении с контрольной записью (допуск 10%);
- незакономерные колебания и скачки регистрируемого параметра;
- отличие значений нуль- и стандарт-сигнала после каротажа от значений, записанных перед каротажем более чем на 2%;
- отличие от нуля показаний при нахождении зонда в колонне;
- нулевые показания зондов в открытом стволе;
- отличие значений от обычно наблюдаемых против пластов с выдерживающимися по району свойствами. Например, значения КС против Кошайских глин, расположенных примерно на глубине 1700 - 1800 м(по вертикали) и выделяемых по каверне и низким значениям КС, составляют $\sim 2.5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. (Рис. 3.5).

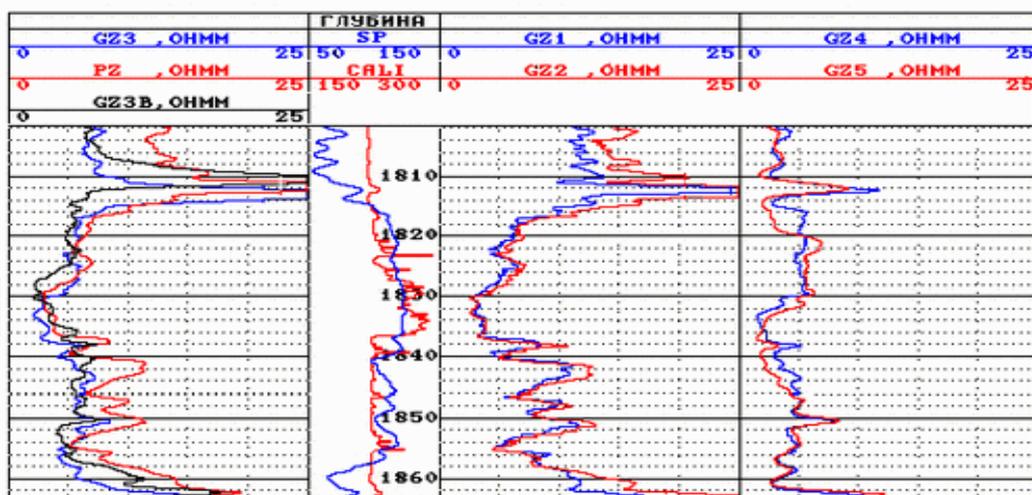


Рисунок 3.5 – Пример записи диаграммы БКЗ

Качество зондов также можно оценить по записи перед входом в кондуктор. Показания зондов здесь также низкие ($\sim 3.0 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) и равны друг другу (Рис.3.6).

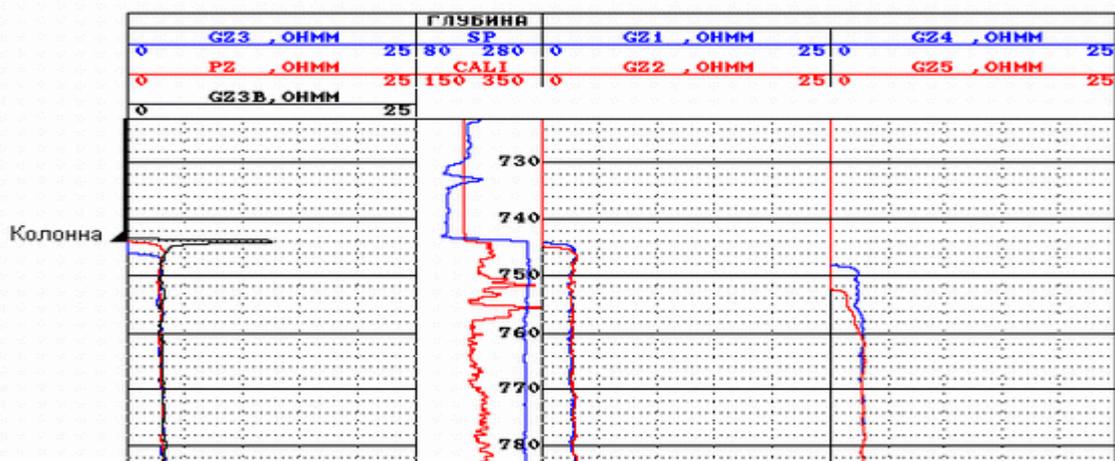


Рисунок 3.6 – Пример записи диаграммы БКЗ

Качество материалов БКЗ удобно оценивать, сравнивая зарегистрированные показания зондов против плотных (не размытых) глин с расчетными данными. Для этого используют палетку БКЗ-1, на которую наносят фактические данные (Рис. 3.7).

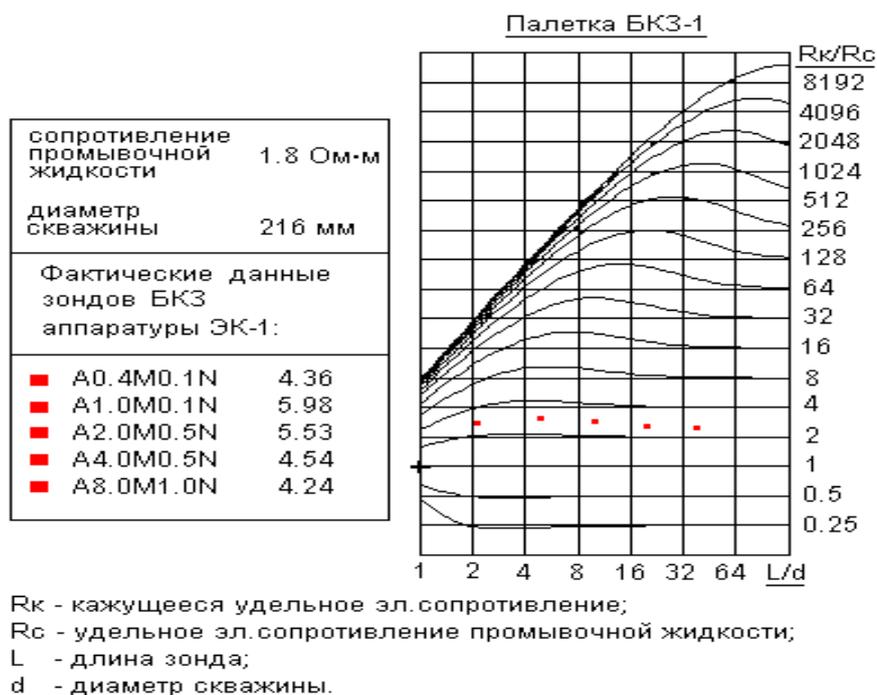


Рисунок 3.7 – Палетка БКЗ

Допустимые отклонения показаний зондов от расчетных: 10% - для зонда A0.4M0.1N, 20% для остальных зондов.

Для проведения БКЗ используются следующие скважинные приборы:
 - ЭК-1; - АБКТ; - КЗ;- Э-1.

Изучение разрезов скважин *индукционным методом* основано на различии в электропроводности горных пород по величине, обратной удельному электрическому сопротивлению.

Первоначально метод разрабатывался для исследования скважин, заполненных не проводящим электрический ток буровым раствором (на нефтяной основе), в котором обычно метод КС или метод экранированного заземления, имеющие систему токопроводящих и измерительных электродов, применены быть не могут. Однако в последующем были обнаружены существенные преимущества индукционного метода при изучении геологических разрезов низкого сопротивления в скважинах, заполненных обычным токопроводящим буровым раствором.

Принципиальная схема индукционного метода включает скважинный снаряд (зонд) и регистрирующий прибор. Скважинный снаряд имеет систему излучающих и приемных катушек, обладающих большой индуктивностью, а также генератор переменного электрического тока и выпрямитель.

Система катушек, помимо излучения и измерения электромагнитного поля, обеспечивает его фокусирование для повышения глубинности метода, компенсацию прямых электромагнитных наводок в приемных катушках, измерение одновременно двумя зондами разной длины. Для уяснения принципа работы рассмотрим упрощенную схему зонда с двумя главными

индукционными катушками: излучающей и приемной (рис. 3.8). Расстояние между центрами излучающей и приемной катушек называют размером зонда LM; точка записи кривой посередине этого расстояния.

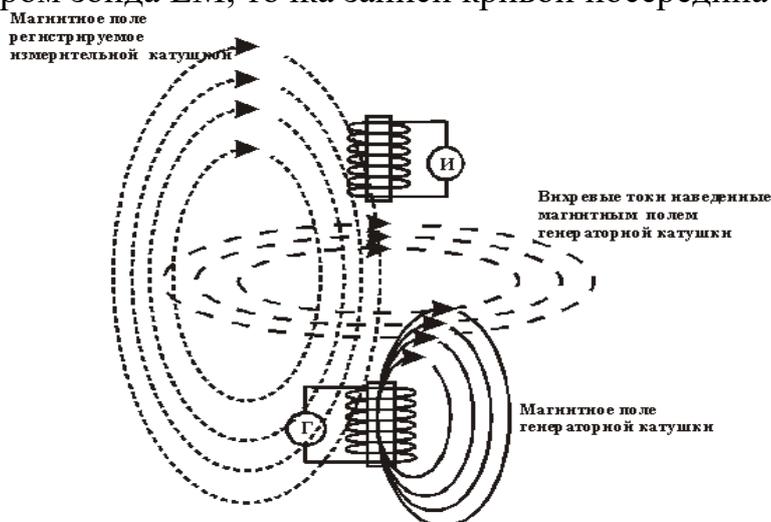


Рисунок. 3.8 – Принципиальная схема индукционного метода

Допустимая погрешность измерений проводимости - 10% от измеряемой величины. Различие измерения “нуля в воздухе” до и после каротажа - не более 3%.

Кажущиеся удельные сопротивления плотных глин, полученные по активной и реактивной составляющим индукционного каротажа не должны различаться более чем на 10%. Кажущееся сопротивление плотных глин по данным индукционного каротажа должно быть примерно равно показаниям зонда А8,0М1,0Н БКЗ. Кажущееся сопротивление Кошайских глин ~2-2,5 Ом*м. Проводимость Баженовских глин составляет примерно 10-20 мСм/м.

Для пересчета проводимости, полученной по данным индукционного каротажа в сопротивление необходимо пользоваться палетками (либо формулами пересчета) составленными для конкретной аппаратуры.

Методические приемы, повышающие геологическую эффективность ИК следующие:

- диаграммы ИК должны быть только высокого качества;
- в выявленных или уже известных перспективных интервалах запись ИК дублируется в масштабе 1:200 для сравнения этих данных с материалами ГИС, которые будут получены в дальнейшем при детальном исследовании;
- масштаб регистрации основной кривой (1:1) применяется 10 мСм/см с соотношением вспомогательных масштабов как 1:2:5, т.е. 20 мСм/см и 50 мСм/см соответственно. При записи диаграмм ИК обеспечивается линейный по электрической проводимости масштаб регистрации.

Оптимальным для разреза Западной Сибири является зонд ИК размером 1м (6Ф1).

При микрозондировании в скважине измеряют кажущееся сопротивление, но в отличие от методов, описанных выше, это измерение проводится зондами весьма небольших размеров (обычно до 5 см). Благодаря этой особенности микрозонды обладают малой глубиной исследования и позволяют детально исследовать изменение удельного электрического сопротивления горных пород, непосредственно прилегающих к стенке скважины. Для уменьшения влияния бурового раствора на результаты измерения электроды зонда устанавливают на наружной стороне изолирующей пластины (башмака), которая специальной пружиной (рессорой) плотно прижимается к стенке скважины (Рисунок 3.9).

При исследовании пород-коллекторов на показания микрозондов оказывает влияние удельное сопротивление части пласта, измененной проникновением фильтрата бурового раствора, а также удельное сопротивление и толщина глинистой корки. Поэтому по данным микрозондов трудно получить представление о характере насыщения коллектора (нефтью, газом или водой).

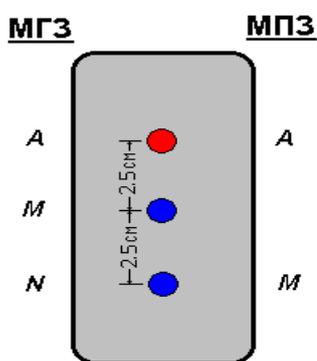


Рисунок 3.9 – Схематический вид зонда

По данным микрозондов хорошо выделяются породы-коллекторы, имеющие на своей поверхности глинистую корку. Однако глинистая корка одновременно этим отрицательно сказывается на результатах количественных определений удельного сопротивления полностью промытой части коллектора.

Для преодоления этой трудности применяют фокусированный микрозонд или, как его называют, зонд бокового микрокаротажа.

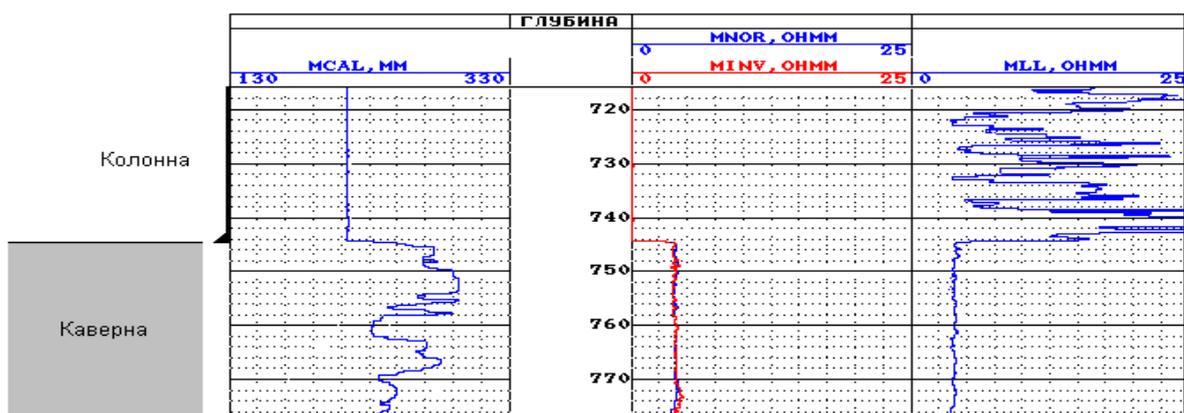


Рисунок 3.10 – Пример записи диаграммы МКЗ.

Качество материала микрометодов контролируется по следующим признакам:

- допустимая погрешность измерений МКЗ, определяемая по данным контрольной записи - не более 10%;
- расхождение стандарт-сигналов, фиксируемых в начале и конце замера - до 5%;
- расхождение показаний МПЗ и МГЗ против плотных глин не более 30% (значение кажущегося сопротивления против таких глин составляет примерно 8-10 Ом*м);
- расхождение показаний МПЗ, МГЗ в больших кавернах друг от друга и от удельного сопротивления бурового раствора не более 20% (см. рис.3.10)

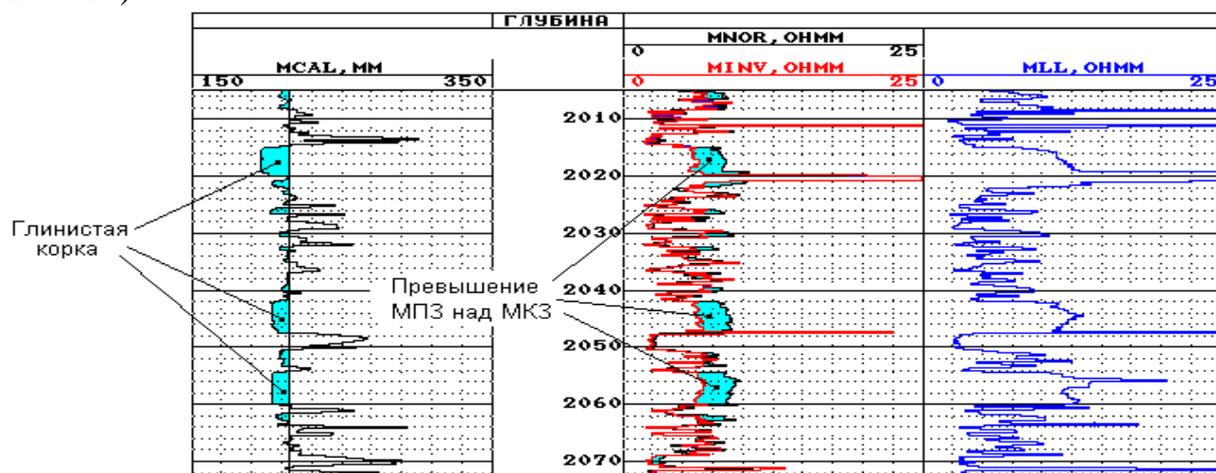


Рисунок. 3.11 – Пример записи диаграммы МКЗ.

Пример зарегистрированных данных аппаратурой МК приведен на рисунке 3.11.

Таким образом, при оперативной оценке качества МК основным критерием качественного материала является: превышение показаний МПЗ над показаниями МГЗ против пластов-коллекторов и близкие показания в кавернах.

МБК и МКВ относятся к основным исследованиям, проводятся во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе, в интервалах детальных исследований, совместно с комплексом БКЗ.

МБК и МКВ самостоятельно решают следующие геофизические задачи:

- определение УЭС ближней зоны пласта (промытой зоны) при толщине глинистой корки менее 10-15 мм с пропорциональным снижением УЭС по мере роста толщины глинистой корки;
- данные о диаметре ствола скважины с разрешением по вертикали 20-30 см.

МБК и МКВ необходимы при решении следующих геологических задач:

- ориентировочные сведения о Кп по УЭС промытой зоны неглинистых терригенных коллекторов;
- ориентировочные данные о коэффициенте остаточного нефтенасыщения по УЭС промытой зоны (с подтверждением по лабораторным анализам керна);
- получение прямых качественных признаков на выделение коллекторов по МКВ (наличие или отсутствие глинистой корки);
- получение прямых качественных признаков на выделение коллекторов по МБК с разрешением по вертикали 20-30 см (совместно с БК); определение эффективной мощности коллектора по разнице значений УЭС нормированных диаграмм БК и МБК с разрешением по вертикали от 0,4-0,6 м и выше;
- выделение плотных непроницаемых прослоев, в том числе в среде коллекторов;
- выделение размываемых глин-покрышек, дающих значительные каверны;
- выделение зон частого чередования участков разреза тонкослоистого строения с ухудшенными коллекторными свойствами, зонами глинизации или представленными неколлекторами.

Сущность МБК заключается в измерении удельного сопротивления прискважинной части пласта (промытой зоны) при помощи трехэлектродной установки, состоящей из центрального электрода А0, окружающего его измерительного электрода N и экранного электрода АЭ (Рис.3.12).

Электроды А0 и АЭ имеют одинаковые потенциалы, благодаря чему ток электрода А0 распространяется перпендикулярно к поверхности зонда и стенке скважины, расходящегося в породах на расстояние 8-10 см (радиус исследования) от поверхности “башмака” (рис. 3.12)

Такая конструкция зонда существенно уменьшает искажающее влияние бурового раствора и глинистой корки и позволяет более точно в отличие от обычного микрозондирования определить кажущееся сопротивление промытой зоны. Можно считать, что глинистая корка толщиной менее 1.5 см практически не оказывает влияния на результат измерений.

Оценка качества.

- допустимая погрешность измерений МБК, определяемая по данным контрольной записи - не более 10%;
- расхождение стандарт-сигналов, фиксируемых в начале и конце замера - до 5%;
- показания МБК против плотных глин примерно на 20% выше показаний бокового каротажа;
- расхождение показаний МБК в больших кавернах от данных МКЗ и от удельного сопротивления бурового раствора не более 20% ;

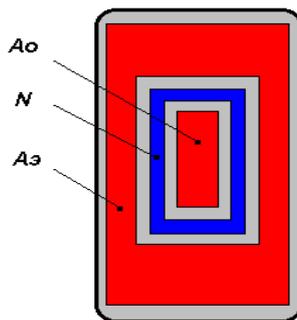


Рисунок 3.12 – Схема установки МБК

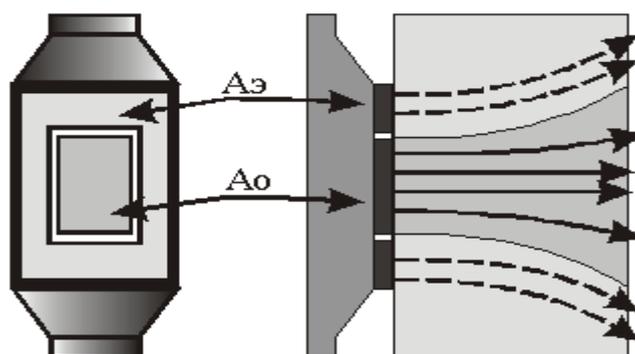


Рисунок 3.13 – Электроды Ao и Aэ

Во всех горных породах в небольших количествах присутствуют радиоактивные элементы. Содержание радиоактивных элементов в различных горных породах, а следовательно, и интенсивность испускаемых ими ядерных излучений различны. Поэтому, регистрируя их, можно судить о типе горных пород, пройденных скважиной. Метод исследования геологического разреза скважин, основанный на регистрации излучений, испускаемых естественно радиоактивными элементами горных пород, носит название метода естественной радиоактивности. Поскольку обычно альфа и бета-лучи, имеющие малый пробег в веществе полностью поглощаются буровым раствором и корпусом скважинного снаряда, а индикатора достигают лишь гамма-лучи, этот метод называют также *гамма-методом* и сокращенно обозначают ГК.

При исследовании гамма-методом в скважину опускают прибор, который содержит детектор гамма-излучения и электронную схему

служащую для питания индикатора, усиления его сигналов и передачи их через кабель на поверхность. Часто используют многоканальные приборы, регистрирующие одновременно диаграммы гамма-метода и нейтронного гамма-метода. Точка записи ГК совпадает с серединой детектора.

При разведке ряда нефтяных и газовых месторождений обнаружено резкое повышение радиоактивности некоторых продуктивных пластов при их обводнении. Этот эффект, названный радиогео-химическим, широко используется при контроле разработки месторождений.

В гамма-гамма-методе (ГГК) горная порода облучается источником гамма-квантов и регистрируется интенсивность гамма-излучения, достигающего индикатора излучения, расположенного на некотором расстоянии от источника. Это расстояние называется длиной зонда I . Точку записи однозондового ГГК относят к середине между центрами источника и детектора, двухзондового ГГК — к середине между центрами детекторов. Фильтр из тяжелого металла (Fe, Pb, W и др.), установленный между источником и индикатором, практически полностью поглощает прямое гамма-излучение источника. (Рисунок. 3.14.).

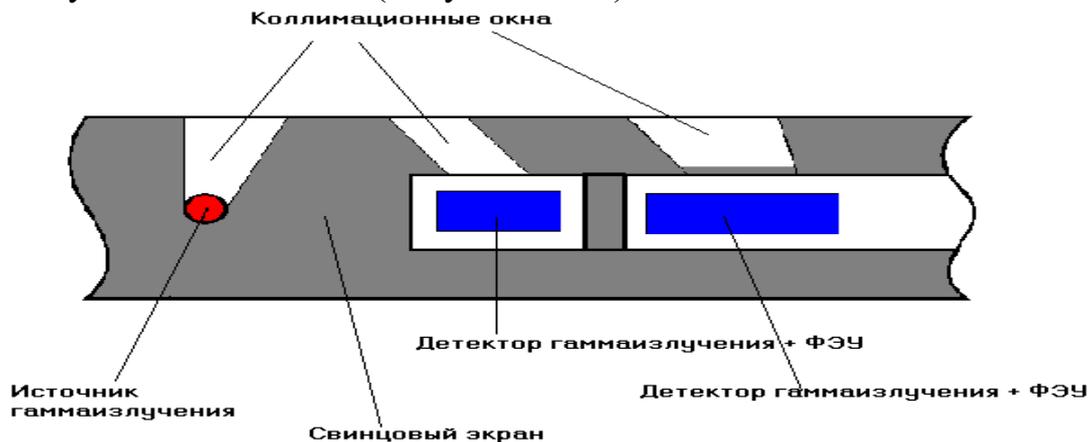


Рисунок 3.14 – Схема прибора для ГГК-П

Поэтому измеряемое в этом методе гамма-излучение почти полностью состоит из излучения источника, претерпевшего хотя бы одно рассеяние на атомах среды, окружающей источник. Отсюда и название метода.

Когда гамма-кванты большой энергии (порядка 1 МэВ), вылетающие из источника, претерпевают несколько актов рассеяния и значительно уменьшают свою энергию, они поглощаются в результате фотоэффекта. Поскольку взаимодействие гамма-кванта с веществом является случайным процессом, разные кванты до своего поглощения успевают пройти различное расстояние от источника. Оно убывает с расстоянием тем быстрее, чем больше коэффициент ослабления μ , т. е. чем выше плотность среды и концентрация тяжелых элементов в ней. Вследствие этого поток гамма-квантов у детектора, располагаемого на относительно большом расстоянии от источника (более 15 — 20 см), уменьшается с увеличением плотности горной

породы и концентрации в ней тяжелых элементов. Степень влияния последнего фактора на показания ГГК можно менять путем выбора начальной энергии гамма-квантов (выбором источника) и энергии квантов, преимущественно регистрируемых индикатором (выбором индикатора). В соответствии с этим существуют две модификации ГГК: плотностной гамма-гамма-метод (ГГК-П) и селективный (ГГК-С).

В плотностной модификации ГГК применяется источник гамма-квантов относительно большой энергии, чаще всего ^{60}Co , испускающий кванты с энергией 1,17 и 1,33 МэВ. Детектор гамма-излучения размещается в толстом корпусе из тяжелого металла (железо), почти полностью поглощающем кванты с энергией меньше 0,15 — 0,2 МэВ. В результате в основном регистрируется гамма-излучение с энергией более 0,2 МэВ, а на интенсивность таких гамма-квантов не оказывает заметного влияния фотоэлектрическое поглощение, следовательно, и химический состав среды; показания метода определяются комптоновским рассеянием и зависят лишь от плотности среды, окружающей скважинный прибор: чем больше плотность среды, тем меньше показания ГГК-П. Размер зонда при ГГК-П обычно 20 — 40 см.

При селективной модификации ГГК применяют источники мягкого гамма-излучения (менее 0,3—0,4 МэВ, например, радиоактивный селен-75, излучающий кванты с энергией 0,138 и 0,268 МэВ, ртуть-203 с энергией квантов 0,279 МэВ и др.). Детектор при ГГК-С настраивается на регистрацию еще более мягкого гамма-излучения. Показания ГГК-С зависят как от рассеяния гамма-квантов (следовательно, от плотности среды), так и в особенности от их поглощения, которое в основном определяется концентрацией в породе тяжелых элементов. В результате наиболее сильное влияние на показания ГГК-С оказывают присутствующие в горной породе тяжелые элементы: чем больше содержание последних, тем меньше показания метода. Размер зонда при ГГК-С обычно 10 — 20 см.

Метод гамма-гамма дефектометрия толщинометрия (СГДТ) — это метод регистрации интенсивности рассеянного гамма-излучения с помощью зонда, содержащего источник среднеэнергетического γ -излучения и детектор рассеянного гамма-излучения.

Длина зонда выбирается такой (9–12 см), чтобы исключить влияние на результаты измерений плотности среды заобсадной колонной и обеспечить максимальную чувствительность метода к изменению толщины стенки колонны. Метод используется для определения средней по периметру толщины обсадной колонны, местоположения муфт, центрирующих фонарей, пакеров и других элементов конструкции скважины, оценки степени механического и коррозионного износа труб и пр. Прибор центрируется в скважине.

Качество материала ГГК-П оценивается по следующим параметрам:

- допустимая абсолютная погрешность измерения плотности по результатам основной и контрольной записи не должна превышать 0,05 г/см³;

- разница значений плотности ПКУ до и после измерений по усредненным показаниям должна быть не более 0,03 г/см³;

- пористость, полученная по данным ГГК-П должна биться с данными других методов (ННКТ, АК). Пористость по данным ГГК-П можно с достаточной точностью рассчитать по формуле:

$$K_{п} = \frac{2,69 - \sigma}{1,69}$$

где - σ объемная плотность породы, кг/куб.м;

Методические приемы, повышающие эффективность ГГК-П, следующие:

- диаграммы должны быть только высокого качества;

- параметры регистрации диаграмм ГГК-П (скорость записи, стабильность работы каналов ГГК-П, масштабы регистрации, метрологические поверки и др.) должны обеспечивать высокое качество записей по всему диапазону значений плотности, который определяется техническими возможностями аппаратуры ГГК-П;

- измерения следует проводить при минимальных толщинах глинистой корки;

- исключать влияния промывочной жидкости качественным прижатием прибора к стенке скважины;

- пористость определять с учетом возможных изменений минералогической плотности скелета породы, плотности флюида в порах того слоя пласта, который захватывается измерением радиальной характеристики аппаратуры ГГК-П;

- во всех случаях определения $K_{п}$ предпочтительнее проводить по комплексу методов (ГГК-П, АК, НКТ, ГК и др.);

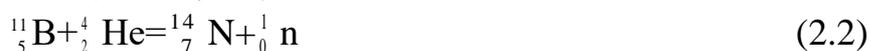
- при отсутствии проникновения в пласт, высоким газонасыщением ближней зоны по ГГК-П с привлечением НКТ возможны выделения интервалов газонасыщения, которое занижает $K_{п}$ по НКТ, завышает $K_{п}$ по ГГК-П и этот развал значений $K_{п}$ должен использоваться как значащий признак газонасыщения.

Для количественной интерпретации результатов используются калибровочные зависимости, связывающих скорость счета датчика (импульсов/мин) с толщиной стальной колонны. При интерпретации вносятся поправки за фон естественного гамма-излучения, а также за влияние плотности заполнителя ствола скважины и заколонного пространства. В качестве средства калибровки используется набор труб с различными диаметрами и толщиной стенок (рисунок 3.15).

Источник нейтронов. В природе не существует естественных радиоизотопов, которые бы излучали нейтроны в достаточном количестве, необходимом для применения нейтронных методов исследования скважин. А

потому нейтроны получают искусственным путем, используя соответствующие ядерные реакции. Стационарный источник нейтронов представляет собой смесь какого-нибудь альфа-излучателя (преимущественно полоний $^{210}_{84}\text{Po}$ — $T_{1/2}=138,3$ суток; изотопы плутония $^{238}_{94}\text{Pu}$ — $T_{1/2}=87,74$ года, $^{239}_{94}\text{Pu}$ — $T_{1/2}=24360$ лет; актиний $^{227}_{89}\text{Ac}$ — $T_{1/2}=21,7$ года, америций $^{241}_{95}\text{Am}$ — $T_{1/2}=432,2$ года и др. с мишенью (^9_4Be или $^{11}_5\text{B}$). Конструктивно полоний-бериллиевый (Po+Be) и полоний-борный (Po+B) источники представляют собой герметичные двойные ампулы с нержавеющей стали или хромированной латуни, внутри которых расположена стеклянная ампула с порошком карбида бериллия (керамическая таблетка) или карбида бора с осажденным на нем полонием. Плутоний- бериллиевый источник (Pu+Be) представляет собой двойную ампулу, заполненную сплавом Pu+Be. Размер источника от 3x3 до 46x46 мм в зависимости от выхода нейтронов.

Образование нейтронов происходит по ядерным реакциям:



Все ампульные источники нейтронов характеризуются сложным сплошным спектром энергий.

В Po+Be источнике наибольшее количество нейтронов приходится на нейтроны энергии $E_n=3\text{МэВ}$ и 5МэВ , в Pu+Be источника – на $E_n=3-5$ МэВ, в Po+B источнике – на $E_n=2,5$ МэВ. Радий -бериллиевые источники практически не применяются в методе НГК, так как характеризуются высокой интенсивностью гамма-излучения.

Выход нейтронов для источников такой:

Po+Be— $(3,7-11,1) \cdot 10^6$ н/с; Pu+Be— $6,3 \cdot 10^6$ н/с; Am+Be— $7,77 \cdot 10^6$ н/с;
Ac+Be— $(6,3-7,4) \cdot 10^7$ н/с.

Взаимодействие нейтронов с веществом. При нейтронном каротаже разрезов скважин изучают эффекты взаимодействия потока нейтронов, излучаемых естественными или искусственными источниками быстрых нейтронов, с горной породой. Выбор нейтронного облучения пород неслучаен, поскольку нейтроны, являясь электрически нейтральными элементарными частицами, не взаимодействуют с электронными оболочками атомов, вследствие чего их проникающая способность намного выше, чем у других видов излучений. Нейтроны взаимодействуют с ядрами атомов элементов, слагающих породу, испытывая при этом неупругое и упругое рассеяние, а в конечном итоге поглощение (захват) ядрами атомов с испусканием, как правило, у-квантов.

Эффект взаимодействия нейтрона с ядром зависит от энергии нейтрона, в связи с чем нейтроны подразделяются на быстрые (энергия >100 кэВ), надтепловые (0,05—20 кэВ) и тепловые (0,025 эВ). Уменьшение энергии (скорости движения) нейтрона за довольно короткий промежуток времени (10^5 — 10^6 с) происходит в результате упругого и неупругого взаимодействия с ядрами атомов при хаотическом изменении направления

его движения. Неупругое рассеяние нейтронов происходит только при взаимодействии быстрых нейтронов, причем нейтроны теряют значительную часть своей энергии, которая расходуется на возбуждение рассеивающих ядер. При их переходе в нормальное состояние излучаются γ -кванты. Процесс упругого рассеяния нейтронов наблюдается при любой энергии нейтронов. При этом акте потеря энергии нейтронами зависит только от массы бомбардируемого ядра: чем меньше масса, тем больше потеря энергии. Максимальная потеря энергии нейтроном на одно соударение происходит в результате взаимодействия с ядром водорода вследствие соизмеримости их масс. Следовательно, наилучшей замедляющей способностью нейтронов обладают среды с большим водородсодержанием (содержание атомов водорода в единице объема). Таким образом, в результате различных процессов рассеяния нейтронов их энергия уменьшается до тепловой — 0,025 эВ. Нейтроны тепловой энергии продолжают двигаться в среде и дальше, рассеиваясь ядрами атомов, но поскольку их энергия соизмерима с энергией теплового движения атомов, нейтроны как бы диффундируют среди последних. Конечным результатом взаимодействия теплового нейтрона с ядрами среды является радиационный захват (поглощение), сопровождаемый вторичным гамма-излучением.

В пористых породах большинство тепловых нейтронов захватывается атомами водорода и хлора, хотя элементный состав породы играет немаловажную роль при литологическом расчленении разреза по поглощающим свойствам при незначительной ее пористости. Поглощающая способность породы резко возрастает при наличии в ней элементов с высокой активностью в отношении радиационного захвата нейтронов, даже при их незначительном содержании. К ним относятся кадмий, бор, хлор, железо, марганец и др. При решении задач нефтегазовой геологии особое место занимает хлор (поглощающая способность хлора больше, чем у водорода, в 100 раз) основной элемент соли NaCl, определяющей минерализацию пластовых вод.

Нейтронные свойства горных пород определяют пространственное распределение нейтронов около источника, характеризующееся плотностью нейтронов, т. е. их числом в единице объема среды. Характер распределения плотности нейтронов зависит от замедляющих свойств среды, т. е. определяется ее водородсодержанием.

Методами нейтронного каротажа скважин исследуют пространственное распределение плотности надтепловых $n_{нт}$ и тепловых n_m нейтронов и изучают эффект радиационного захвата тепловых нейтронов ядрами различных элементов, обуславливающий возникновение вызванного (вторичного) гамма-излучения.

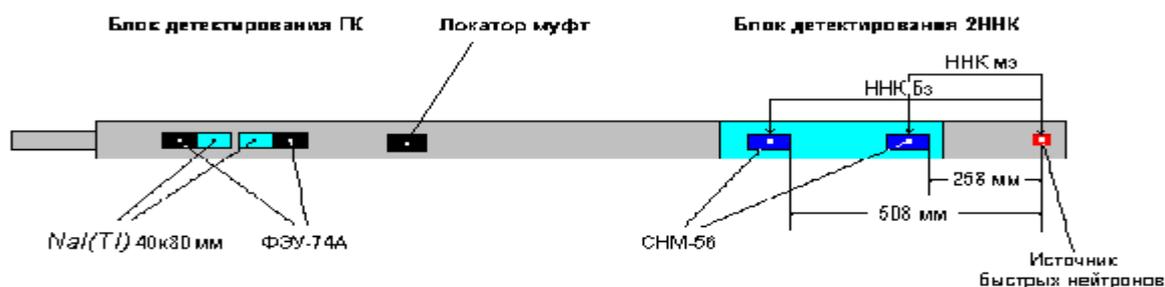


Рисунок 3.15 – Схема зондовых установок прибора 2ННК-73П

Связь между составом горных пород и нейтронными полями выражается через сечения элементарных процессов взаимодействия нейтронов с веществом. В соответствии с характером процесса распространения нейтронов в веществе нейтронные параметры горных пород делят на две группы: параметры замедления и параметры термализации (когда нейтрон замедляется до теплового). Наиболее трудно установить связь между составом пород и замедляющими свойствами, так как дифференциальные сечения неупругого и упругого рассеяния нейтронов, определяющие процесс замедления, имеют сложные угловые и энергетические зависимости. Каждый из перечисленных параметров, взятый в отдельности, не дает полной характеристики нейтронного поля заданного источника в среде определенного состава. Необходимо рассматривать параметры в их совокупности. Такими синтетическими характеристиками горных пород являются возраст τ_s (или длина замедления L), время замедления t_3 (на стадии замедления) и длина диффузии L_d , коэффициент диффузии D и время жизни нейтрона τ (на стадии термализации).

Акустический метод. Акустические методы исследования скважин (АМ) основаны на изучении полей упругих колебаний (упругих волн) в звуковом и ультразвуковом диапазонах частот. Акустические методы можно подразделить на методы естественных и методы искусственных акустических полей.

Методы естественных полей изучают колебания, создаваемые различными естественными (обычно технологическими) причинами. Сюда относятся, например, методы, находящиеся в стадии опробования: а) метод выделения газоотдающих интервалов в скважинах путем регистрации шумов, возникающих при поступлении газа или нефти в ствол скважины (шумометрия скважин); б) методы изучения шумов при бурении с целью определения характера проходимых пород по спектру колебания бурового инструмента; в) метод определения горизонтальной проекции текущего забоя на земную поверхность путем установления точки с максимумом мощности колебаний на поверхности земли.

Основное применение получили методы искусственных акустических полей, в которых изучают распространение волн от излучателя, расположенного в скважинном приборе. Нижерассматриваются именно эти

методы. Существуют две основные технологии метода: а) технология, основанная на изучении времени прихода (скорости распространения); б) технология, основанная на изучении затухания амплитуды колебаний. Обработка данных Акустического каротажа проводилась в программном комплексе Sonato (Рисунок 3.16)

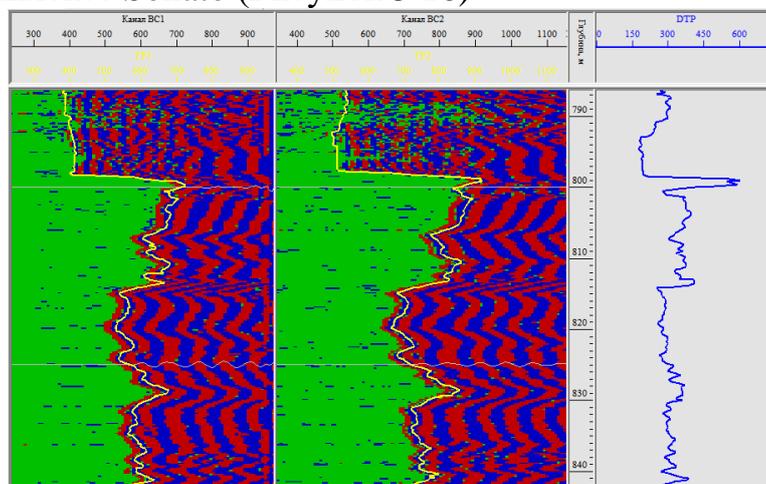


Рисунок 3.16 – Обработки данных акустического каротажа и АКЦ в программном комплексе Sonato. 2 канала и расчетный кривой DTP

АКЦ (акустическая цементометрия) — акустический контроль цементирования скважин, необходимый в последствии для добычи нефти.

Цементометрия позволяет установить высоту подъема цемента за колонной, степень его сцепления с пройденными горными породами, а также распределение цемента в затрубном пространстве. *Цементометрия* осуществляется с помощью акустического, радиоактивного и термического методов.

Для того, чтобы измерить состояние цементации обсадной колонны методом АКЦ, будут решаться следующие задачи:

- установление высоты подъема цемента;
- выявление наличия или отсутствия цемента за колонной;
- определение наличия каналов, трещин, каверн в цементном камне;
- изучение степени сцепления цемента с колонной и породами.

Главной целью измерения цементации обсадной колонны является необходимость в качественной обсадке колонны для обеспечения безаварийной добычи углеводородов.

При измерении состояния обсадной колонны методом АКЦ на месторождении Кумколь необходимо будет применить следующие методы:

- В качестве основного комплекса будет использоваться метод Акустической цементометрии (АКЦ).
- А в качестве дополнительных методов будут использоваться гамма каротаж (ГК), гамма-гамма дефектометрия и термометрия.

Метод Акустической цементометрии (АКЦ) применяется для установления высоты подъема цемента, определения степени заполнения затрубного пространства цементом, оценки сцепления цемента с обсадной колонной и горными породами (ФКД), определения размеров и местоположения дефектов цементного камня и раскрытости кольцевых зазоров. Эффективность метода снижается в высокоскоростных разрезах, где первое вступление при хорошем и удовлетворительном качестве цементирования относится к волне по породе.

Акустическая цементометрия (АКЦ) основана на измерении характеристик волновых пакетов, создаваемых источником с частотой излучения 20-30кГц, распространяющихся в колонне, цементном камне и горных породах. В качестве информативных характеристик используют:

- амплитуды A_k или коэффициент эффективного затухания ak волны по колонне в фиксированном временном окне, положение которого определяется значением интервального времени Δt_k распространения волны в колонне, равного 185-187 мкс/м;
- интервальное время Δt_p и амплитуды A_p или затухание ap первых вступлений волн, распространяющихся в горных породах;
- фазокорреляционные диаграммы.

Применяют для установления высоты подъема цемента, определения степени заполнения затрубного пространства цементом, количественной оценки сцепления цемента с обсадной колонной, качественной оценки сцепления цемента с горными породами.

В приборах акустической цементометрии используются короткие трехэлементные зонды с расстоянием между ближайшими излучателем и приемником от 0,7 до 1,5 м и базой зондов (расстояние между приемниками)- в пределах 0,3-0,6 м. Обработка данных АКЦ технической калонны проводилась программном комплексе Sonato. (Рис. 3.17)

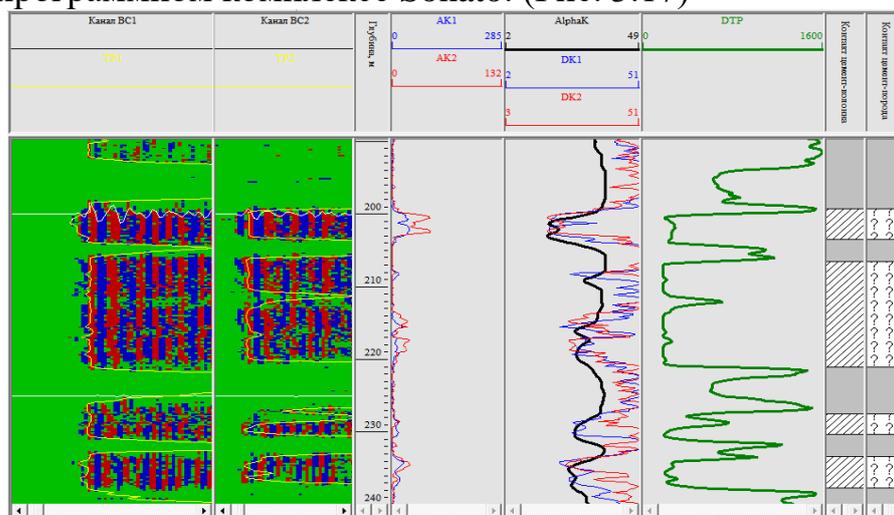


Рисунок 3.17 – Каналы и расчетные кривые: DTP, Амплитуды волны АК1 и АК2, Затухание волны Alpha K, DK1 и DK2, и колонка результатов интерпретаций качество цемента

Таким образом, во вновь пробуренных скважинах на участке Восточный Караванчи проведен широкий комплекс геофизических исследований с применением современного оборудования и цифровой технологии обработки (рисунок 3.18).

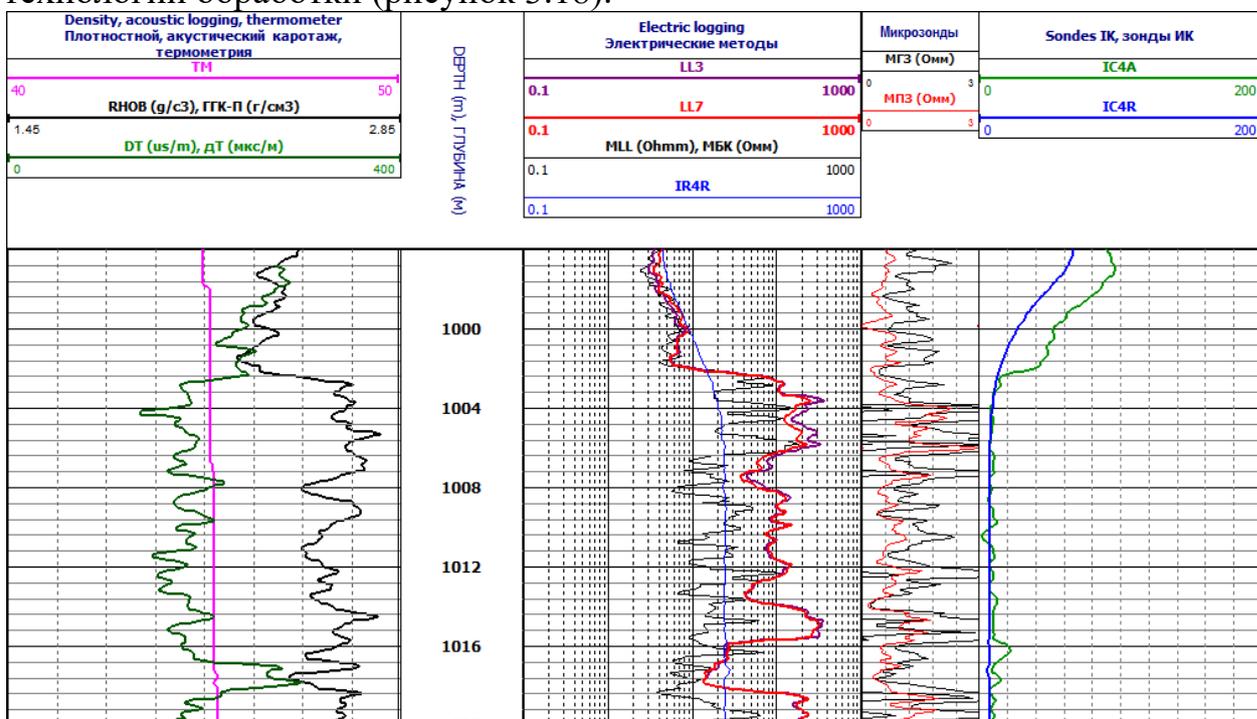


Рисунок 3.18 – Планшет методов ГИС проведенных на скважине К-1 в масштабе 1: 200: Терм, ДТ, ГК-П, ДТ, БК, МБК, Ика, Икр, МГЗ, МПЗ первичных данных.

3.2. Анализ результатов исследований керна и шлама

Расчленение разреза и определение наименований стратиграфических подразделений произведено в соответствии с принятым и утвержденным геолого-техническим нарядом на строительство эксплуатационных скважины X на площади «Кумкольская».

Таблица 2 – Лабораторные исследования керна

№ п.п.	Виды исследований	Количество определений, анализов и пр.
1	Отбор и описание шлама	50-1203м
2	Литолическое определение пород	50-1203м
3	Определение карбонатности пород	50-1203м
4	Проведение люминесцентно-битуминологического анализа шлама	50-1203м
5	Построение геолого-геохимического разреза	50-1203м
6	Выдача суточных пометровых сводок геологических и технологических параметров	ежесуточно

Регистрируемые геолого-геохимические параметры

1. Непрерывное суммарное содержание углеводородных газов в промывочной жидкости ($G_{\text{сум}}$),% и хроматографическое (1 раз в 70 сек) определение количественного и компонентного состава углеводородных газов ($C1 + \dots + C5 + iC4 - iC5$ %) в системе «ЖЁЛОБ-ДЕГАЗАТОР-ГВЛ-ХРОМАТОГРАФ» в процессе бурения;
2. Определение соотношений основных литологических разностей в пробах выбуренных пород (шламограмма);
3. Люминесцентно-битуминологический анализ шлама и образцов керна;
4. Определение содержания кальцита в породе %;
5. Относительное содержание углеводородов ($C1 + \dots + iC5 +$), %.

По всему разрезу производился отбор и исследование шлама. Шаг отбора 5 м в интервале 50-1203м.

Следует иметь в виду, что описание шлама является предварительным оперативным и не опирается на лабораторные исследования (гранулометрический анализ, микроописание шлифов и пр.), которые являются необходимыми для достоверного определения литологии пород.

Стратиграфические границы определяются на основании литологического расчленения и механической скорости бурения. Оперативная стратиграфическая разбивка произведена геологической службой ГТИ с учетом ГТН, литологии и является достаточно условной, так как не опирается на данные ГИС и палеонтологические определения возраста вскрытых отложений (таблица 3).

Таблица 3 – Предполагаемые и фактические глубины залегания и толщины стратиграфических подразделений скважины К-2

Группа	Система	Отдел	Ярус	Индекс	Предполагаемая глубина залегания кровли, м	Предполагаемая мощность, м	Фактическая глубина залегания кровли, м	Фактическая мощность, м
MZ - Мезозойская	К- Меловая	Верхний	Туронский	(K2 t-sn)	150	290	150	200
		Верхний нижний	Альб-сеноман	K1-2 al3-c	440	160	350	160
KZ - Кайнозойская	P-Q - Неоген - Четвертичная			P-Q	0	150	Геолого-технические исследования начаты с глубины 50 м.	

		Нижний Верхний	Апт - Альбский	K1-2 a-al2	600	100	510	220
			Верхний неоком	(K1nc2)	750	90	730	180
			Нижний неоком	K1nc1)	840		910	94
PZ	PZ Палеозой		Палеозой				1004	199
Проектный забой			1700	Фактический забой			1203	

Геолого-технологические исследования были начаты при забое 50м. До их начала бурением были пройдены: четвертичные отложения (Q+P);

K- Меловая..P-Q - Неоген – Четвертичная (P-Q) 50-150м.

Интервал 50 - 150м. Интервал представлен: Глины серые, темно-серые, алевритистые. мягкие, пластичные.

Средний газовый фон составляет: $G_{\text{сум.}}=0,007$; где

$C1 = 0,007 \%$; $C2 = 0,000 \%$; $C3 = 0,000\%$; $C4 = 0,000\%$; $C5 = 0,000\%$.

ЛБА: н.о. Средняя скорость проходки составляет: 21,6 м/ч.

Газопоказаний: в пределах данного интервала неоген четвертичной системы (P-Q) нефтяные проявления и газовые аномалия не отмечаются.

Туронский (K2 t-sn)150-350м. Интервал 150 - 350м. Интервал представлен: Пески серые, светло-серые, реже коричневые, мелкозернистые, зерна хорошо окатанные, по составу полиминеральные, аркозовые. Глины серые, темно-серые, алевритистые, мягкие, пластичные. Гравелиты белые, серые, до коричневого, разнозернистые, преимущественно крупнозернистые, прослеживаются зерна кварца. Средний газовый фон составляет: $G_{\text{сум.}}=0,002$; где $C1 = 0,002 \%$; $C2 = 0,000 \%$; $C3 = 0,000\%$; $C4 = 0,000\%$; $C5 = 0,000\%$.

ЛБА: н.о. Средняя скорость проходки составляет: 10,7 м/ч. Газопоказаний: в пределах данного интервала меловой системы (K2 t-sn) нефтяные проявления и газовые аномалия отмечаются.

Альб-сеноман (K1-2 al3-c) 350-510м. Интервал 350 - 510м. Интервал представлен: Глины алевритовые серые, мягкие, пластичные, песчанистые. Песчаники (алевритистые) светло серые, полимиктовые тонко-мелкозернистые, на глинистом цементе, слабо сцементированные.

Средний газовый фон составляет: $G_{\text{сум.}}=0,005$ где $C1 = 0,005 \%$; $C2 = 0,000 \%$; $C3 = 0,000\%$; $C4 = 0,000\%$; $C5 = 0,000\%$. ЛБА: н.о.

Средняя скорость проходки составляет: 5,9 м/ч. Газопоказаний: в пределах данного интервала меловой системы (K1-2 al3-c) нефтяные проявления и газовые аномалия не отмечаются.

Апт - Альбский (K1-2 a-al2) 510-730м. Интервал 510 - 730м. Интервал представлен: Глины серые, темно-серые, алевритистые, мягкие, пластичные. Гравелиты белые, серые, до коричневого, разнозернистые, преимущественно крупнозернистые, прослеживаются зерна кварца. Песчаники светло-серые, крупнозернистые, полимиктовые, полуокатанные хорошо сортированные,

слабосцементированные. Средний газовый фон составляет: $G_{\text{сум.}}=0,007$ где $C_1 = 0,007 \%$; $C_2 = 0,000 \%$; $C_3 = 0,000\%$; $C_4 = 0,000\%$; $C_5 = 0,000\%$. ЛБА: н.о. Средняя скорость проходки составляет: 8,1 м/ч.

Газопоказаний: в пределах данного интервала меловой системы (K1-2 a-a2) нефтяные проявления и газовые аномалия не отмечаются.

Верхний неоком. (K1nc2) 730-910м. Интервал 730 - 930м. Интервал представлен: Глины коричневые, светло коричневые, серые, алевролитистые, массивные, средне уплотненные. Алевролиты серые, крупнозернистые, хорошо сцементированные, слабо крепкие, плотные, слабо карбонатные. Песчаники светло серые, полимиктовые тонко-мелкозернистые, на глинистом цементе, слабо сцементированные. Газопоказаний: в пределах данного интервала меловой системы (K1nc2) нефтяные проявления и газовые аномалия не отмечаются.

Нижний неоком. (K1nc1) 910-1004м. Интервал 910 - 1000м. Интервал представлен: Глины коричневые, светло коричневые, серые, алевролитистые, массивные, средне уплотненные. Алевролиты серые крупнозернистые, хорошо сцементированные, слабо крепкие, плотные, слабо карбонатные.

Интервал 1000 - 1004м. Интервал представлен: Глины красно-коричневые, реже зеленовато-серые, плотные, вязкие, известковистые. Аргиллиты бурые, темно-коричневые, слоистые, средне крепкие. Известняки светло-серые до темных, белые, мелко-скрытокристаллические, местами пелитоморфный, трещинного типа, средне крепкие до крепких.

В пределах данного интервала было произведен отбор:

- ✓ керна №1 интервал 1004 – 1004,9м (см. описания керна №1);
- ✓ керна №2 интервал 1004,9 – 1008,8м (см. описания керна №2);
- ✓ керна №3 интервал 1008,8 – 1011,3м (см. описания керна №3);

Средний газовый фон составляет: $G_{\text{сум.}}=0,123$ где $C_1 = 0,110 \%$; $C_2 = 0,001 \%$; $C_3 = 0,011\%$; $C_4 = 0,001\%$; $C_5 = 0,000\%$. ЛБА: ОЖ-4-МСБ.

Средняя скорость проходки составляет: 3,2 м/ч.

Газопоказаний: в пределах данного интервала меловой системы (K1nc1) нефтяные проявления и газовые аномалия отмечаются.

Палеозой (PZ) 1004-1203м. Интервал 1004 - 1203м. Интервал представлен: Аргиллиты серые, темно-серые, пелитовые. слоистые, пиритизированные, крепкие, с включениями кальцита белого кристаллического. прослеживаются зерна кварца.

Средний газовый фон составляет: $G_{\text{сум.}}=0,016$ где $C_1 = 0,015 \%$; $C_2 = 0,001 \%$; $C_3 = 0,000\%$; $C_4 = 0,000\%$; $C_5 = 0,000\%$. ЛБА: н.о.

Средняя скорость проходки составляет: 1,3 м/ч. Газопоказаний: в пределах данного интервала меловой системы (PZ) нефтяные проявления и газовые аномалия не отмечаются.

Газовый каротаж.

Регистрация и компонентный анализ газов в буровом растворе были обеспечены использованием активного дегазатора, установленного на желобе. Дегазатор освобождает углеводородные газы из раствора, разбивая

поток при помощи ряда перегородок. Газо-воздушная смесь по газо-воздушной линии попадала в станцию ГТИ и анализировалась. Состав газа определялся посредством газового хроматографа ГХ-П001.2-1М.

Количественная интерпретация газового каротажа проведена в интервале потенциально продуктивных пластов меловых отложений и палеозоя. Коллекторами указанных горизонтов являются песчаники, аргиллиты и известняки. Произведено предварительное литологическое и стратиграфическое расчленение разреза по данным механического каротажа и результатам исследования шлама.

По данным механического каротажа разрез расчленяется в достаточной мере условно на 3 категории: плотная порода, глина, коллектор. Построение литологической модели базируется на предположении о корреляционной зависимости коллекторских свойств меловых пород от их глинистости и отсутствии в разрезе промышленно проницаемых низкопористых (с коэффициентом пористости ниже 10%) коллекторов. С шагом квантования 0.5 м произведен расчет коэффициентов разбавления (Е) газа в буровом растворе, приведенных к объему раствора газопоказаний, коэффициентов остаточной нефте- и газонасыщенности (Фг, Фнг). По механическому каротажу выделяются пласты, как возможные коллекторы в следующих интервалах: 1 Люминесценция шлама. ОЖ-4-МСБ.

Таблица 4 – Люминесцентно-Битуминологический Анализ (ЛБА) по Флоровской В.Н.

ЛЮМИНЕСЦЕНТНО-БИТУМИНОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ /ЛБА/ по Флоровской В.Н.				
группа	Цвет люминесценции капиллярных вытяжек		Состав битумоида	Тип битумоида
1	БГ	беловато-голубые тона	УВ флюиды, не содержащие смол и асфальтенов	ЛБ – легкий битумоид
2	БГ	белый	Нефть и битумоиды с низким содержанием смол, асфальтенов мало или нет	МБ - маслянистый битумоид
	ГЖ	голубовато-желтый		
	БЖ	беловато-желтый		
3	Ж	желтый	Нефть и битумоиды с содержанием асфальтенов 1-2%, масел более 60%	МСБ - маслянисто-смолистый битумоид
	ОЖ	оранжево-желтый		
	О	оранжевый		
	СК	светло-коричневый		
4	ОК	оранжево-коричневый	Нефть и битумоиды с содержанием асфальтенов 3-20%	СБ-смолистый битумоид
	СК	светло-коричневый		
	К	коричневый		
5	ТК	темно-коричневый	Нефть и битумоиды с содержанием асфальтенов 20% и более	САБ - смолисто-асфальтеновый битумоид
	ЗК	зеленовато-коричневый		
	КК	красно-коричневый		
	ЧК	черно-коричневый		
	ЧЗ	черно-зеленый		
	Ч	черный		
КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА СОДЕРЖАНИЯ БИТУМОИДОВ				
Форма участка	Характеристика участка			Балл
	Ровное пятно			5
	Не ровное пятно, толстое кольцо			4
	Тонкое кольцо			3
	Тонкое рваное кольцо			2
	Точки			1

3.3. Методика интерпретаций промыслово-геофизических исследований скважин

Геофизические исследования в скважине К-2 проводились цифровой станцией «КарСар-500», стандартной российской аппаратурой.

Качество материалов геофизических исследований соответствует требованиям инструкции «РД 153-39.0-072-01.Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах». В таблице 5 рисунок приведены методы ГИС и интервалы исследования

Таблица 5 – Методы ГИС открытого ствола

№	Методы	Мнемоника	Интервал записи, м	Прибор	Качество материалов
Электрические методы:					
1	КС (N0.5M2A; A2M05N);	GZ3B, GZ3	702,5-1141,6	ЭК-73	Хорошее
2	ПС	SP	702,5-1141,6	ЭК-73	Хорошее
3	2БК	LL3	702,5-1141,6	ЭК-73	Хорошее
4	МБК	MLL	702,5-1141,6	МК-73	Хорошее
5	МГЗ, МПЗ	MINV, MNOR	702,5-1141,6	МК-73	Хорошее
6	Резистивиметрия	RM	702,5-1141,6	ЭК-73	Хорошее
Радиоактивные методы:					
7	ГК	GR	702,5-1141,6	2ННК-73	Хорошее
8	ННК-т, большой и малый зонд, нейтронная пористость	RFTN, RNTN, TRNP	702,5-1141,6	2ННК-73	Хорошее
9	ГГК-п	RHOV	702,5-1141,6	ПК-73	Хорошее
10	ГС	POTA, URAN, THOR, TURA, TPRA, UPRA, SGR, CGR	702,5-1141,6	ГС-73П	Хорошее
Другие методы:					
11	АК	DTP	702,5-1141,6	АК-73	Хорошее
12	Кавернометрия, Профилометрия, Микрокавернометрия,	CAL1, C1, C2, MCAL	702,5-1141,6	4СКП-73, МК-73	Хорошее
13	Термометрия	TM	702,5-1141,6	ГКЛТ	Хорошее
14	Инклинометрия	AZIM, DEVI	702,5-1141,6	ИН-73	Хорошее
15	АКЦ	CBL-VDL	0,0-702,5	АК-73	Хорошее

Контроль качество выполнен визуально для всех кривых после загрузки в программу «Редактор кривых». Качество кривых оценивается как хорошее для всего интервала записи.

Кривые увязаны между собой по глубине, отражает литологию разреза, далее не нуждается дополнительной увязке. Кривые которые показано на таблице 8 приведено на планшете кривых на рисунке: (Рисунки 3.19).

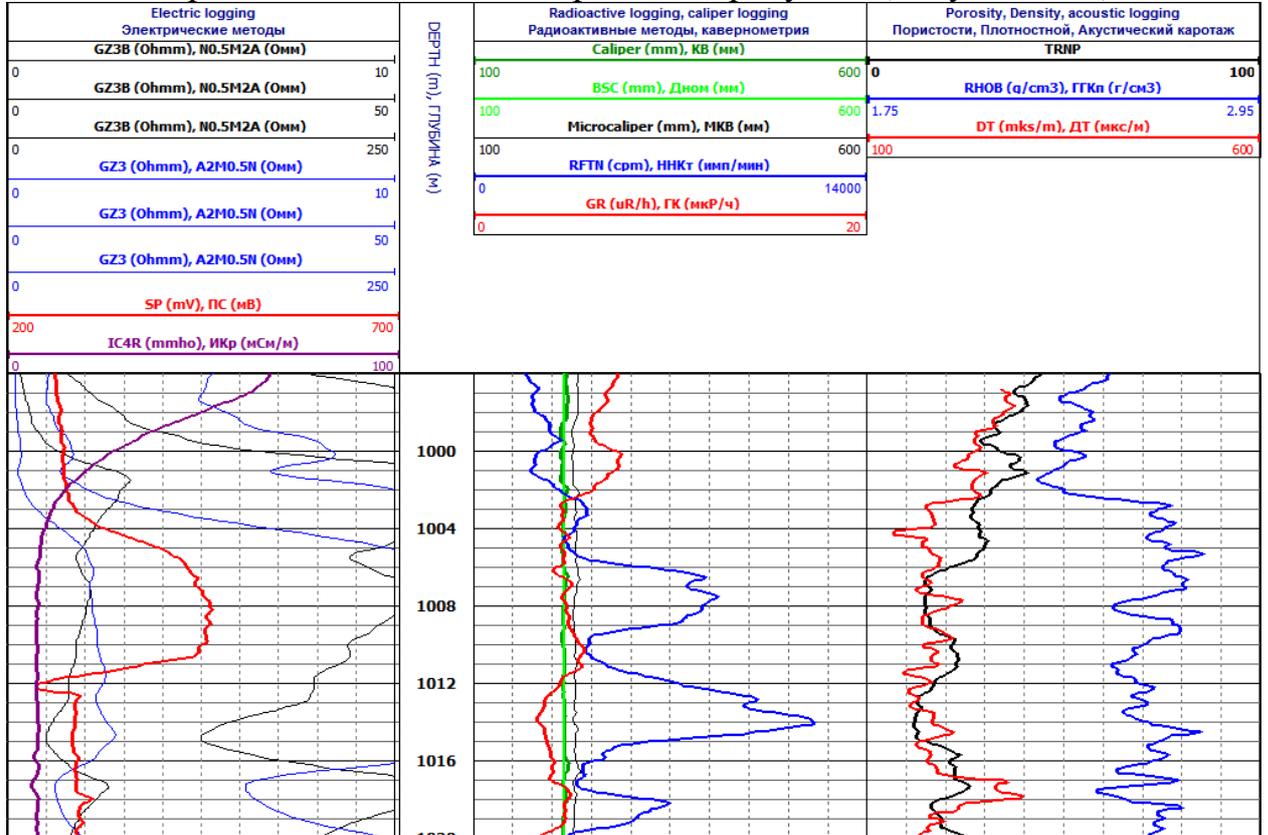


Рисунок 3.19 – Восточный Участок Караванчи. Планшет методов ГИС проведенных на скважине К-1 в масштабе 1: 200: N0.5M2A, ПС, Икр, KB, Дном, МКВ, ГК, ННКт, ГГК, ННКп, ДТ

4. Комплексная интерпретация геофизических данных и лабораторных исследований керна

4.1. Интерпретация материалов ГИС

Основной целью данных исследований является доизучение геологического строения новых участков Кумкольской группы месторождений на основе имеющихся скважинных данных. Основная задача исследований - анализ полученного петрофизического материала по месторождению Кумколь новый и Восточный Караванчи для изучения свойств коллекторов и определения подсчетных параметров.

Для получения более качественного понимания латеральной изменчивости отложений продуктивных горизонтов и фациальных условий, в работу были вовлечены скважины 2-х участков. Для выполнения исследований получены петрофизические данные в цифровом формате .las по скважинам, пробуренных на лицензионных участках месторождения Кумколь новый и Восточный Караванчи. Цифровые данные включали исходные кривые геофизических исследований и кривые петрофизической интерпретации (Error! Reference source not found.).

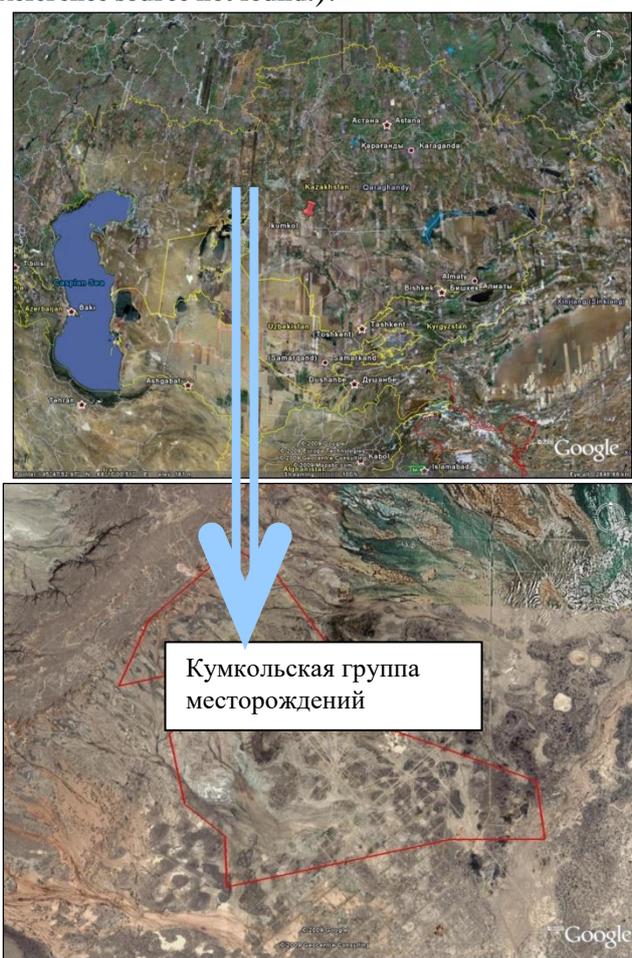


Рисунок 4.1 – Обзорная карта участка исследований на космическом снимке из сервиса Google Earth.

В рамки диссертации входил анализ отложений номенклатурных горизонтов Ю-I и Ю-II кумкольской свиты. В процессе анализа и интерпретации в работу также был включен самый нижний горизонт кумкольской свиты - Ю-III. Целесообразность такого подхода объясняется тем фактом, что в совокупности все горизонты кумкольской свиты представляют собой единую залежь, которая имеет одну общую гидродинамическую систему, единый ВНК. Также в процессе анализа полученных отбивок горизонтов (Ю-I, Ю-II и Ю-III) было выявлено, что отбивки имеют недостатки, отсутствует постоянный корреляционный маркер, который позволял бы с уверенностью выделять границу между горизонтом Ю-II и Ю-III.

Анализ результатов интерпретации геофизических исследований скважин показана на примере скважина К-1 и К-2 месторождений Восточный Караванчи и Кумколь новый, выполненные компаний в 2021 году (таблицы 3 и 4).

Таблица 3 – Данные о конструкции скважины

Долото	Направление	Ø508,0мм /-0,0 м	Обсадная колонна	Ø426,0 мм/-0,0 м
	Кондуктор	Ø393,7мм /-0,0 м		Ø324,0 мм/-0,0 м
	Тех.колонна	Ø295,3мм /702,0 м		Ø245,0 мм/702,0 м
	Экс.колонна	Ø215,9мм /1146,0 м		Ø168,0 мм/-0,0 м

Таблица 4 – Параметры ПЖ

Параметры	Значение
Тип промывочной жидкости	Полимерный
УЭС промывочной жидкости, Ом*м	0,06
Удельный вес, г/см ³	1,16
Вязкость, сек	58,0
Водоотдача, см ³ /30 мин	4,0

Петрофизическая количественная интерпретация на этапах разведки, доразведки и эксплуатации месторождения проведена с использованием программных комплексов и различной методики с использованием констант по месторождению Кумколь, по состоянию на 01.01.2021г.

Интерпретация данных каротажа проводилась с использованием программного обеспечения «IP» в поточечном режиме с последующим объединением в пласты.

Выделение коллекторов проводилось с использованием всего комплекса выполненных исследований: снижению амплитуды ГК и повышению НК относительно вмещающих пород, номинальному диаметру; снижению кажущегося сопротивления против водоносных и увеличению против нефтеносных пластов относительно вмещающих пород (рисунок 4.2-4.3).

Наиболее характерными признаками плотных прослоев относительно коллекторов являются повышенные значения сопротивления на кривых методов сопротивления - БК, ИК, МБК, МКЗ, повышенные значения на кривых нейтронного и плотностного каротажей, снижение времени пробега на диаграммах АК.

Глинистые породы выделяются по традиционным признакам: высокие значения на диаграммах ГК, низкие на НК, часто увеличенный диаметр скважины.

Разделение коллекторов на продуктивные и водоносные проводилось по зондам БК, МБК и диаграммам проводимости ИК.

Определение объемной глинистости коллекторов проводилось по данным гамма-метода. Для исключения вклада фоновой составляющей и уменьшения влияния аппаратных факторов показания гамма каротажа применяли в виде двойного разностного параметра:

$$\Delta I\gamma = (I\gamma_{nl} - I\gamma_{min}) / (I\gamma_{max} - I\gamma_{min}),$$

где $I\gamma_{nl}$, $I\gamma_{max}$, $I\gamma_{min}$ - интенсивности гамма-излучения против интерпретируемого пласта и опорных пластов – максимальная амплитуда по уплотненным пластам и минимальная амплитуда по глинам, разделяющим продуктивные горизонты.

Для расчета объёмной глинистости использовали связь, предложенную В.Н. Ларионовым.

Коэффициент пористости по ГИС определялся по нейтронному, акустическому и плотностному каротажу. Принятая открытая пористость взята среднее между тремя методами или наиболее характерного интерпретируемого пласта.

Коэффициент нефтегазонасыщенности определялась по уравнению Дахнова-Арчи, основанного на петрофизических связях:

$$P_n = \frac{a}{Kn^m} \quad \text{и} \quad P_n = \frac{b}{Kv^n}$$

Коэффициент водонасыщенности рассчитывался через параметр насыщения $P_n = \rho^n / \rho_{вн}^n$, определяется как отношение сопротивления интерпретируемого пласта (ρ^n) к сопротивлению этого пласта при 100% водонасыщении ($\rho_{вн}^n$);

Сопротивление интерпретируемого пласта (ρ^n) определялось по материалам БК и ИК. Сопротивление пластовой воды в пластовых условиях, найденное по номограмме определения удельного сопротивления раствора NaCl в зависимости от минерализации и температуры.

Определение нефтегазонасыщенности осуществлялась по формуле:

$$K_{нг} = 1 - Kv$$

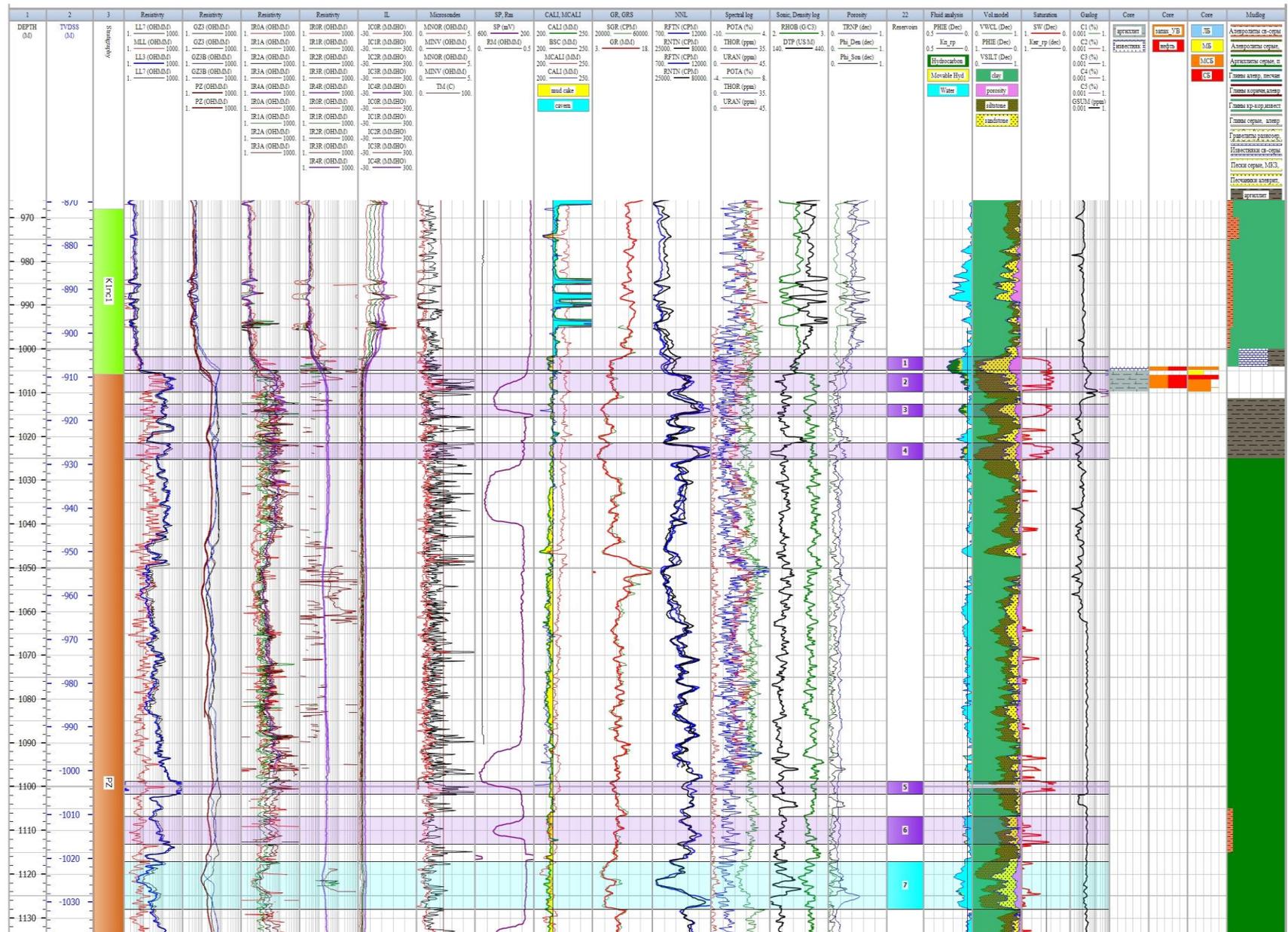


Рисунок 4.2 – Сквжина К-1. Планшет комплексный интерпретации ГИС

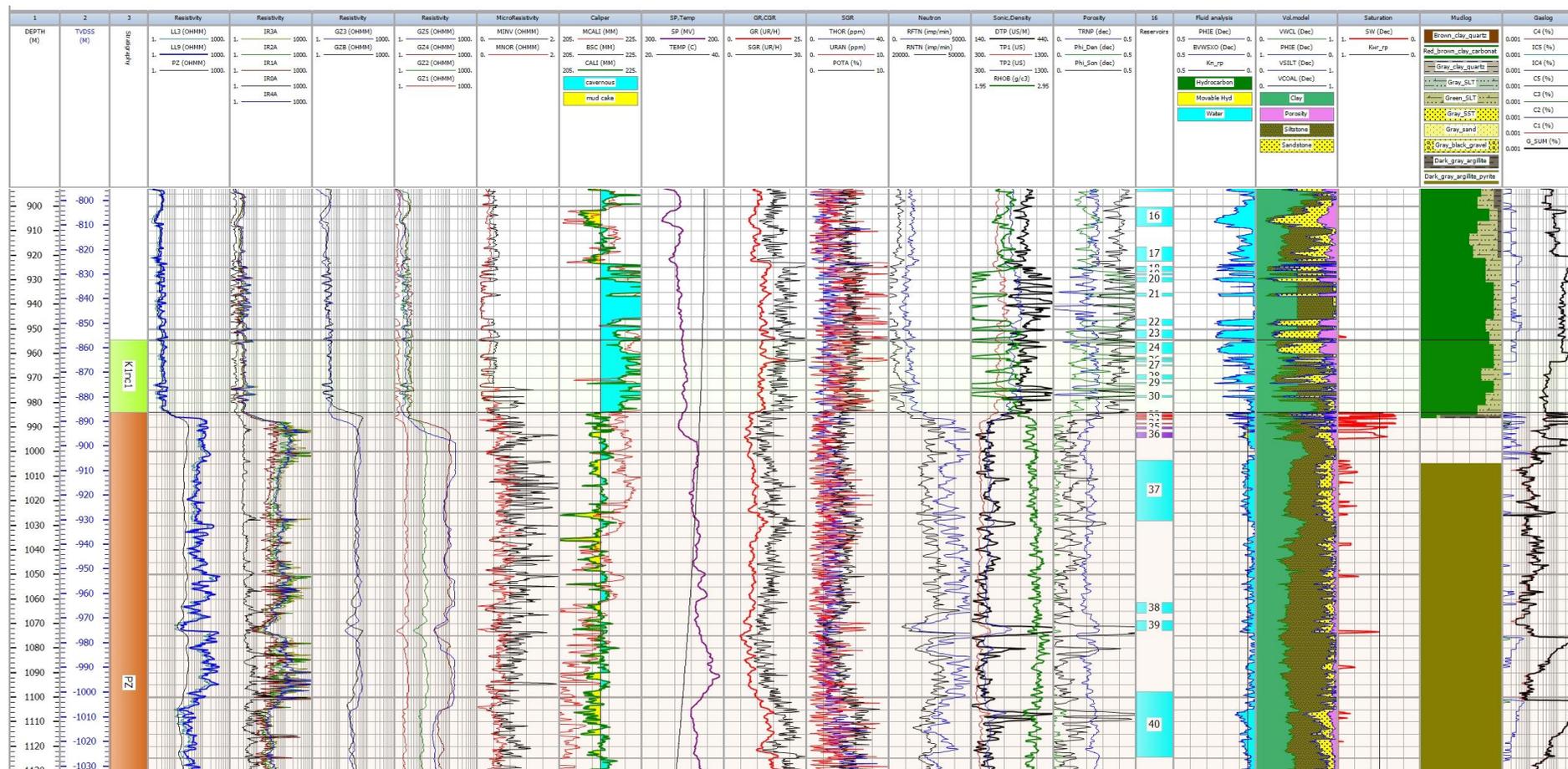


Рисунок 4.3 – Скважина К-2. Планшет комплексный интерпретации ГИС

4.2. Изучение геологического строения продуктивных горизонтов

На основании применяемого в настоящее время комплекса ГИС можно достаточно детально расчленить почти любой встречающийся в нефтегазовых районах разрез на пласты и комплексы пластов, различающихся по своим геофизическим свойствам. При составлении литолого-стратиграфической колонки скважины большое значение имеют данные анализов керна, шлама и образцов пород, отобранных боковым грунтоносом. Особое внимание должно быть уделено сбору палеонтологических определений, на основании которых устанавливается возраст пород.

Для изучения литологического состава пород и расчленения разреза скважин используется весь комплекс геолого-геофизических исследований. Наиболее благоприятные условия для этого имеются в песчано-глинистом разрезе. Здесь по данным каротажа по установленным признакам выделяются высокопористые проницаемые песчаники, глины, песчанистые глины, аргиллиты и алевролиты.

Литологическое расчленение разреза скважины с построением предварительной литологической колонки включает в себя определение границ и мощностей отдельных пластов и оценку литологической характеристики выделенных однородных интервалов на основании признаков, выявленных на диаграммах различных методов.

Литологическое расчленение терригенного разреза проведено по схеме:

1) Все породы в разрезе делят на коллекторы и неколлекторы. Методика выделения и разделения коллекторов по типам и характеру насыщения рассматривается ниже.

2) Среди неколлекторов выделяют глины, песчано-алевритовые глины, глинистые песчаники и алевролиты. Глины отмечаются: максимальными показаниями на диаграммах СП и ГК, минимальными одинаковыми значениями ρ_k на кривых микрозондов; участками увеличенного по сравнению с номинальным диаметра скважины ($d_c > d_n$) на кавернограмме. Глинистые песчаники и алевролиты (неколлекторы) отмечаются: максимальными показаниями ρ_k микрозондов; значениями $d_c = d_n$ на кавернограмме; максимальными показаниями СП, соответствующими «линии глин»; высокими, но более низкими, чем в глинах.

Глины песчано-алевритовые на диаграмме СП и кавернограмме отмечаются примерно теми же показаниями, что чистые глины, но характеризуются более низкими показаниями ГК и более высокими — микрозондов. На диаграмме стандартного акустического метода глинам соответствуют максимальные значения ΔT и α_p , глинистым песчаникам и алевролитам — минимальные ΔT и повышенные α_p , песчано-алевритовым глинам — значения ΔT и α_p , близкие к их значениям в чистых глинах. На диаграмме ГГК глинистые алевролиты и песчаники отмечаются максимальными значениями плотности δ_n , чистые глины — более низкими

значениями $\delta_{п}$, соответствующими степени уплотнения глин рассматриваемых отложений на данной глубине, песчано-алевритовым глинам соответствуют промежуточные значения $\delta_{п}$. По величине удельного сопротивления, установленной по диаграммам разноглубинных методов сопротивления, глины характеризуются наиболее низкими значениями $\rho_{гг}$, исключая водоносные коллекторы, насыщенные минерализованной водой, глинистые песчаники и алевролиты — высокими значениями ρ , песчано-алевритовые глины — промежуточными значениями (см. рисунки 4.2-4.3).

Кроме рассмотренных трех литотипов в терригенном разрезе могут присутствовать: слабоглинистые или неглинистые песчаники и алевролиты с карбонатным цементом (неколлекторы); битуминозные глины, песчаники и алевролиты; пласты угля. Плотные песчаники и алевролиты с карбонатным цементом отмечаются низкими значениями коэффициента пористости на диаграммах методов пористости (НГК, АК, ГК) при минимальных показаниях методов глинистости (СП, ГК) и высоком сопротивлении на диаграммах обычных зондов и микрометодов сопротивлений.

Битуминозные породы характеризуются высокими значениями естественной радиоактивности и высокими удельными сопротивлениями. Битуминозные глины имеют более высокую радиоактивность, чем небитуминозные (в 2—3, а иногда в 5—10 раз) и удельное сопротивление, достигающее сотен и даже тысяч Ом·м. Битуминозные песчаники и алевролиты, даже слабоглинистые, характеризуются радиоактивностью более высокой, чем в обычных песчаниках и алевролитах при низких показаниях СП и ВДМ- волновой диэлектрический метод (последнее в скважинах, пробуренных как на растворе на водной основе (РВО), так и на растворе на нефтяной основе (РНО), высоким удельным сопротивлением при отсутствии радиального градиента сопротивления; на диаграммах методов пористости битуминозные песчаники и алевролиты практически не отличаются от нефтенасыщенных коллекторов.

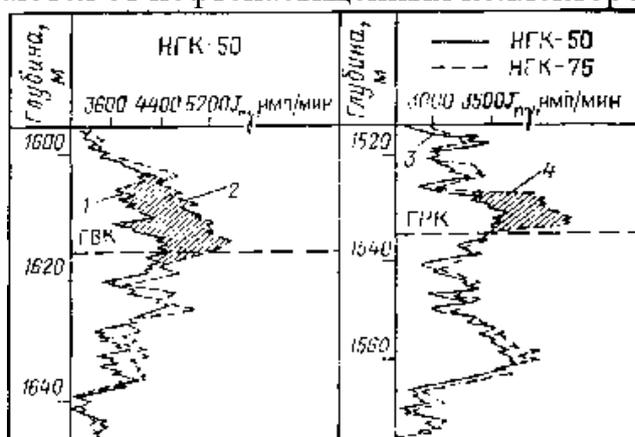


Рисунок 4.4 – Выделение газоносных пластов по методике временных замеров и определение газоводяного (а) и газонефтяного (б) контактов (по В. В. Ларионову). Кривые 1, 2 зарегистрированы до крепления скважины трубами; 2, 4 — спустя 1,5 года после крепления скважины трубами. Заштрихованы участки диаграмм, соответствующие коллектору.

Если же скважина пробурена на РНО (раствор на нефтяной основе), в комплексе ГИС отсутствуют методы сопротивления, включая микрозонды и исключая только индукционный зонд, метод СП, а кавернограмма становится практически неинформативной. Основная нагрузка поэтому ложится на методы пористости АК, НГК, ГКК и единственный метод глинистости ГК. В целом признаки выделения рассмотренных литотипов по диаграммам этих методов сохраняются; следует иметь в виду специфические признаки газоносных коллекторов, которые будут рассмотрены ниже. Важным дополнением комплекса является включение ВДМ (волновой диэлектрический метод).

По результатам комплексной интерпретации геотехнологических исследований и ГИС по скважинам К-1 и К-2 получен уточненный геологический разрез литолого-стратиграфических подразделений.

Исследования в скважине К-1 были начаты при забое 458 м. До их начала бурением были пройдены: Палеоген (Р); Мел Верхний отдел Турон – сенонский ярус (К2t-sn). При последующем бурении скважиной были вскрыты отложения нижеописанных литолого-стратиграфических подразделений. Предполагаемые и фактические глубины залегания и толщины стратиграфических подразделений показаны на рисунке 4. 5-4.6 . и таблице 5.

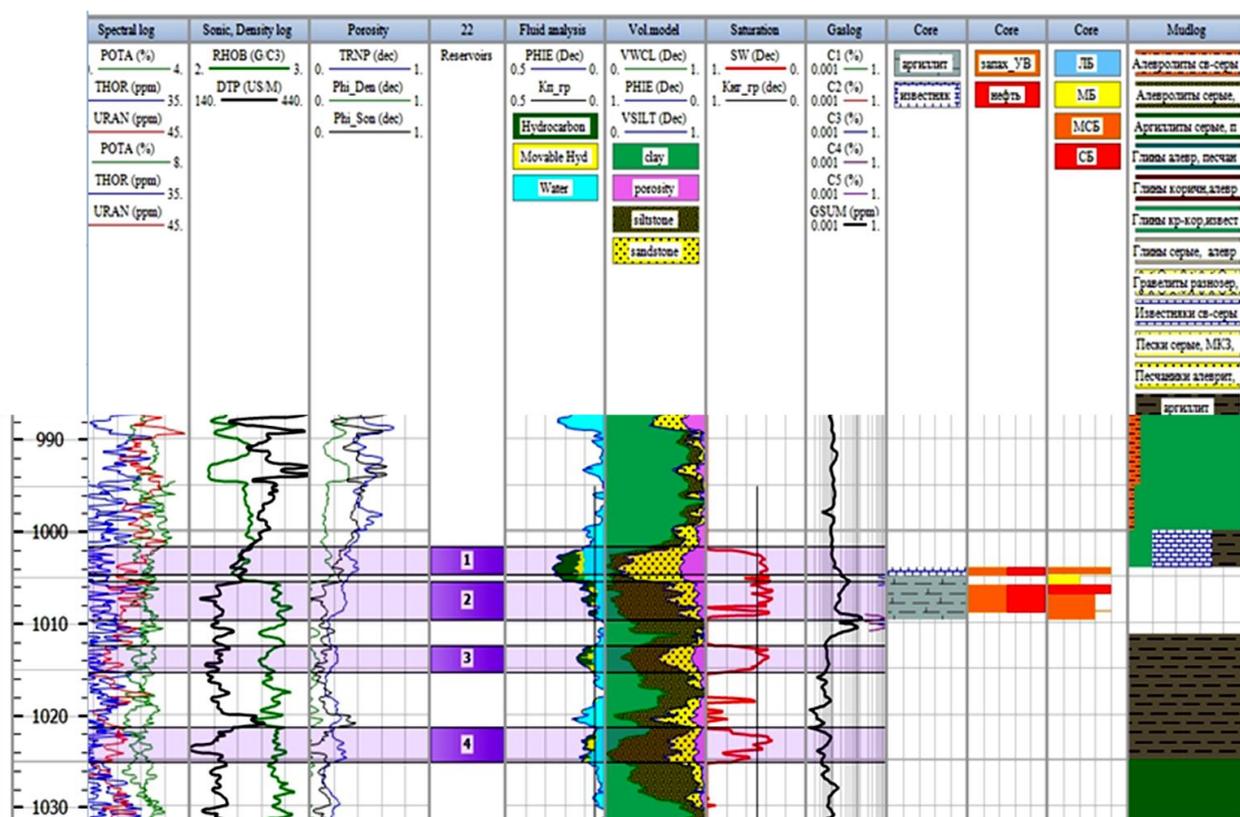


Рисунок 4.5 – Участок Кумколь новый. Комплексная интерпретация данных ГИС и ГТИ. Литологическое расчленение разреза

Мезозойская эра (MZ) Меловая система (K). Нижний отдел (K1) Апт - Альбский ярус (K₁ a-al₂) отбиты в интервале глубин 458 – 790м. Интервал представлен: песками темно-серыми, мелкозернистыми, с включением кварца, полимиктовыми, мягкими. Глинами светло-серыми, темно серыми, пластичными, слабовязкими, местами плотными, слабой реже средней крепости. Алевролитами серыми, зеленовато-серыми, по структуре тонко-мелкозернистыми, по текстуре массивными, плотными, не карбонатными.

В пределах данного интервала нефтяных проявлений и газовых аномалий не отмечено.

Группа	Система	Отдел	Ярус	Индекс	Предполагаемая глубина залегания кровли, м	Предполагаемая мощность, м	Фактическая глубина залегания кровли, м	Фактическая мощность, м	
MZ – Мезозойская	KZ – Кайнозойская	P-Q – Палеоген– Четвертичная		P-Q	0	50	Геолого- технические исследования начаты с глубины 458м.		
			K – Меловая	Верхний	Турон- Сенон	K _{2t} - sn		50	250
	Верхний Нижний	Альб - Сеном ан		K ₁₋₂ al _{3-c}	300	160			
	Нижний	Апт - Альбск ий		K _{1a} - al ₂	460	520	458	332	
		Верхни й неоком		K ₁ nc ₂	980	230	790	397	
		Нижни й неоком		K ₁ nc ₁	1210	190	1187	177	
				K ₁ nc ₁ ar	1400	100	1364	202	
	J – Юрская	Верхний		Кумко льская	J ₃ km	1500	180	1566	44
		Средний		Карага нсайск ая	J ₂ kr	1680	495	1610	579

PZ	Палеозойская		D3-C1	2175	25	2189	86.3
Проектный забой			2200	Фактический забой		2275.3	

Рисунок 4.6. Участок Кумколь Новый. Глубины залегания и толщины стратиграфических подразделений

Таблица 6 – Скваина К-1 Литологическое расчленение разреза скважины

№ п/п	Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза	Твердость	Ожидаемые пластовые		
	от	до	толщина				давления, атм	температуры, °С	углы падения пластов
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
1	0	100	100	Q+P	Глина, мергель, суглинки		15	20	0
2	100	350	250	K _{2t} -sn	Глина, пески, алевролит со слоями глин	4-5	40	35	0
3	350	500	150	K _{1-2a} l ₃ -s	Глина с прослоями алевролитов и песчаников	4-5	55	42	0
4	500	750	250	K _{1a} -al ₁₋₂	Песок, песчаник с прослоями глин и алевролитов	5-10	81	49	0-2
5	750	950	200	K _{1nc} ₂	Алевролит, глина	5-10	95	51	0-2
6	950	1010	60	K _{1nc} ₁	Глина, гравелит, песчаник, глина	5-10	102	53	0-2
7	1010	1100	90	PR-PZ	Гнейсы, сланцы, карбонатные породы	150-400	115	54	0-2

Верхний неокомский ярус (K1-nc2) выделен в интервале 790 - 1187м. Интервал представлен: Глинами светло-серыми, темно серыми, коричневыми, кирпично-красными, пластичными, слабовязкими, местами плотными. Песками темно-серыми, коричневыми, мелкозернистыми, с включением кварца, полимиктовыми, мягкими. Газопоказания: в пределах данного интервала нефтяных проявлений и газовых аномалий не отмечено

Нижний неокомский ярус (K1-nc1) выявлен в интервале 1187 - 1364м. Интервал представлен: Глинами коричневыми, серыми, темно-серыми, песчаника подобными, пелитовыми, с размером частиц менее 0.01мм, слабо вязкими, средней крепости.

Арыскупский ярус (K1-nc1 ar) зафиксирован на глубине 1364 - 1566м. Интервал представлен: Глинами коричневыми, темно серыми, песчаника подобными, пелитовыми, слабо вязкими, местами плотными. Песками темно-коричневыми, мелкозернистыми, с включением кварца, полимиктовыми, мягкими. Средний газовый фон составляет: Гсум.=0,248%; Газопоказания: в пределах данного интервала нефтяных проявлений и газовых аномалий не отмечено.

Юрская система (J).Верхний отдел. (J3)Кумкольская свита (J3 km) выявлен в интервале 1566 - 1610м. Интервал представлен: Глинами серыми, темно-серыми, песчаника подобными, пелитовыми, пластичными, вязкими, крепкими. Газопоказания: в пределах данного интервала нефтяных проявлений и газовых аномалий не отмечено. *Средний отдел (J2) Карагансайская свита (J2 kr)* расположен в интервале 1610 - 2189м. Интервал представлен: Глинами серыми, темно-серыми, песчаника подобными, пелитовыми, пластичными, вязкими, крепкими. Алевролитами серыми, светло-серыми, по структуре тонко-мелкозернистыми, по текстуре массивными, плотными, карбонатном цементе, средней крепости. Аргиллитами черными, по структуре слоистыми, оскальчатыми, массивными, плотными, на глинисто-карбонатном цементе, средней крепости. Газопоказания: в пределах данного интервала нефтяных проявлений и газовых аномалий не отмечено.

Палеозойская эра (PZ) Девон - Карбонская система (D3-C1) отбита в интервале 2189 – 2275.3м. Интервал представлен: Глинами серыми, песчаника подобными, пелитовыми, пластичными, вязкими, крепкими. Известняками серыми, темно-серыми, по структуре скрытокристаллическими, оскольчатыми, карбонатными, по текстуре однородными, плотными, крепкими. Газопоказания: в пределах данного интервала нефтяных проявлений и газовых аномалий не отмечено.

4.3. Выделения коллекторов и определения фильтрационно-емкостных свойств.

Коллекторами называют пласты, представленные породами, способными содержать нефть, газ, воду и отдавать их при разработке.

Обычно коллекторами являются пески, песчаники, алевролиты, пористые доломиты и известняки, трещинные и трещинно-кавернозные породы, неколлекторами (непроницаемые породы)— глины, аргиллиты, плотные известняки, доломиты и песчаники (если они не трещиноватые), ангидриты и гипсы.

Рассмотрим способы выделения основных типов коллекторов и оценки характера их насыщения.

Межзерновые терригенные коллекторы. Для межзерновых терригеновых неглинистых коллекторов характерны на диаграммах различных методов каротажа следующие признаки:

1. Отрицательная аномалия ПС, если $\rho_{\phi} > \rho_{в}$, положительная аномалия ПС, если $\rho_{\phi} < \rho_{в}$.

2. Наличие положительного приращения ($\rho_{МГЗ} > \rho_{МГЗ}$) на диаграмме микрозондов.

3. Сужение диаметра скважины за счет наличия глинистой корки, $d_c < d_n$.

4. Наличие повышающего или понижающего проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт, отмеченное по трехслойным кривым БКЗ или по результатам измерений установками с различной глубиной исследования. Ошибочный вывод может быть сделан в случае близких значений удельных сопротивлений зоны проникновения и пласта (в этом случае кривая БКЗ будет иметь вид двухслойной) или при незначительном проникновении фильтрата глинистого раствора в пласт.

5. Минимальные показания на диаграмме ГК. Исключения составляют случаи присутствия в скелете минералов, обладающих радиоактивными свойствами (монацит, глауконит и др.).

6. Средние показания на диаграмме НГК. Исключения составляют газоносные коллекторы с неглубокой зоной проникновения. В этом случае показания НГК не отличаются от показаний в плотных породах.

7. Увеличение интервального времени ΔT на диаграмме акустического каротажа.

Выделение песчаных коллекторов, содержащих значительное количество глинистого материала — глинистых коллекторов, осложняется тем, что физические свойства коллектора и вмещающего пород — глин мало различаются. На диаграммах ПС глинистые коллекторы отмечаются менее четко, чем чистые; дифференциация диаграмм радиоактивного каротажа становится менее яркой (ГК, НГК). На практике глинистые коллекторы выделяют путем сопоставления и количественного анализа данных каротажа ПС, бокового каротажа, микробокового каротажа, гамма-каротажа и кавернометрии.

Оценка характера насыщения межзерновых терригенных коллекторов сводится к их разделению на водоносные и нефтегазоносные, которые могут отдавать нефть или газ в достаточном для промышленности количестве.

Для подсчета коэффициента нефтенасыщения необходимо найти удельное сопротивление пласта ρ_{Π} и его значение $\rho_{\text{ВП}}$ при полном заполнении порового пространства пластовой водой (на 100%). Значение $\rho_{\text{ВП}}$ может быть получено: 1) по результатам каротажа сопротивления в том же пласте за контуром нефтеносности; 2) по результатам расчета, если известны сопротивление пластовой воды $\rho_{\text{В}}$ и пористость k_n или относительное сопротивление P :

$$\rho_{\text{ВП}} = P\rho_{\text{В}} = \frac{\alpha\rho_{\text{В}}}{k_{\Pi}^m} \quad (4.1)$$

Сопротивление пластовой воды $\rho_{\text{В}}$ можно определить по данным анализов проб, отобранных с помощью пробоотборников, или по данным каротажа ПС. Коэффициент пористости k_n находят по результатам анализа керна или по данным других методов каротажа (НГК, АК, ГГК).

Значение ρ_{Π} определяют по данным Б КЗ, индукционного или бокового каротажа. Оцениваемый пласт, у которого $P_{\text{H}} > P_{\text{H}}^*$, считается нефтегазоносным. Критическое значение коэффициента увеличения сопротивления P_{H} устанавливают путем сопоставления данных каротажа и результатов опробования продуктивных пластов. Для пластов разного геологического характера значения P_{H} различны. Пласты с $4 < P_{\text{H}} < 10$ попадают в зону неопределенности и могут дать как нефть, так и воду. С увеличением глинистости коллектора величина P_{H} обычно уменьшается.

Другим способом оценки характера насыщения терригенных коллекторов является способ, основанный на использовании критических значений коэффициента водонасыщения k_B^* или коэффициента нефтегазонасыщения k_H^* ,

Значение k_B может быть установлено по результатам экспериментальных исследований фазовой проницаемости для коллекторов данного типа при фильтрации двухфазного потока (например, нефть и вода) через образец породы. При значении $k_B < k_B^*$ через породу фильтруется только нефть. Установленные по зависимости $P_{\text{H}} = [k_B; (k_H)]$ – граничные значения P_{H}^* и P_{Π}^* используют в качестве критерия разделения коллекторов на нефтеносные и водоносные. В качестве критерия может быть взято значение k_n , определенное по зависимости $P_{\text{H}} = f[k_B; (k_H)]$ или по формуле. При $k_B > k_B^*$ пласт считается нефтегазоносным. Критическая величина k_H устанавливается по результатам опробования скважин; она зависит от фазовой проницаемости коллектора для нефти, газа и воды и вязкости этих компонентов в пластовых условиях.

Для чистых песчаных и карбонатных коллекторов критическое значение k_H^* , начиная с которого пласт отдает нефть и газ без воды, равно 60—70 %. При $k_H < 50$ % пласт считается водоносным.

Оценка продуктивности глинистых коллекторов с широким диапазоном изменения глинистости и пористости затруднена, поскольку

удельные сопротивления p_n и $p_{вп}$ пластов различаются не более чем в 2—3 раза и коэффициент увеличения сопротивления пласта P_n не является характерным параметром. На практике используют методику комплексного сопоставления диаграмм различных методов каротажа, связанных с определением сопротивления, глинистости (ПС, ГК) и пористости (НГК, АК, ГГК).

Карбонатные коллекторы. Карбонатные коллекторы с межзерновой пористостью по геофизической характеристике близки к терригенным межзерновым коллекторам, вследствие чего на диаграммах различных методов каротажа они выделяются теми же признаками. Выделение коллекторов в этом случае заключается в расчленении разреза на глинистые и неглинистые породы и в выявлении среди неглинистых пород малопористых и пористых разностей. Пористые разности рассматриваются как возможные коллекторы. Задача упрощается, если в изучаемом разрезе не содержится глинистых пород.

В этом случае для пористых и высокопористых разностей характерны следующие признаки: 1) наличие минимумов на кривых НГК (ГК); 2) увеличение ΔT на кривых акустического каротажа; 3) низкие (по сравнению с окружающими) показания БК, МЗ (БМК); 4) наличие глинистой корки.

Для разделения малопористых и пористых разностей часто используют способ граничного значения k_n , при котором на диаграммах НГК или АК (кривая ΔT) проводят линию, соответствующую граничному значению k_n , установленному для данного типа разреза по результатам опробования и анализа керна. Все пласты со значениями $k_n > k_n^*$ относят к коллекторам.

Трещинные, трещинно-кавернозные и карбонатные коллекторы смешанных типов не имеют четко выраженных геофизических характеристик и распознавание их в разрезе скважины связано с большими трудностями.

Однако в ряде случаев появляется комплекс признаков на кривых тех или иных методов каротажа, которые дают возможность выделить такие коллекторы: 1) уменьшение амплитуды (A) и большое затухание акустических колебаний (A_1/A_2) на диаграмме акустического каротажа; 2) резкая дифференцированность кривой p_k на диаграмме микробокового каротажа; 3) минимальные значения показаний ГК и низкие значения показаний НГК; 4) резкая дифференциация кавернограммы; 5) высокая скорость проходки при механическом каротаже, иногда поглощение и потеря циркуляции глинистого раствора; 6) отрицательные, близкие к предельным, амплитуды ПС.

Эффективен для выделения карбонатных коллекторов сложной структуры способ временных исследований. Коллекторы определяют по данным сопоставления диаграмм, зарегистрированных одной и той же аппаратурой в одинаковом масштабе, но через промежуток времени, достаточный для заметного изменения характеристики зоны проникновения по параметру, характеризующему то или иное физическое свойство. В качестве агента используют глинистый раствор, физические свойства ко-

того изменяют, добавляя в него различные активаторы: например, увеличивая концентрацию соли в растворе, снижают его удельное электрическое сопротивление, добавляя в него радиоактивный изотоп, повышают удельную радиоактивность раствора и т. д. В соответствии с активатором выбирают и метод каротажа для проведения исследований.

Методика проведения работ заключается в следующем. Первый замер выполняют при заполнении скважины обычным раствором. Затем заменяют раствор на активированный, несколькими объемами которого промывают скважину, и проводят второй замер. Совмещая диаграммы первого и второго замеров, выделяют коллекторы по изменению показаний измеряемого параметра на диаграмме второго замера, обусловленных изменением глубины проникновения фильтрата глинистого раствора. Эффективность исследований возрастает при повышении гидростатического давления в скважине за счет увеличения плотности активированного раствора.

Продуктивность коллекторов карбонатного типа может быть оценена одним из следующих способов:

1. По превышению кажущегося сопротивления, зарегистрированного при боковом каротаже $\rho_{К БК}$, над кажущимся сопротивлением, зарегистрированным при микробоковом каротаже $\rho_{К МБК}$, при совмещении кривых БК и МБК в одинаковом масштабсопротивлений.

2. По увеличению показаний r_k экранированного или индукционного зондов на диаграмме второго замера при изучении способом временных исследований.
- 3 По наличию приращений на кривых НГК, зарегистрированных в разное время зондом одной длины (методика временных замеров).

Этот способ эффективен при выделении газоносных пластов, когда имеется несколько замеров НГК, один из которых был выполнен при вскрытии пласта в процессе бурения, а остальные— после укрепления скважины колонной труб и ее цементажа. Выделение газоносного пласта основано на явлении расформирования зоны проникновения газоносного коллектора в обсаженной скважине, когда в результате диффузии фильтрат глинистого раствора в зоне проникновения замещается газом, что и отмечается положительными приращениями (заштрихованы) на кривых НГК, зарегистрированных через определенные промежутки времени

Совместно с данными каротажа для установления продуктивности карбонатных и терригенных коллекторов используют данные газового каротажа, анализа проб, отобранных пробоотборниками и испытателями пластов на труб. Необходимость определения содержания глинистых частиц в породе вызвана рядом причин:

1. На поверхности глинистых частиц формируется двойной электрический слой с аномальными свойствами, который влияет на физические свойства пород и может занимать значительную долю порового пространства;

2. Глинистые минералы содержат химически связанную воду и адсорбируют радиоактивные элементы, в результате чего влияют на нейтронные характеристики пород и их естественную радиоактивность;

3. С повышением глинистости резко ухудшаются коллекторские свойства пород, от чего зависит их способность быть коллекторами.

Существуют следующие способы для оценки глинистости: по данным ядра (гранулометрический анализ) и по данным методов глинистости (СП, ГК).

Объемная глинистость определялась по палетке Ларионова с использованием двойного разностного параметра рассчитанного по кривой ГК, которая, в свою очередь, корректировалась за диаметр скважины; толщину пласта, скорость измерения и постоянную интегрирующей ячейки.

При количественной интерпретации показания ГК пересчитывались в двойной разностный параметр, как наиболее устойчивый. Оценка двойного разностного параметра гамма-метода (ΔJ_γ) проводилась по формуле:

$$\Delta J_\gamma = \frac{J_\gamma - J_{\gamma, \min}}{J_{\gamma, \max} - J_{\gamma, \min}}, \quad (4.2)$$

где $J_{\gamma \min}, J_{\gamma \max}$ – минимальное и максимальное показания гамма- метода в опорных пластах, J_γ – показание ГК в исследуемом пласте.

В качестве $J_{\gamma \min}$ приняты показания ГК в плотном чистом пласте известняка, который хорошо прослеживается по площади;

$J_{\gamma \max}$ – показания ГК в глинах, залегающих в подошве кунгурского яруса, которые повсеместно прослеживаются по площади.

В качестве критического значения $\Delta J_{\gamma \text{гр}}$ принято 0.2. Пропластки обладающие $\Delta J_\gamma \leq \Delta J_{\gamma \text{гр}}$, могут быть включены в разряд коллекторов, если при этом они имеют $K_p \geq K_{p \text{гр}}$.

Таблица 7 – Участок Восточный Карванчи. Выделение пластов коллекторов

№	Horizon	Top MD, m	Bottom MD, m	Top TVDSS, m	Bottom TVDSS, m	Thickness, m	Thickness, m	LL3, OHMM	RO20, OHMM	CAL1, MM	GR, UR/H	DTP, US/M	RHOВ, G/C3
1	K1	1001.8	1004.8	<i>-905.4</i>	<i>-908.4</i>	3.0	<i>3.0</i>	6.6	5.6	212.3	8.0	267.3	2.2
2	PZ	1005.6	1009.7	<i>-909.2</i>	<i>-913.3</i>	4.1	<i>4.1</i>	201.0	62.3	215.1	7.8	209.2	2.5
3		1012.5	1015.5	<i>-916.1</i>	<i>-919.1</i>	3.0	<i>3.0</i>	100.7	25.9	214.4	5.7	210.0	2.5
4		1021.5	1025.2	<i>-925.1</i>	<i>-928.8</i>	3.7	<i>3.7</i>	130.1	21.2	214.4	5.2	197.7	2.5
5		1098.8	1101.7	<i>-1002.4</i>	<i>-1005.3</i>	2.9	<i>2.9</i>	151.4	19.3	213.8	8.3	195.1	2.2
6		1106.8	1113.2	<i>-1010.4</i>	<i>-1016.8</i>	6.4	<i>6.4</i>	65.4	6.0	213.0	9.1	199.9	---
7		1117.1	1128.0	<i>-1020.7</i>	<i>-1031.6</i>	10.9	<i>10.9</i>	24.4	6.7	212.1	6.6	196.3	---

Основным назначением гамма-метода при изучении разрезов скважин нефтяных и газовых месторождений являются литологическое расчленение разреза и определение глинистости. Особенно важна роль гамма-метода как метода глинистости при изучении разрезов скважин, заполненных соленым раствором, когда метод СП малоинформативен.

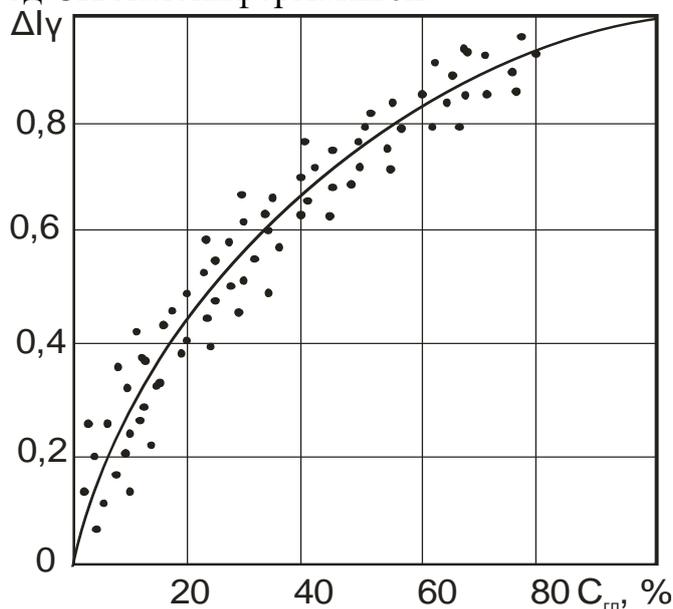


Рисунок 4.7 –Обобщенные зависимости $\Delta I_\gamma = f(C_{\text{гл}})$

Глинистость межзернового терригенного коллектора характеризуется долей минерального скелета породы, которая представлена глинистыми минералами и по гранулометрическому составу относится к фракции с размерами зерен $d_3 < 0,01$ мм.(таблица 7).

Таблица 8 – Участок Кумколь Новый. Оценка глинистости коллекторов

№	Horizon	Top MD, m	Bottom MD, m	Thickness, m	CALI, MM	GR, UR/H	GRmax, мкР/ч	GRmin, мкР/ч	VCL, dec
1	K1	1001.8	1004.8	3.0	212.3	8.0	11,5	4,3	0.12
2	PZ	1005.6	1009.7	4.1	215.1	7.8			0.10
3		1012.5	1015.5	3.0	214.4	5.7			0.24
4		1021.5	1025.2	3.7	214.4	5.2			0.17
5		1098.8	1101.7	2.9	213.8	8.3			0.45
6		1106.8	1113.2	6.4	213.0	9.1			0.58
7		1117.1	1128.0	10.9	212.1	6.6			0.23

4.4. Определение эффективных толщин, коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности.

Под пористостью горной породы понимается совокупность пустот (пор) между частицами ее твердой фазы в абсолютно сухом состоянии. Пористость в основном определяет содержание в породах жидкостей и газов и является одним из основных параметров, характеризующих их коллекторские свойства. Количественно пористость оценивается коэффициентами: $k_p^{общ}$ (общая), $k_p^{эф}$ (эффективная). Различают пористость общую (абсолютную, физическую), представленную всеми пустотами (как открытыми, так и закрытыми), открытую, образованную открытыми пустотами, сообщающимися между собой и составляющими единую систему пор, и закрытую, образованную изолированными пустотами, несообщающимися друг с другом и с основной системой открытых пор.

По своему происхождению пористость может быть разделена на первичную и вторичную. Первичная пористость (межзерновая) $k_{п.м}$ представляет собой пустотное пространство между зернами или кристаллами породы, а также между раковинами простейших организмов. Она характерна для всех пород. В процессе диагенеза под влиянием уплотнения отложений и повышения степени цементации первичная пористость пород снижается. Этим объясняется закономерное уменьшение коэффициента пористости k_p с глубиной.

Величину k_p рассчитывают, зная плотность минерального скелета породы $\delta_{ск}$, жидкости (или газа) $\delta_ж$, насыщающей поры открытые и закрытые), и породы в целом δ_p :

$$k_n = k_{no} + k_{ns} \quad (4.3)$$

Общая пористость характеризуется коэффициентом k_n открытая коэффициентом $k_{по}$, закрытая — коэффициентом $k_{пз}$:

$$k_p = (\delta_{ск} - \delta_p) / (\delta_{ск} - \delta_ж), \quad (4.4)$$

где δ_p — плотность породы, полученная по диаграмме гамма-гамма каротажа;

$\delta_{ск}$ — минеральная плотность скелета породы (для песчаников — $2,65 \text{ г/см}^3$), определяемая по литологическим данным разреза или по результатам комплексной интерпретации НГК и ГГК;

$\delta_ж$ — плотность жидкости заполняющей поровое пространство породы.

Определение объемной плотности по диаграммам ГГК.

Коэффициент пористости нефтегазонасыщенного коллектора характеризует его емкость. Разработаны геофизические способы определения коэффициента пористости в условиях залегания коллектора, основанные на индивидуальной интерпретации диаграмм отдельных методов и на комплексной интерпретации данных нескольких геофизических методов. Наиболее широко применяются следующие способы определения коэффициентов: 1) общей пористости по данным нейтронного гамма-метода (с учетом глинистости по диаграммам гамма-метода) и гамма-гамма-метода

(рассеянного гамма-излучения); 2) открытой пористости по данным метода сопротивлений (с учетом глинистости по диаграммам собственных потенциалов) и по диаграммам собственных потенциалов (в глинистых терригенных коллекторах); 3) общей или открытой (в зависимости от типа коллектора) пористости по данным акустического метода.

Определение межзерновой пористости. Результаты исследований методом сопротивлений используют в основном для определения коэффициента межзерновой пористости гранулярных карбонатных и терригенных коллекторов.

Определение $k_{п}$ по электрическому удельному сопротивлению породы сводится к выполнению следующих операций: а) получению экспериментальной зависимости $P_{п} = f(k_{п})$ для изучаемого геологического объекта или выбору одной из известных зависимостей, наиболее соответствующих данному объекту; б) установлению электрического удельного сопротивления породы, полностью насыщенной водой, и электрического удельного сопротивления воды, насыщающей породу в зоне исследования геофизическим методом; в) расчету параметра $P_{п}$ и получению соответствующего ему значения $k_{пс}$ с учетом глинистости породы и термобарических условий естественного залегания.

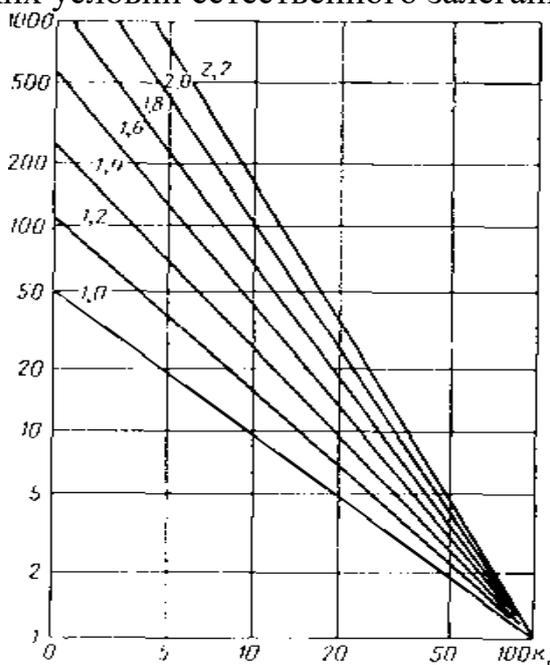


Рисунок 4.7– Зависимости параметра пористости P_u от коэффициента пористости A , рассчитанные по формуле (II.7) для различных значений t (шифр кривых)

Различают способы определения $k_{п}$, основанные на использовании электрического удельного сопротивления: 1) $r_{еп}$ неизменной части водоносного коллектора в законтурной части нефтяной или газовой залежи; 2) $r_{пп}$ промытой зоны продуктивного коллектора; 3) $r_{зп}$ зоны проникновения продуктивного коллектора.

Установление коэффициента пористости по электрическому удельному сопротивлению коллектора за контуром залежи заключается в определении $k_{п}$, такой способ используют в тех случаях, когда геолого-геофизическая информация о пористости коллектора в пределах нефтяной или газовой залежи недостаточна. Определение $k_{п}$ по $\rho_{пп}$ сводится к следующему.

1) В водоносном пласте, соответствующем законтурной части продуктивного горизонта, получают $\rho_{пп}$ по диаграммам бокового электрического зондирования или индукционного метода.

2) Определяют удельное сопротивление ρ_v пластовой воды одним из следующих способов.

а) непосредственно измеряют ρ_n на пробе пластовой воды, полученной в скважине после перфорации, испытания трубным испытателем пластов или опробователем на кабеле (при расчетах измеренную на поверхности величину ρ_v необходимо привести к пластовой температуре).

б) рассчитывают ρ_n на основании результатов химического анализа пластовой воды.

В упрощенном варианте вычисляют суммарную минерализацию воды $C_{в\Sigma}$ с учетом всех катионов и анионов в грамм-эквивалентной форме. По графикам $\rho_v = f(C_{в\Sigma})$ при различных значениях $t = \text{const}$ для растворов NaCl определяют величину ρ_v , соответствующую вычисленной минерализации $C_{в\Sigma}$ и пластовой температуре (рисунок 4.5.). Более точное значение ρ_v (в Ом·м) раствора нескольких солей рассчитывают по формуле

$$\rho_v = \frac{10}{\sum_{i=1}^n A_{i\Sigma} c_i} \quad (4.5)$$

где c_i — эквивалентная концентрация i -й соли, г·экв/л; $A_{i\Sigma}$ — эквивалентная электропроводность (в См/см) раствора i -й соли, соответствующая суммарной эквивалентной концентрации c_{Σ} солей в растворе.

Зависимости $A_{i\Sigma} = f(c_v)$ при $t = 20^\circ \text{C}$ для наиболее распространенных солей пластовых вод нефтяных и газовых месторождений приведены. Величину $A_{i\Sigma}$ определяют по кривой соответствующего электролита для заданной концентрации

$$c_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n c_i \quad (4.6)$$

Вычислив значение ρ_{v20} , значение ρ_{vT} , для t пласта находят по номограмме

в) определяют ρ_v по диаграмме собственной поляризации

3) Рассчитывают величину $R_{п}$. Определив $R_{п}$ по соответствующей зависимости $R_{п} = f(k_{п})$ или зависимости (рисунок 3.4), находят $k_{п}$.

Оценка коэффициента пористости по электрическому удельному сопротивлению промытой зоны. Этим способом определяют коэффициент пористости продуктивных межзерновых коллекторов, 74 терригенных и карбонатных, с проницаемостью более 100—200 мД. Последовательность операций при реализации этого способа следующая.

1) По данным микроэлектрических методов находят $\rho_{пп}$. Предпочтительнее получение $\rho_{пп}$ по диаграмме микробокового метода (МБК).

Диаграммы микрозондов обычной конструкции можно воспользоваться лишь для оценки удельного сопротивления $\rho_{\text{пш}}$ и соответствующего ему значения $k_{\text{п}}$ при отсутствии диаграмм МБК и микрозондов. Если толщина глинистой корки $h_{\text{ГК}} < 1$ см, принимают $\rho_{\text{пш}} = \rho_{\text{к}}^{\text{БМК}}$ определяя $\rho_{\text{пш}}$ непосредственно по диаграмме МБК. Если $h_{\text{ГК}} > 1$ см, величину $\rho_{\text{пш}}$ находят по специальным палеткам.

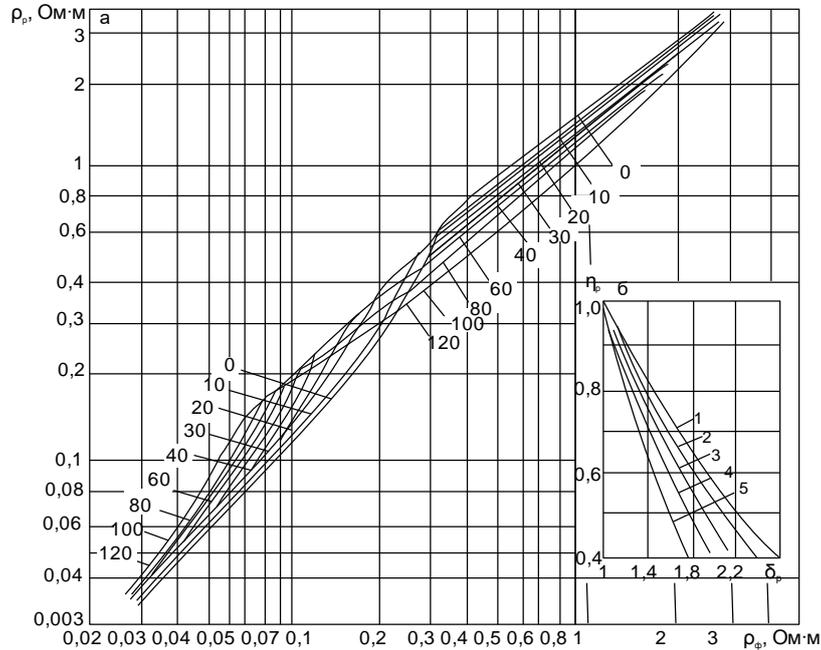


Рисунок 4.8 – Зависимости электрического удельного сопротивления ρ_{ϕ} от ρ_p

В данном случае пористость рассчитывалась по формулам :

$$k_{\text{п}}^{\text{ГГКп}} = \frac{\delta_{\text{ск}} - \delta}{\delta_{\text{СК}} - \delta_{\text{Ж}}} * 100 \quad (4.7)$$

где $k_{\text{п}}^{\text{ГГКп}}$ - коэффициент пористости по ГГК-п; $\delta_{\text{ск}}$ плотность скелета породы. δ - плотность снятая с диаграмм ГГК-п, против интерпретируемого пласта. $\delta_{\text{Ж}}$ - плотность жидкости, заполняющей поры породы.

$$k_{\text{п}}^{\text{АК}} = \frac{\Delta T - \Delta T_{\text{СК}}}{\Delta T_{\text{Ж}} - \Delta T_{\text{СК}}} * 100 \quad (4.8)$$

где $k_{\text{п}}^{\text{АК}}$ - коэффициент пористости по АК, ΔT - интервальное время, снятое с диаграммы АК, против интерпретируемого пласта, $\Delta T_{\text{СК}}$ - интервальное время скелета породы, $\Delta T_{\text{Ж}}$ - интервальное время жидкости, заполняющей поры породы.

Ниже в таблице 9-11 представлены основные параметры полученные по результатам интерпретации данных ГИС.

Таблица 9 – Участок Кумколь Новый. Оценка пористости коллекторов

№	Horizon	Top MD, m	Bottom MD, m	Thickness, m	CALI, MM	DTP, US/M	RHOV, G/C3	TRNP, dec	PhiSon, dec	PhiDen, dec	VCL, dec	PHIE, dec
1	K1	1001.8	1004.8	3.0	212.3	267.3	2.2	0.35	0.24	0.16	0.12	0.22
2	PZ	1005.6	1009.7	4.1	215.1	209.2	2.5	0.26	0.11	-0.02	0.10	0.08
3		1012.5	1015.5	3.0	214.4	210.0	2.5	0.21	0.11	0.03	0.24	0.11
4		1021.5	1025.2	3.7	214.4	197.7	2.5	0.24	0.09	-0.01	0.17	0.09
5		1098.8	1101.7	2.9	213.8	195.1	2.2	0.15	0.08	-0.02	0.45	0.04
6		1106.8	1113.2	6.4	213.0	199.9	---	0.18	0.09	0.03	0.58	0.07
7		1117.1	1128.0	10.9	212.1	196.3	---	0.25	0.08	0.03	0.23	0.12

Таблица 10 – Участок Кумколь Новый. Основные скелетные и флюидальные параметры

Скелет пород	σ , г/см ³	ΔT , мкс/м
Песчаник	2,65	165
Глина	2,40-2,55	275-325
Известняк	2,71	155
Пресная вода	1,00	610
Соленая вода	1,05	590

Одним из основных параметров нефтенасыщенной породы является коэффициент насыщения. Коэффициент нефтенасыщения определяет содержание нефти и газа в поровом пространстве коллектора. Используя полученные связи, рассчитан график зависимостей $P_H=f(K_B)$ (рисунок 4.9), $P_0=f(\omega)$ (рисунок 4.10). Таким образом, коэффициент нефтенасыщения определяется по параметру насыщения P_H и относительному параметру P_0 .

Параметр нефтенасыщения рассчитывается как отношение удельного сопротивления нефтенасыщенной породы к удельному сопротивлению этой же породы при 100 % водонасыщении. Удельное сопротивление нефтеносного пласта можно определить в результате интерпретации диаграмм бокового каротажа. Использование параметра P_0 позволяет не оценивать удельное сопротивление коллектора при 100 % водонасыщении $\rho_{вп}$.

$$k_B = \omega / k_H \cdot 100, \% \quad (4.9)$$

где $\omega = 0,6/P_0$.

Граничным для месторождения являются $P_H > 3,4$ и $k_B > 50$ %, поэтому пласты-коллекторы с $k_B > 50$ % относятся к нефтеносным, а остальные к водоносным. Систематическое расхождение отсутствует и в среднем не превышает ± 5 % абсолютных.

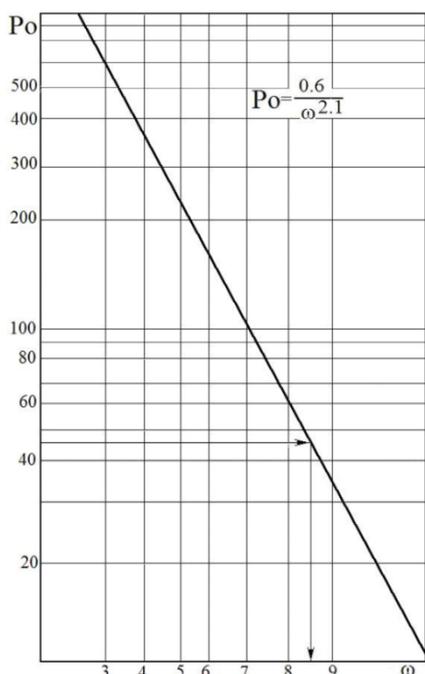


Рисунок 4.9 – Зависимость $P_0=f(\omega)$
 $P_H=f(k_B)$

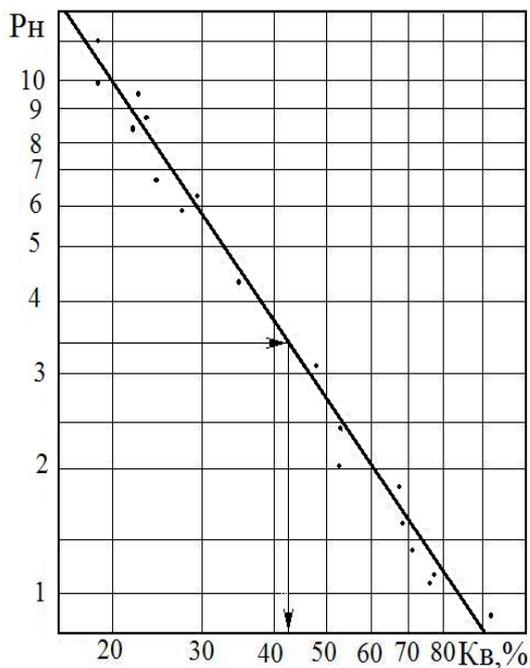


Рисунок 4.10 – Зависимость

Таблица 11 – Участок Кумколь новый. Оценка насыщенности коллекторов

№	Horizon	Top MD, m	Bottom MD, m	Thickness, m	LL3, OHM M	RO20, OHM M	CALI, MM	SW, dec	SO, dec	Comments
1	K1	1001.8	1004.8	3.0	6.6	5.6	212.3	0.49	0.51	УВ
2	PZ	1005.6	1009.7	4.1	201.0	62.3	215.1	0.47	0.53	УВ
3		1012.5	1015.5	3.0	100.7	25.9	214.4	0.49	0.51	
4		1021.5	1025.2	3.7	130.1	21.2	214.4	0.57	0.43	
5		1098.8	1101.7	2.9	151.4	19.3	213.8	0.52	0.49	УВ
6		1106.8	1113.2	6.4	65.4	6.0	213.0	0.90	0.10	УВ
7		1117.1	1128.0	10.9	24.4	6.7	212.1	0.92	0.08	водонасыщенный

4.5. Детальная корреляция скважин

В скважинах К-1 выделен один интервал терригенного коллектора - пласт №1 в таблице 10, который оценивается по ГИС, как насыщенный углеводороду, и рекомендуется к перфорации для подтверждения. Практически все остальные нефтенасыщенные коллекторы выделяется в горизонте PZ. Породы PZ не имеют явных признаков коллекторов, кроме наличия глинистых корок, зачастую не связанных с показаниями других методов ГИС.

Рекомендуемые интервалы выделены по ГК и корреляции со скважинами Караванчи Восточный (Рисунок 4.11). Практически, во всех скважинах Караванчи Восточный из кровельной части PZ получены промышленные притоки УВ дебитами от 7,4м³/сут (скв.33) до 39,3м³/сут (скв.29). Учитывая разведочный статус скважины, рекомендуется перфорировать отдельно, т.к. оценить ФЕС и характер насыщения каждого из них затруднительно. Ближайшим является месторождение Караванчи Восточный, ближайшей скважиной скважина 32. С учетом корректировки стратиграфии по Палеозою скважина X Кумкольская по абсолютным отметкам ниже, чем скв.32. В скважине 32 Караванчи Восточный кровля PZ отмечается на глубине 979,5 м (MD), -879,99м (TVDSS). В скважине X Кумкольская PZ отмечается на глубине 1005,1м (MD), -908,7м (TVDSS). В скважине 29 Караванчи Восточный кровля PZ отмечается на глубине 1004,6м

(MD), -888,3 м (TVDSS). Скважина 29 Караванчи Восточный локально расположена на большем расстоянии, но по абсолютным отметкам ближе к скважину К-1, см схему корреляции по линии скважин КВ 32 – Кум Х – КВ 29.

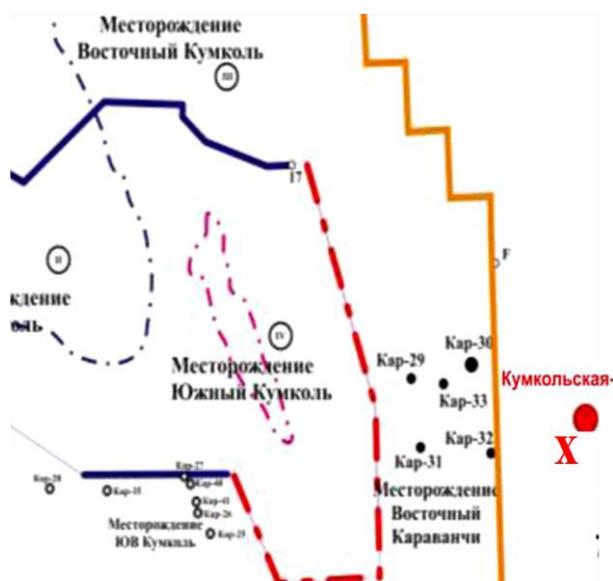


Рисунок 4.11 – Расположение скважины месторождений Восточный Караванчи и К-1.

Сложность оценки заключается в литологическом составе вскрытых пород PZ, которые по описанию шлама представлены, в основном переслаиванием:

- Аргиллитами (100%) бурыми, темно-коричневыми, слоистыми, средне крепкими;
- Аргиллитами (100%) пелитовыми, слоистыми, пиритизированными, крепкими, с включениями кальцита белого кристаллического;
- Аргиллитами (100%) пелитовыми, слоистыми, пиритизированными, крепкими, с включениями кальцита белого кристаллического и зерен кварца.

На глубине 1110-1115м отмечалось присутствие Алевролитов (10%) светло-серых, с зеленоватым оттенком, полимиктовых, тонкозернистых, контактового типа на глинисто-карбонатном цементе, средней крепости.

В описании образцов керна отмечены прямые признаки присутствия УВ:

- ✓ КERN №1 в интервале 1004 -1004,85 м – аргиллиты серые, темно-серые, крепкие, массивные, плотные, местами слоистые, средне крепкие до крепких. Запах УВ отсутствует. Известняки серые, темно-серые, крупнокристаллические, среднекристаллические, массивные, плитчатые, по трещинам видны проявления нефти, крепкие, переслаивающиеся с аргиллитами серыми, светло серыми, крепкими. Присутствует слабый запах УВ;

✓ Керна №2 в интервале 1004,9 м -1008,8 м – аргиллиты серые, темно-серые, слоистые, пиритизированные, крепкие.массивные, плотные, местами средне крепкие до крепких, по трещинам видны проявления нефти. Присутствует слабый запах УВ. Аргиллиты серые, темно-серые, слоистые, пиритизированные, крепкие.массивные, плотные, местами средне крепкие до крепких. Запах УВ отсутствует. Аргиллиты серые, темно-серые, слоистые, пиритизированные, крепкие.массивные, плотные, местами средне крепкие до крепких, по трещинам видны проявления нефти. Присутствует слабый запах УВ;

✓ Керна №3 в интервале 1008,8 м -1011,3 м – аргиллиты серые, темно-серые, слоистые, пиритизированные, крепкие, массивные, плотные, местами средне крепкие до крепких, по трещинам видны проявления нефти. Присутствует слабый запах УВ. Аргиллиты серые, темно-серые, слоистые, пиритизированные, крепкие, массивные, плотные, местами средне крепкие до крепких. Запах УВ отсутствует;

✓ Керна №4 в интервале 1200 м -1201,6 м - аргиллиты серые, темно-серые, слоистые, пиритизированные, крепкие, массивные, плотные, местами средне крепкие до крепких. Запах УВ отсутствует.

На рисунке 4.10 показаны показания каротажа сопротивления которые включает себе активные и реактивные составляющие индукционного каротажа и микрозонды которые увеличивается на границе с палеозоя (кара выветривание). Показания ГК уменьшается так как породы палеозоя известковистые аргиллиты (подробно описывали в описание керна). Если посмотреть трэка спектрального каротажа который показывает каждого из Калия и Тория и Урана показания калия и тория уменьшается на границе а уран остается постоянным сравнивая вышележащего горизонты. Показания акустического каротажа уменьшается а плотностного увеличивается из за того что породы фундамента является плотные породы.

С учетом описания шлама и описания отобранных образцов керна можно сделать вывод о сложном строении отложений PZ и наличии коллекторов сложного типа. Переслаивание глинистых пород с редким включением алевритистых пропластков предполагает наличие смешанного типа пористости – трещинно-порового. Идентификация по ГИС отдельных маломощных пропластков с полезной емкостью затруднена, критерием продуктивной залежи будут являться результаты освоения отдельных объединенных участков после перфорации.

Как по рисунке показано аргиллиты серые, темно-серые, слоистые, пиритизированные, крепкие. массивные, плотные, местами средне крепкие до крепких. по трещинам видны проявления нефти. Присутствует слабый запах УВ. Кальцит–0%. Dolomit–0%. ЛБА– ОК-4-СБ.

С учетом описания шлама и описания отобранных образцов керна можно сделать вывод о сложном строении отложений PZ и наличии коллекторов сложного типа. Переслаивание глинистых пород с редким включением алевритистых пропластков предполагает наличие смешанного

типа пористости – трещинно-порового. По пачке нижнего неокома и палезоя в интервалах 1001-1113 выделены 6 трещиновато-поровых пластов-коллекторов, с эффективной толщиной от 2,9 до 6,4 м. Суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина трещиновато-поровых коллекторов составляет 23,1 м.

Выводы. По результатам интерпретаций и анализа ГИС залежь нефти в отложения нижнего неокома приурочена к подошве терригенной пачке (1-пласт). Вся толща нижнего неокома представлены породами Глины (20%), Аргиллиты(30%), Известняки (50%) (по результатам исследований шламодиаграмм) (рисунки 4.13-4.14)

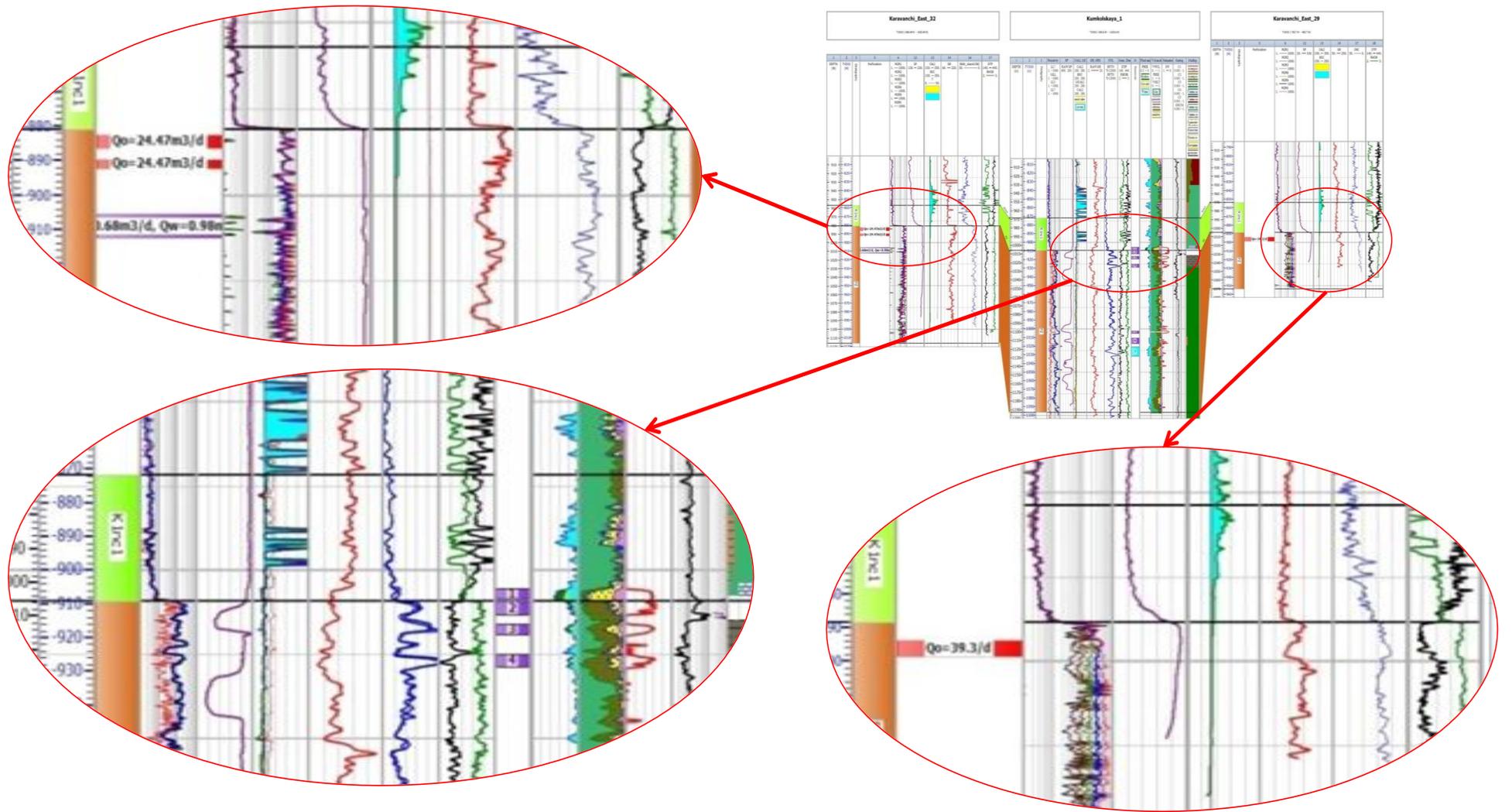


Рисунок 4.12 – Корреляция скважины ВК32 – К-1 – ВК29

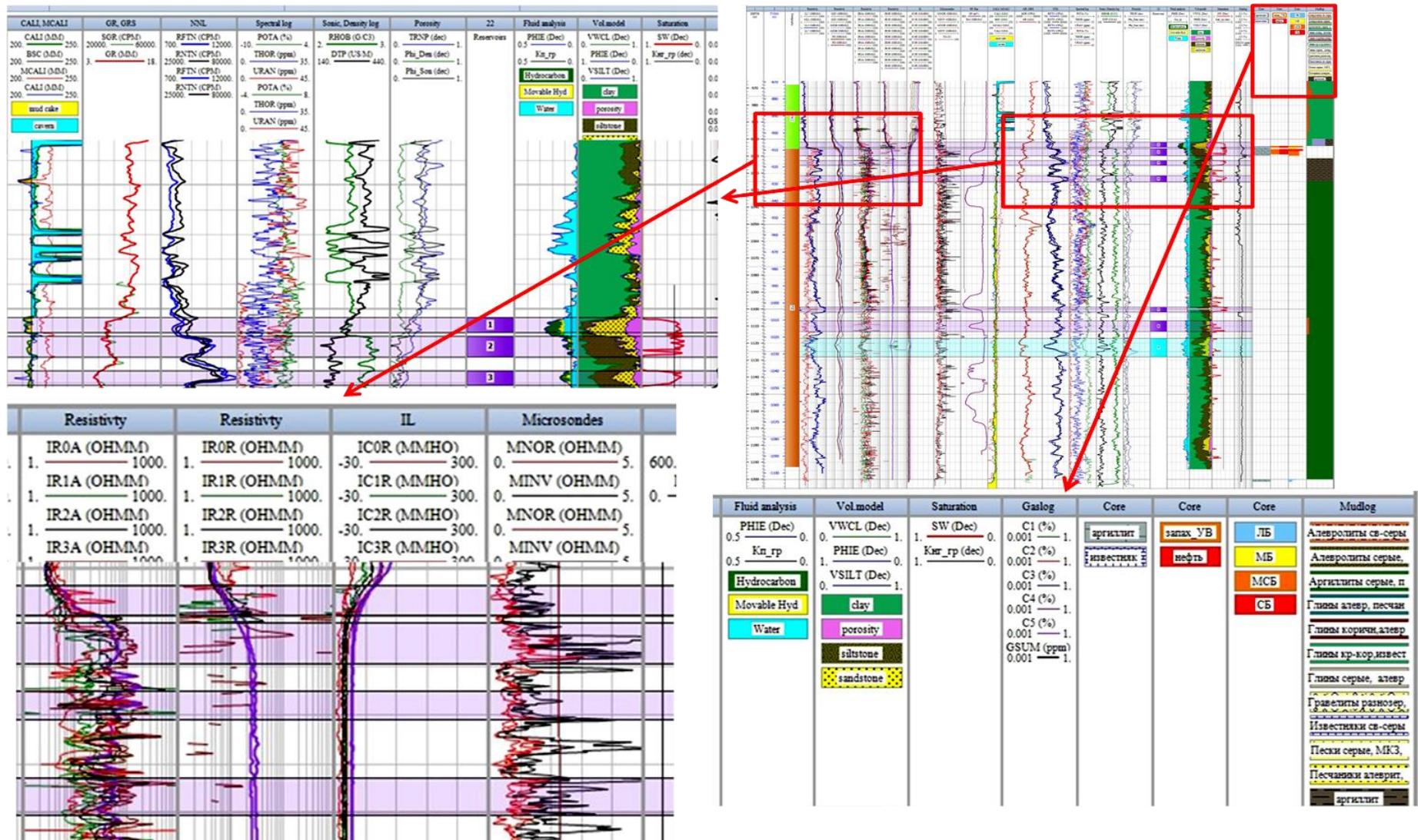


Рисунок 4.13 – Результаты детальной интерпретации участков Восточный Караванчи и Кумколь Новый.

5. Выводы и рекомендации

В структурном плане поднятие Кумколь расположено в южной наиболее погруженной части Сорбулакского горст-антиклинального выступа, разделяющего Акшабулакскую и Сарыланскую грабен-синклинали Арыскупского прогиба. Разрез месторождения Кумколь представлен отложениями мезокайнозоя, залегающими на выветренной поверхности фундамента раннепротерозойского возраста.

В районе Кумкольского поднятия в юрских отложениях по данным сейсморазведки прослеживаются две структурные поверхности (рисунок 5.1). Первая из этих поверхностей совпадает с Ша -отражающим горизонтом, приуроченным к кровле кумкольской свиты (на месторождении Кумколь эта кровля Ю-1 продуктивного горизонта). Ко второй поверхности приурочен Ша-отражающий горизонт, который совпадает с кровлей среднекумкольской подсвиты верхней юры По кровле Ю-1 продуктивного горизонта размеры поднятия составляют 19.0 x 8.0 км по изогипсе - 1200 м, при амплитуде 120 м. Структура представляет собой вытянутую антиклиналь северо-западного простирания, ограниченная с востока тектоническим нарушением.

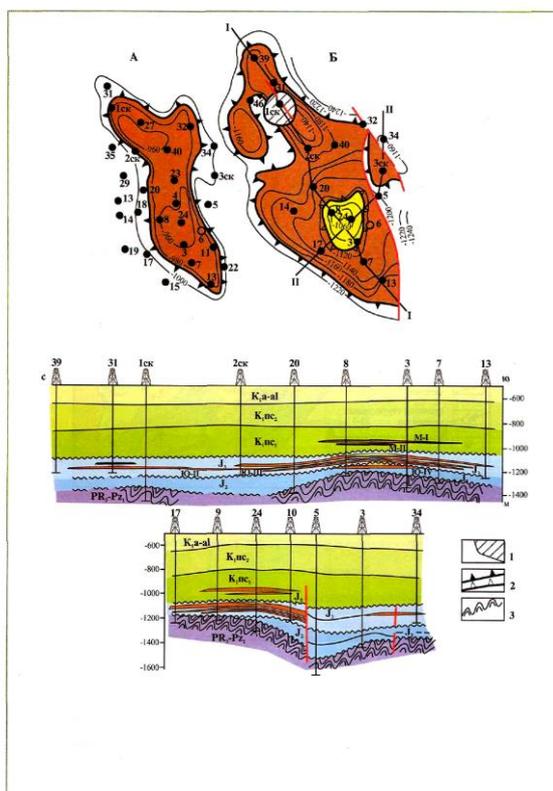


Рисунок 5.1 – Геологического строения Кумкольской структуры

По данным эксплуатационного бурения восточное крыло антиклинали имеет более крутое погружение. Структурные планы по Ша и Ша-отражающим горизонтам совпадают. Толщина кумкольской свиты (от поверхности фундамента до кровли Ю-1 горизонта) колеблется от 50 до 250

м. Уменьшение толщины отложений кумкольской свиты происходит за счет примыкания к воздымающей поверхности фундамента нижних частей разреза. Толщина отложений Акшабулакской свиты (глинистая часть разреза верхней юры) колеблется от первых десятков до 100 и более метров. Однако утончение Акшабулакской свиты происходит сверху, в результате регионального размыва в преднеокомское время.

В разрезе нижнеокомских отложений четко прослеживается отражающий горизонт Па, совпадающий с кровлей Арыкумского горизонта (продуктивный горизонт М-I). По Па-отражающему горизонту структура Кумколь представляет собой двухсводовую линейную антиклинальную складку субмеридионального простирания со смещением к югу свода. Размеры структуры составляют 14.5 x 4.5 км по изогипсе – 990 м, при амплитуде 40 м. Северный купол более пологий и имеет амплитуду 30 м. По данным эксплуатационного бурения восточное крыло структуры (также как и по юрским горизонтам) имеет более крутое погружение. При сопоставлении структурных планов меловых и юрских горизонтов, видно заметное выполаживание поверхностей меловых горизонтов.

На месторождении Кумколь нефтегазоносными являются нижнеокомские и верхнеюрские отложения. В нижнеокомских отложениях в составе арыкумского горизонта выделяются два продуктивных горизонта М-I и М-II, которые хорошо коррелируются и однозначно выделяются по данным ГИС. Продуктивные горизонты разобщены глинистыми разделами толщиной от 10 до 20 м. В юрских отложениях выделяются продуктивные горизонты Ю-I и Ю-II (2-ой эксплуатационный объект), Ю-III (третий эксплуатационный объект) и Ю-IV (четвертый эксплуатационный объект).

Для детального доизучения геологического строения продуктивных комплексов Кумкольского месторождения проведены геофизические исследования скважин по 8 новым скважинам.

На основе имеющихся скважинных данных и анализа полученного петрофизического материала по площади Кумкольской группы месторождений изучены продуктивные горизонты, дана литологическая характеристика разреза, проведен литолого-фациальный и формационный анализ, выделены и изучены коллектора, определены фильтрационно-емкостные свойства (ФЭС).

Геофизические исследования в скважин проводились цифровой станцией «КарСар-500», стандартной российской аппаратурой. Контроль качество выполнен визуально для всех кривых после загрузки в программу «Редактор кривых». Качество кривых оценивается как хорошее для всего интервала записи. Кривые увязаны между собой по глубине и отражают литологию разреза.

Входные данные для интерпретации состояли из комплекса кривых – GR (ГК), SP (ПС), DTP (АК), RHOV (ГГК-II) и т.д. В результате

интерпретации получены кривая глинистости VCL и нормированная кривая GR(ГК).

Петрофизическая количественная интерпретация на этапах разведки, доразведки и эксплуатации месторождения проведена с использованием программного обеспечения «IP» в поточечном режиме с последующим объединением в пласты с использованием констант по месторождению Кумколь. Выделение коллекторов проводилось с использованием всего комплекса выполненных исследований:

- снижению амплитуды ГК и
- повышению НК относительно вмещающих пород,
- номинальному диаметру;
- снижению кажущегося сопротивления против водоносных и
- увеличению против нефтеносных пластов относительно вмещающих пород.

Наиболее характерными признаками плотных прослоев относительно коллекторов являются повышенные значения сопротивления на кривых методов сопротивления - БК, ИК, МБК, МКЗ, повышенные значения на кривых нейтронного и плотностного каротажей, снижение времени пробега на диаграммах АК. Глинистые породы выделяются по традиционным признакам: высокие значения на диаграммах ГК, низкие на НК, часто увеличенный диаметр скважины. Разделение коллекторов на продуктивные и водоносные проводилось по зондам БК, МБК и диаграммам проводимости ИК(рисунок 5.2).

В ходе интерпретации геофизических данных была привлечена информация материалы геолого-технологических исследований (ГТИ), в частности, описание шлама и запись газового каротажа.

Определение объемной глинистости коллекторов проводилось по данным гамма- метода. Для исключения вклада фоновой составляющей и уменьшения влияния аппаратурных факторов показания гамма каротажа применяли в виде двойного разностного параметра:

$$\Delta\gamma = (I\gamma_{пл} - I\gamma_{мин}) / (I\gamma_{макс} - I\gamma_{мин}), \quad \text{где } I\gamma_{пл}, I\gamma_{макс}, I\gamma_{мин} - \text{интенсивности}$$

гамма-излучения против интерпретируемого пласта и опорных пластов – максимальная амплитуда по уплотненным пластам и минимальная амплитуда по глинам, разделяющим продуктивные горизонты. Для расчета объемной глинистости использовали связь, предложенную В.Н. Ларионовым [11].

Коэффициент пористости по ГИС определялся по нейтронному, акустическому и плотностному каротажу. Принятая открытая пористость взята среднее между тремя методами или наиболее характерного интерпретируемого пласта. Коэффициент нефтегазонасыщенности определялась по уравнению Дахнова-Арчи, основанного на петрофизических

$$Pn = \frac{a}{Kn^m} \quad \text{и} \quad Pn = \frac{b}{Kb^n}$$

связях (таблица12):

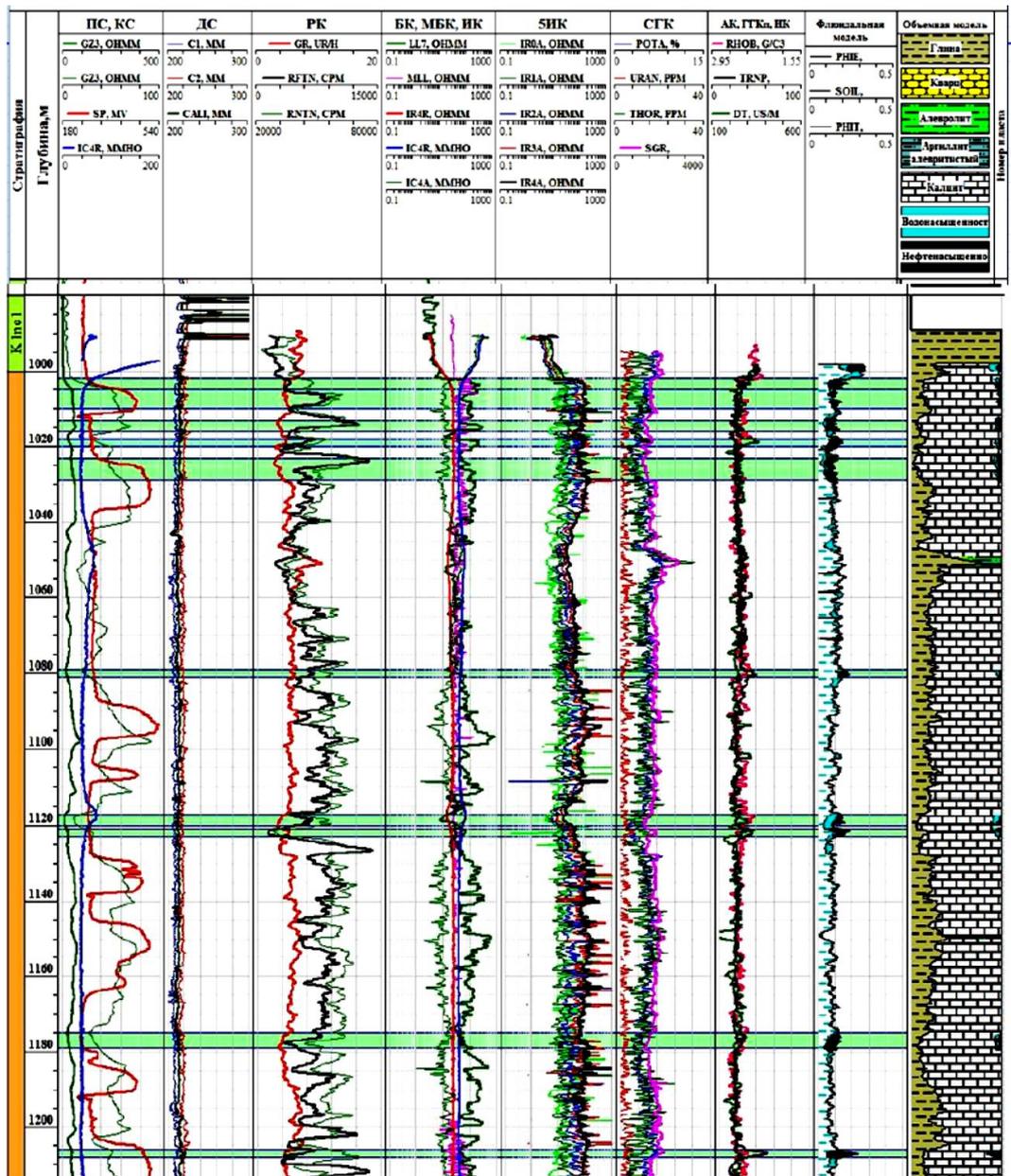


Рисунок 5.2 – Выделение коллекторов (фрагмент, результатов интерпретации по скв. К1

Таблица 12 – Петрофизические коэффициенты

Горизонт	$P_n=f(Kn^m)$	$P_n=f(Kn^n)$
K1nc	$P_n=Kn^{-1,57}$	$P_n=Kn^{-1,94}$
Pz-1	$P_n=Kn^{-2}$	$P_n=Kn^{-2}$

Коэффициент водонасыщенности рассчитывался через параметр насыщения $P_n = r_p / r_{vp}$, определяется как отношение сопротивления интерпретируемого пласта (r_p) к сопротивлению этого пласта при 100% водонасыщении (r_{vp});

Сопротивление интерпретируемого пласта (ρh) определялось по материалам БК и ИК.

Сопротивление пластовой воды в пластовых условиях, найденное по номограмме определения удельного сопротивления раствора NaCl в зависимости от минерализации и температуры. Сопротивление пластовой воды принято $\rho_{вп} = 0,06$ Омм при температуре $50,0^{\circ}\text{C}$ по аналогии с месторождением Кызылкия СЗ.

Определение нефтегазонасыщенности осуществлялась по формуле:

$$K_{нз} = 1 - K_{в}$$

Для изучения неоднородности в межскважинном пространстве построены схемы корреляции по линии скважин пересекающие Кумкольскую структуру в различных направлениях (рисунок 5.2).

Окончательный разрез по вновь пробуренным скважинам получены по результатам комплексного анализа данных ГИС, изучения разреза по шламу в процессе выполнения геолого- технологических исследований и изучения керна. По образцам керна проведен люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) с целью выявления нефтегазоносных интервалов (рисунок 5.3).

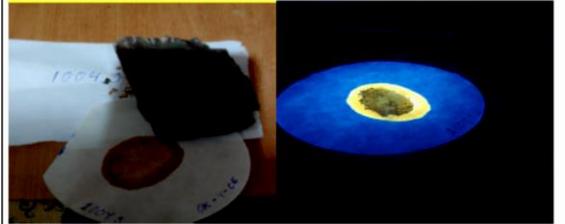
		№ Глубина (м)	Фото образца керна 
1007м.		1 1004,9м	Описание керна Аргиллиты серые, темно-серые, слоистые, пиритизированные, крепкие, массивные, плотные, местами средне крепкие до крепких, по трещинам видны проявления нефти. Присутствует слабый запах УВ. Кальцит-0%. Доломит-0%. ЛБА- ОК-4-СБ.

Рисунок 5.3 – Результаты исследования керна скважины К-1

Стратиграфическая граница PZ выделена на основании описания шлама, представленного аргиллитами (серые, темно-серые, пелитовые, слоистые, пиритизированные, крепкие, с включениями кварцита, белого кристаллического массивные, плотные, местами средне крепкие до крепких по трещинам видны проявления нефти) и данных ГИС (рисунок 5.4-5.5).

Таким образом, на месторождении Кумколь нефтегазоносными являются нижнеэокомские и верхнеюрские отложения.

В нижнеэокомских отложениях в составе арыскупского горизонта выделяются два продуктивных горизонта М-I и М-II, которые хорошо коррелируются и однозначно выделяются по данным ГИС.

Значения эффективных нефтенасыщенных толщин в целом по пласту колеблются от 0.6 до 16.7 м и в среднем составляют 7.1 м. Средневзвешенные значения пористости по скважинам меняются от 0.19 до 0.33 по данным интерпретации ГИС и в среднем равны 0.272. По данным

лабораторных исследований керна пористость изменяется в пределах 0.19 – 0.32, при среднем значении 0.251.

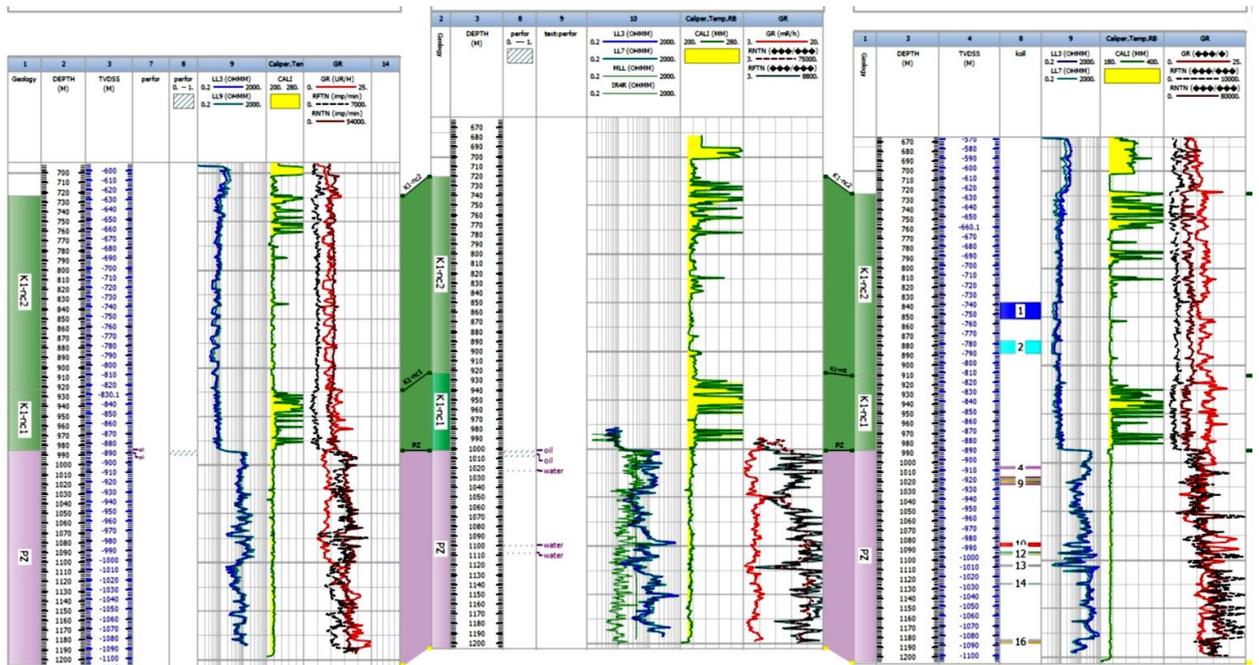


Рисунок 5.4 – Корреляционная схема скважин 1-4-5

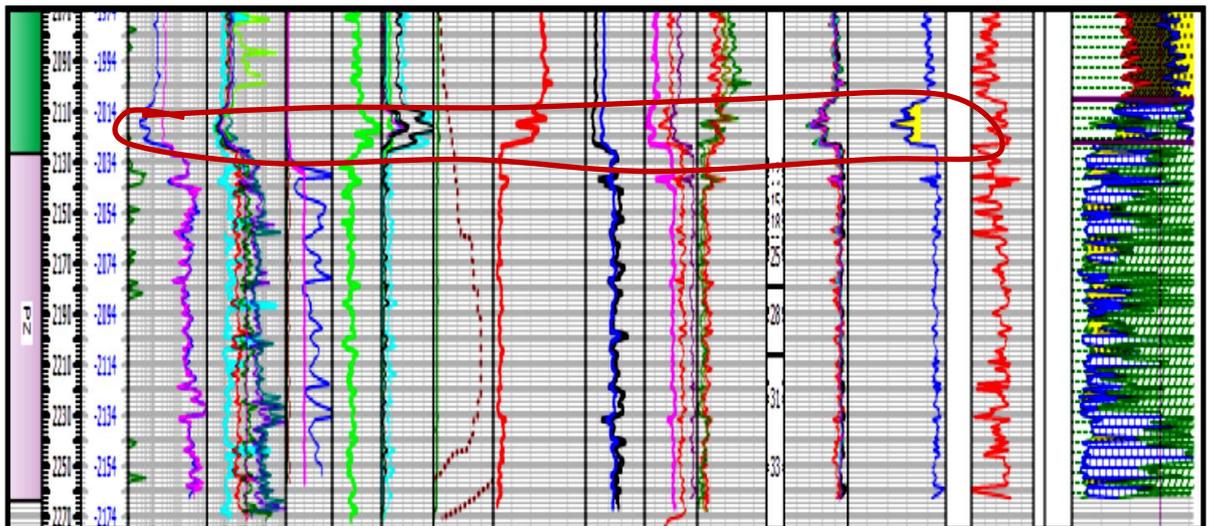


Рисунок 5.5 – Выделение стратиграфических границ

Нефтенасыщенность определялась только по данным ГИС и варьируется в интервале 0.53 – 0.77, при среднем значении 0.646. По анализам керна проницаемость меняется от 0.005 до 5.29 мкм², при среднем значении 1.308 мкм² по интерпретации ГИС от 0.048 до 6.0 мкм², при среднем значении проницаемости 1.607 мкм², по гидродинамическим исследованиям от 0.130 до 4.218 мкм², при среднем значении 0.965 мкм².

Горизонты Ю-I, Ю-II содержат нефтяную залежь с газовой «шапкой». В целом по месторождению Кумколь эксплуатационный объект является основным по запасам нефти и газа и обладает наибольшей площадью

нефтеносности. Значения эффективных толщин коллекторов варьирует в пределах 2.7 – 24.7 м и в среднем равны 13.8 м. Нефтенасыщенные толщины в целом по объекту меняются от 0.6 до 23.7 и в среднем равны 9.6 м. Средневзвешенные значения пористости по скважинам изменяются от 0.16 до 0.385 и в среднем составляют 0.238 по данным ГИС. По данным лабораторных исследований керн пористость меняется в пределах 0.16 – 0.34, и в среднем равна 0.233. Нефтенасыщенность по объекту изменяется от 0.45 до 0.9 и в среднем равна 0.68, газонасыщенность коллекторов меняется от 0.59 до 0.89 и в среднем равна 0.71. Проницаемость пластов-коллекторов II объекта по анализам керн изменяется в интервале 0.003 – 5.79 мкм² и в среднем равна 0.53 мкм², по интерпретации ГИС в интервале 0.004 – 6.0 мкм² и в среднем 0.814 мкм², по гидродинамическим исследованиям интервал изменения 0.014 – 0.994 мкм², в среднем составляет 0.208 мкм².

Продуктивный горизонт Ю-III отделен от вышележащего глинистым разделом толщиной 2-10 м и является частью единого резервуара, содержащего газонефтяную залежь, включая горизонты Ю-I и Ю-II.

Продуктивный горизонт Ю-IV несколько обособлен по высоте от вышележащих горизонтов Ю-I-II и отделяется пачкой глин толщиной 10-40 м. Горизонт Ю-IV характеризуется высокой расчлененностью наибольшим распространением зон отсутствия коллекторов. В пределах контура продуктивности горизонта Ю-IV выделены следующие зоны насыщения: газонефтяная, газо-нефте-водяная, чисто-нефтяная и водо-нефтяная.

Результаты комплексных исследований: бурения, проведения исследований скважин гидродинамическими и геофизическими методами, изучение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и насыщающих их флюидов, испытание продуктивных пластов и горизонтов, позволили доизучить геологическое строение, выявить новые продуктивные горизонты, получить дополнительные параметры для подсчета запасов и разработки месторождений на месторождениях Кумкольской структуры (таблица 13).

Геологические условия залегания продуктивных пластов и применяемые традиционные технологии интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) в комплексе с изучением керн на месторождениях Казахстана позволяют, с достаточной надежностью, решать задачи выделения и оценки продуктивных коллекторов. Актуальность выполненных исследований определяется их направленностью на повышение точности оценок извлекаемых запасов нефти за счет использования результатов комплексного анализа данных геофизических исследований скважин (ГИС) и лабораторных исследований керн, позволяющих промоделировать пространственные закономерности изменения петрофизических и фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС), что в свою очередь в значительной мере обуславливает полноту нефтеизвлечения.

Таблица 13 – Рекомендация по разрезам.

№	Horizon	Top MD, m	Bottom MD, m	Comments
1	K1	1001.8	1004.8	к перфорации для подтверждения продуктивности, отдельно от интервалов PZ
2	PZ	1005.6	1009.7	к перфорации для подтверждения продуктивности, возможно совместное испытание пластов 2,3,4
3		1012.5	1015.5	
4		1021.5	1025.2	
5		1098.8	1101.7	
6		1106.8	1113.2	к перфорации для подтверждения продуктивности
7		1117.1	1128.0	водонасыщенный

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации проведен анализ интерпретации геофизических исследований скважин и данных лабораторного исследования керн и шлама при освоении месторождений Кумкольский группы. На примере месторождений Восточный Караванчи и Новый Кумколь. показана эффективность геофизических исследований скважин в комплексе с результатами современных петрофизических исследований для: 1) изучения особенностей геологического строения верхнепалеозойских горизонтов; 2) оценки толщин и фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов; 3) изучения литолого-физических характеристик нефтегазоносных горизонтов и выделения коллекторов.

В диссертации приведена геологическая характеристика участков исследований. Дана характеристика тектоники, литолого-стратиграфическая характеристика разрезов, нефтегазоносность и гидрогеологическая характеристика площади исследований.

Проведен анализ применяемых геофизических методов для открытого ствола. Дана оценка методики и качеству проведения электрических методов (КС, БК, МБК МКЗ), показана роль радиоактивных методов: гамма-каротаж, ГК, нейтронный каротаж и его разновидности. Дана оценка методов акустического каротажа (АК и АКЦ), и особенностям выбранного комплекса геофизических методов.

Анализ и интерпретация результатов ГИС по скважинам К-1 и К-2 участка Новый Кумколь включал литологическое расчленение разрезов скважины, выделение пластов коллекторов, оценка коэффициентов пористости и глинистости, оценка коэффициентов нефтенасыщения. Проведена детальная корреляция по скважинами ВК32, ВК29 месторождений Восточный Караванчи и К1 месторождений Новый Кумколь. Получены новые данные по фильтрационно-емкостным свойствам пластов. В скважине К1 выделен интервал терригенного коллектора - пласт №1, который оценивается по ГИС, как насыщенный УВ, и рекомендуется к перфорации для подтверждения. Остальные рекомендуемые интервалы выделены по ГК и корреляции со скважинами соседнего месторождения Караванчи Восточный.

Установлено, что, залежь нефти в отложения нижнего неокома приурочена к подошве терригенной пачке, вся толща нижнего неокома представлены породами глины (20%), аргиллиты(30%), известняки (50%) (по результатам исследований шлагограмм); с учетом описания шлама и описания отобранных образцов керн можно сделать вывод о сложном строении отложений РЗ и наличии коллекторов сложного типа, переслаивание глинистых пород с редким включением алевритистых пропластков предполагает наличие смешанного типа пористости – трещинно-порового. По пачке нижнего неокома и палеозоя в интервалах 1001-1113 выделены 6 трещиновато-поровых пластов-коллекторов, с эффективной

толщиной от 2,9 до 6,4 м. Суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина трещиновато-поровых коллекторов составляет 23,1 м.

Список литературы

1. Жолтаев Г.Ж., Парагульгов Т.Х. Пространственно-временные закономерности размещения месторождений нефти и газа в Южно-Тургайском бассейне. //Нефть и газ Казахстана. 1997. № 3. С. 35-40.
2. Исказиев К.О., Ажгалиев Д.К.. Перспективы нефтегазоносности верхнепалеозойского комплекса Южно-Тургайской впадины. //Нефть и газ. 2009. № 6. С. 22-33.
3. Крюков В.К., Мурсалимов С.Д., Рабкин Ф.С., Филиппев Г.П. Нефтегазопроизводящие комплексы Мезозойских отложений Южно-Тургайского НГБ. Геология нефти и газа, 1987г №4, 43-48 стр.
4. Парагульгов Х.Х., Ли А.Б., Прагульгов Т.Х., Филиппев Г.П. Нефтегазоносные комплексы Южно-Тургайской впадины, Вестник АН КазССР, Алма-Ата, 1990, № 1- с.49-59.
5. Парагульгов Х.Х., Ли А.Б., Парагульгов Т.Х. Эволюция и нефтегазоносность Южно-Тургайского осадочного бассейна. Вестник АН РК, Алма-Ата, 1992, № 7- с.49-59.
6. Шарменов А.С., Бигараев А.Б., Геологическое строение и закономерности расположения месторождений нефти и газа в Арысском прогибе Южно-Тургайской впадины. //Нефть и газ. 2011. № 6. С. 56-61
7. Бондаренко В.М., Ларионов А.М., Демуре Г.В. «Общий курс геофизических методов» М., Недра, 1986, 465 с.
8. Кауфман А.А. Введение в теорию геофизических методов (в 5-ти книгах). М.2003.
9. Хмелевского В.К. Геофизические методы исследования. Москва, «Недра». 1988 г.
10. Ладынин А.В. Петрофизика. Лекции для студентов геологических специальностей. Новосиб. госуд.ун-т. Новосибирск,2002.
11. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: Курс лекций. - Екатеринбург: УПТА, 2003.
12. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Р. А. Резванов, А. Н. Африкян. Промысловая геофизика.М Недра, 2004.
13. Заляев Н.З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин. – Минск, 1990г.
14. Перьков Н.А., «Интерпретация результатов каротажа скважин» М., Гостоптехиздат, 1963, 436 с.
15. Латышова М.Г., «Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин» М., Недра, 1981, 182 с.
16. 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..
17. Развитие и нефтегазоносность Южно-Тургайского бассейна. Шахабаев Р.С., Кульжанов М.К., Парагульгов Х.Х., Давыдов Н.Г., Жолтаев Г.Ж., Парагульгов Т.Х.

18. The Geological Interpretation of Well Logs. Malcolm Rider. 2006.
19. Современные геофизические и гидродинамические исследования нефтяных и газовых скважин: учебное пособие / А. К. Ягафаров, И. И. Клещенко, Д. В. Новосёлов. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. — 140 с. ISBN 978-5-9961-0633-2 <https://www.neftegaz-expo.ru/ru/articles/2016/promyslovo-geofizicheskie-issledovaniya/>
20. Савич А. Д. Геофизические исследования горизонтальных скважин. Состояние и проблемы // НТВ «Каротажник», Тверь: Изд. АИС. – 2010. Вып. 2. – С. 16–37.
21. Справочник: Месторождений нефти и газа Казахстана. - Алматы, 2007.-326с.
22. Воцалевский Э.С., Даукеев С.Ж., Коломиец В.П., Комаров В. П., Парагульгов Х.Х., Пилифосов В.М., Шлыгин Д.А. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана / Нефть и газ.Т.3 – Алматы, 2002. - 248 с.
23. Васильевский В.Н., Петров А. И. Оператор по исследованию скважин. - М.: Недра, 1983. - 310 с.
24. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). - М.: Недра, 1978. - 318 с.
25. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин / Л.И. Померанц [и др.]. - М.: Недра, 1981. - 376 с.
26. Гудков Е.П., Косков В.Н., Косков Б.В. Геофизические параметры как носители информации об эксплуатационных особенностях продуктивных пластов и добывающих скважин //Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - М., 2003. - Вып. 10 - С. 42-43.
27. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справ. / под ред. В.М. Добрынина.-М.: Недра, 1988.- 476 с.
28. Итенберг С.С., Дахильгов Т.Д. Геофизические исследования в скважинах: учеб. для вузов. - М.: Недра, 1982. - 351 с.
29. Косков В.Н. Геофизические исследования скважин (измерения, обработка, интерпретация): учеб. пособие / Перм. гос. ун-т. - Пермь, 2006. - 148 с.
30. Косков, В.Н. Комплексная оценка состояния и работы нефтяных скважин промыслово-геофизическими методами: учеб. пособие / В.Н. Косков, Б.В. Косков, И.Р. Юшков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. –226 с.
31. Каналин В.Г. Интерпретация геолого-промысловой информации при разработке нефтяных месторождений. М.-Недра. 1984.

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

ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА имени К. ТУРЫСОВА

КАФЕДРА ГЕОФИЗИКИ И СЕЙСМОЛОГИИ
СПИСОК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
Сламбек Нурастана Қайратұлы

№ п/п	Наименование	Форма работы	Выходные данные	Объем	Соавторы
1	2	3	4	5	6
Публикаций в научных журналах, рекомендованных Комитетом по контролю в сфере образования и науки					
1	Құмкөл кен орны коллекторларының қасиеттерін бөлу және бағалау бойынша ұңғымаларды кешенді зерттеу	Статья	International scientific journal «Global science and innovations 2023: Central asia» Astana, Kazakhstan, april - ISSN 2664-2271. - 2023, - №1 (19). С.21-24	3 стр	Шынли Н.
2	Петрофизический исследования по выделению и оценке свойств коллекторов месторождения Кумкол	Статья	International Satbayev Conference 2023 «Ғылым және технологиялар: идеядан өндіріске ендіруге дейін» халықаралық конференцияның еңбектері, 12.04.2023. - Алматы. С.250-256.	6 стр	Истекова С.А.

Заведующий кафедрой

Научный руководитель

Автор

Рагов Б.Т.

Истекова С.А.

Сламбек Н.Қ.



Метаданные

Название

Роль геофизических исследований скважин при освоении верхнепалеозойских нефтеносных залежей месторождений Южно-Тургайской впадины (на примере месторождений Кумкольский группы)

Автор

Научный руководитель / Эксперт

Слаибек Нұрастана
Сара Истекова

Подразделение

ИГИНГД

Тревога

В этом разделе вы найдете информацию, касающуюся текстовых искажений. Эти искажения в тексте могут говорить о ВОЗМОЖНЫХ манипуляциях в тексте. Искажения в тексте могут носить преднамеренный характер, но чаще, характер технических ошибок при конвертации документа и его сохранении, поэтому мы рекомендуем вам подходить к анализу этого модуля со всей долей ответственности. В случае возникновения вопросов, просим обращаться в нашу службу поддержки.

Замена букв		84
Интервалы		0
Микропробелы		17
Белые знаки		0
Парафразы (SmartMarks)		26

Объем найденных подобиий

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


25

Длина фразы для коэффициента подобия 2


8486

Количество слов


111410

Количество символов

Подобия по списку источников

Ниже представлен список источников. В этом списке представлены источники из различных баз данных. Цвет текста означает в каком источнике он был найден. Эти источники и значения Коэффициента Подобия не отражают прямого плагиата. Необходимо открыть каждый источник и проанализировать содержание и правильность оформления источника.

10 самых длинных фраз

Цвет текста

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	ЦВЕТ ТЕКСТА
1	https://subject-book.com/geografiya/ocenka-porivosti-kollektorov-geologicheskoe-stroenie-mestorozhdeniya.html	65	0.77 %
2	Совершенствования схемы крепления в условиях шахты Ленина УД АО «АрселорМиталл Темиртау»_2 5/23/2023 Abylkas Saginov Karaganda Technical University (Karaganda State Technical University)	36	0.42 %
3	https://www.gov.kz/uploads/2022/4/4/1775034054153329ec350980046302cf_original.56492.docx	23	0.27 %
4	https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/20281	23	0.27 %

5	Изучение литолого-физических и фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов триасового комплекса Мангистау-Устюртской нефтегазоносной провинции (на территории распространения месторождений Южно-Мангышлакского нефтегазоносного района.docx 6/14/2022 Satbayev University (ИГИНГД)	19	0.22 %
6	https://www.gov.kz/uploads/2022/4/4/1775034054153329ec350980046302cf_original.56492.docx	18	0.21 %
7	https://subject-book.com/geografiya/ocenka-porivosti-kollektorov-geologicheskoe-stroenie-mestorozhdeniya.html	16	0.19 %
8	https://ecoportal.kz/Rubric/RubService/LoadFile/20281	13	0.15 %
9	Коллекция КарТУ 3/22/2023 Abylkas Saginov Karaganda Technical University (Karaganda State Technical University)	12	0.14 %
10	НОВЫЕ ДАННЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ПО ИЗУЧЕНИЮ КУМКОЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ СТРУКТУРЫ 4/3/2023 Satbayev University (ИГИНГД)	12	0.14 %

из базы данных RefBooks (0.00 %)

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

из домашней базы данных (0.53 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	Изучение литолого-физических и фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов триасового комплекса Мангистау-Устюртской нефтегазоносной провинции (на территории распространения месторождений Южно-Мангышлакского нефтегазоносного района.docx 6/14/2022 Satbayev University (ИГИНГД)	33 (3)	0.39 %
2	НОВЫЕ ДАННЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ПО ИЗУЧЕНИЮ КУМКОЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ СТРУКТУРЫ 4/3/2023 Satbayev University (ИГИНГД)	12 (1)	0.14 %

из программы обмена базами данных (0.75 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	Совершенствования схемы крепления в условиях шахты Ленина УД АО «АрселорМиталл Темиртау»_2 5/23/2023 Abylkas Saginov Karaganda Technical University (Karaganda State Technical University)	41 (2)	0.48 %
2	Коллекция КарТУ 3/22/2023 Abylkas Saginov Karaganda Technical University (Karaganda State Technical University)	23 (2)	0.27 %

из интернета (2.23 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
------------------	--------------	---

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Сламбек Нурастана

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Магистерская диссертация

Название работы: Роль геофизических исследований скважин при освоении верхнепалеозойских нефтеносных залежей месторождений Южно-Тургайской впадины (на примере месторождений Кумкольский группы)

Научный руководитель: Сара Истекова

Коэффициент Подобия 1: 3.5

Коэффициент Подобия 2: 1.2

Микропробелы: 17

Знаки из здругих алфавитов: 84

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

- Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.
- Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.
- Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.
- Обоснование: *Допуск к защите.*

Дата *17.01.2024*

Иср.

проверяющий эксперт

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Сламбек Нурастана

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Магистерская диссертация

Название работы: Роль геофизических исследований скважин при освоении верхнепалеозойских нефтеносных залежей месторождений Южно-Тургайской впадины (на примере месторождений Кумкольский группы)

Научный руководитель: Сара Истекова

Коэффициент Подобия 1: 3.5

Коэффициент Подобия 2: 1.2

Микропробелы: 17

Знаки из здругих алфавитов: 84

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

- Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.
- Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.
- Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.
- Обоснование:

Дата

17.01.2024 г.

Заведующий кафедрой



Кафедра геофизики и сейсмологии

Отзыв научного руководителя

на магистерскую диссертацию Сламбек Нурастана

по теме: «Роль геофизических исследований скважин при освоении верхнепалеозойских нефтеносных залежей месторождений Южно-Тургайской впадины (на примере месторождений Кумкольский группы)».

на соискание учёной степени магистра по специальности:

7М07105 – «Нефтегазовая и рудная Геофизика»

Диссертационная работа состоит из введения, пяти разделов и заключения. Объем работы составляет « ____ » страниц текста, в том числе « ____ » таблиц, « ____ » рисунков.

В работе рассмотрены вопросы комплексных исследований скважин по выделению и оценке свойств коллекторов группы месторождений Кумколь (Восточный Караванчи, Кумколь новый). На основе бурения новых глубоких скважин. Показана роль геофизических исследований и результаты петрофизического анализа по продуктивным меловым и юрским горизонтам. Петрофизическая количественная интерпретация на этапах разведки, доразведки и эксплуатации месторождения проведена по данным ГИС, изучения разреза по шламу в процессе выполнения геолого-технологических исследований и исследования образцов керна. Проведен люминесцентно-битуминологический анализ керна с целью выявления нефтегазоносных интервалов по вновь пробуренным скважинам. В результате доизучения геологического строения района, выявлены новые продуктивные горизонты, получены дополнительные параметры для подсчета запасов и разработки месторождений Кумкольской структуры.

Автор непосредственно участвовал на всех этапах комплексных петрофизических исследований отдельных участков группы месторождений Кумколь. Детально изучались морфология пород, структура вторичных пор, выявлены особенности порового пространства сложнопостроенных коллекторов.

Теоретико-методологическая основа исследования составили труды отечественных и зарубежных ученых, занимающихся теоретическими и практическими вопросами методики определения коллекторских свойств пород, петрофизическим обоснованием интерпретации каротажных диаграмм.

В диссертации проанализированы данные комплексной интерпретации разреза, включая каротажи современных методов, используя количественные критерии, утвержденные петрофизическими зависимостями по результатам специальных исследований шлама и керна. Сделан вывод, что геологические условия залегания продуктивных пластов и применяемые традиционные технологии интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) в комплексе с изучением керна на месторождениях Казахстана позволяют, с достаточной надежностью, решать задачи выделения и оценки продуктивных коллекторов. Актуальность выполненных исследований определяется их направленностью на повышение точности оценок извлекаемых запасов нефти за счет использования результатов комплексного анализа данных геофизических исследований скважин (ГИС) и лабораторных исследований керна, позволяющих промоделировать пространственные закономерности изменения петрофизических и фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС), что в свою очередь в значительной мере обуславливает полноту нефтеизвлечения.

Основные положения диссертации докладывались на научно-практической конференции «Сатпаевские чтения - 2023», проведенные в Казахском национальном исследовательском техническом университете им. К.И. Сатпаева – Satbayev University. Опубликовано 2 научные статьи.

За время учебы в магистратуре и, особенно в процессе проведения научных исследований по теме диссертации Сламбек Нурастана проявил себя как дисциплинированный и способный к дальнейшим серьезным научным исследованиям специалист. Исполнительность и ответственность позволили ему успешно справиться с заданием и во время представить работу к защите.

В целом, магистерская диссертация «Роль геофизических исследований скважин при освоении верхнепалеозойских нефтеносных залежей месторождений Южно-Тургайской впадины (на примере месторождений Кумкольский группы)» отвечает всем установленным требованиям и рекомендуется к защите с *высокой оценкой (95%)*, а ее автор Сламбек Нурастана – к присуждению академической степени магистра технических наук по специальности 7М07105 – «Нефтегазовая и рудная Геофизика МПИ».

Научный руководитель
доктор геол. - минерал. наук



С.А. Истекова

16.01.2023

Институт Геологии и Нефтегазового дела им. К.Турысова
Кафедры геофизики и сейсмологии

РЕЦЕНЗИЯ

на магистерскую диссертацию

Сламбек Нұрастана

на тему «Роль геофизических исследований скважин при освоении
верхнепалеозойских нефтеносных залежей месторождений Южно-Тургайской
впадины (на примере группы месторождений Кумколь)
представленную на соискание учёной степени магистра по специальности:
7М07105 – «Нефтегазовая и рудная Геофизика»

Научный руководитель: Истекова С.А., проф. кафедры Геофизики

Замечания по магистерской работе

В работе приведены основные результаты исследований по оценке эффективности использования современных геофизических исследований скважин в комплексе с анализом кернового материала для изучения сложнопостроенных терригенных комплексов Южно-Тургайского нефтегазоносного бассейна.

На основе анализа результатов геофизических исследований скважин последних лет показать их роль на стадии освоения и подготовке к эксплуатации сложных по строению палеозойских отложений Южно-Тургайской впадины.

На примере участков Восточный Караванчи и Новый Кумколь показана эффективность геофизических исследований скважин в комплексе с результатами современных петрофизических исследований для:

- 1) изучения особенностей геологического строения верхнепалеозойских горизонтов;
- 2) оценки толщин и фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов;
- 3) изучения литолого-физических характеристик нефтегазоносных горизонтов и выделения коллекторов.

На примере ряда месторождений Южно Тургайского нефтегазоносного района дана оценка результатов комплексных петрофизических исследований сложнопостроенных меловых коллекторов и коллекторы кары выветриваний.

Автор диссертации работая в компании ТОО «Центрпромгеофизика» непосредственно участвует в сборе и обработке скважинных данных (ГИС, керн)

проводя исследования по анализу вновь полученных результатов геофизических исследований скважин Кумкольской группы месторождений.

Для выделения коллекторов, оценки характера их насыщения и определения фильтрационно-емкостных свойств использованы геофизические исследования скважин и лабораторных исследований керна, которые являются основным источником информации о вещественном составе, строении и литолого-физических параметрах пород-коллекторов продуктивных отложений нефтегазоносных толщ.

Результаты геофизических исследований скважин использованы для выделения коллекторов, оценки характера их насыщения и определения фильтрационно-емкостных свойств. Необходимо в дальнейшем продолжать исследования представительных образцов с целью уточнения предельных значений ФЕС. В диссертации показаны особенности и новые методические приемы комплексного анализа и интерпретации петрофизических данных терригенных.

Особенно необходимо отметить: Автором сделан вывод, что научно-технический прогресс оказал огромное влияние на развитие и совершенствование геофизических методов исследования скважин (ГИС). 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.

Современные методы геофизических исследований скважин, при полноте используемого комплекса и знании петрофизических связей между геофизическими и подсчетными параметрами изучаемого геологического объекта, при правильном представлении о типе коллектора и применении геофизически обоснованных способов интерпретации, дают возможность получить надежные данные о свойствах коллекторов месторождений разрабатываемые в сложных промыслово-геологических условиях на поздней стадии разработки. В таких сложных промыслово-геологических условиях необходимо решение очень важных задач об изучаемом коллекторе для дальнейшего увеличения добычи углеводородов.

Работа написана простым, доступным языком, оформлена грамотно, все использованные материалы подтверждены опубликованными литературными данными.

Оценка работы:

Магистерская диссертацию Сламбек Нурастаны на тему «Роль геофизических исследований скважин при освоении верхнепалеозойских нефтеносных залежей месторождений Южно-Тургайской впадины», представленную на соискание учёной степени магистра по специальности: 7М07105 – «Нефтегазовая и рудная Геофизика», соответствует требованиям, и рекомендуется к защите с» оценкой (95%), а ее автору

Министерство образования и науки Республики Казахстан
Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет
имени К.И. Сатпаева

присвоение академической степень магистра технических наук по специальности: 7М07105 – «Нефтегазовая и рудная Геофизика».

Рецензент:

Кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник РГП «Национальный центр по комплексной переработке минерального сырья Республики Казахстан»


Ахметов Ермек Мауленович

15 января 2024 г.





10-15 APRIL 2023

**INTERNATIONAL
SCIENTIFIC-PRACTICAL
JOURNAL**

XIX GLOBAL SCIENCE

**AND INNOVATIONS 2023:
CENTRAL ASIA**



Astana, Kazakhstan



**ОБЪЕДИНЕНИЕ ЮРИДИЧЕСКИХ ЛИЦ
В ФОРМЕ АССОЦИАЦИИ
«ОБЩЕНАЦИОНАЛЬНОЕ ДВИЖЕНИЕ «БОБЕК»
КОНГРЕСС УЧЕНЫХ КАЗАХСТАНА**

ISSN 2664-2271



НАУЧНАЯ ЭЛЕКТРОННАЯ
БИБЛИОТЕКА
eLIBRARY.RU

РИНЦ



**«ГЛОБАЛЬНАЯ НАУКА И ИННОВАЦИЯ 2023:
ЦЕНТРАЛЬНАЯ АЗИЯ»**

**№ 1(19). АПРЕЛЬ 2023
СЕРИЯ «ЭКОЛОГИЯ / НАУКИ О ЗЕМЛЕ»
Журнал основан в 2018 г.**

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Е. Абиев, PhD (Казахстан)
Ж.Малибек, профессор (Казахстан)
Ж.Н.Калиев к.п.н. (Казахстан)
Лю Дэмин (Китай),
Е.Л. Стычева, Т.Г. Борисов (Россия)
Чембарисов Э.И. д.г.н., профессор (Узбекистан)
Салимова Б.Д. к.т.н., доцент (Узбекистан)
Худайкулов Р.М. PhD, доцент (Узбекистан)
Заместители главного редактора: Е. Ешим (Казахстан)

АСТАНА – 2023

© ОЮЛ в форме ассоциации
«Общенациональное движение «Бобек», 2022





CONSOLIDATION OF LEGAL ENTITIES IN THE FORM OF
AN ASSOCIATION «NATIONAL MOVEMENT «BOBEK»
CONGRESS OF SCIENTISTS OF KAZAKHSTAN

ISSN 2664-2271



BOBEK



НАУЧНАЯ ЭЛЕКТРОННАЯ
БИБЛИОТЕКА

eLIBRARY.RU

РИНЦ



«GLOBAL SCIENCE AND INNOVATIONS 2023:
CENTRAL ASIA»

No. 1(19). APRIL 2023

SERIES "ECOLOGY / EARTH SCIENCES"

The journal was founded in 2018.

CHIEF EDITOR:

E. Abiev, PhD (Kazakhstan)

J. Malibek, professor (Kazakhstan)

Zh.N. Kaliev, candidate of pedagogical sciences (Kazakhstan)

Liu Deming (China),

E.L. Stycheva, T.G. Borisov (Russia)

Chembarisov E.I. Doctor of Geographical Sciences, Professor (Uzbekistan)

Salimova B.D. Ph.D., associate professor (Uzbekistan)

Khudaykulov R.M. PhD, associate professor (Uzbekistan)

Deputy chief editors: Y. Yeshim (Kazakhstan)

ASTANA – 2023

Consolidation of legal entities in the form of an
association «National Movement «Bobek», 20222





ҚҰМКӨЛ КЕН ОРНЫ КОЛЛЕКТОРЛАРЫНЫҢ ҚАСИЕТТЕРІН БӨЛУ ЖӘНЕ
БАҒАЛАУ БОЙЫНША ҰҢҒЫМАЛАРДЫ
КЕШЕНДІ ЗЕРТТЕУ

Сламбек Нұрастана Қайратұлы,
Шынли Нұрболат
Satbayev University магистранттары
Ғылыми жетекшісі-Истекова Сара Аманжолқызы
Алматы, Қазақстан

Аңдатпа. Бұл жұмыста жаңа терең ұңғымаларды бұрғылау негізінде Құмкөл кен орны коллекторларының қасиеттерін бөлу және бағалау бойынша ұңғымаларды кешенді зерттеу мәселелері қаралды. Геофизикалық зерттеулердің рөлі және бор мен юра өнімді горизонттарындағы негізгі петрофизикалық талдаудың нәтижелері көрсетілген. Нәтижесінде жаңа коллекторлар анықталды, қорларды есептеу және Құмкөл кен орнын игеруді негіздеу үшін қосымша параметрлер алынды.

Кілт сөздер: геофизикалық зерттеулер, ұңғымалар, интерпретация, коллектор, каротаждық диаграммалар, керн, Құмкөл кен орны.

Кіріспе. Өнімді қабаттардың пайда болуының геологиялық жағдайлары және көмірсутек кен орындарындағы өзекті зерттеумен бірге ұңғымалардың геофизикалық зерттеулерін (ҰГЗ) түсіндірудің дәстүрлі технологиялары өнімді коллекторларды оқшаулау және бағалау мәселелерін сенімді шешуге мүмкіндік береді. Орындалған зерттеулердің өзектілігі ұңғымалардың геофизикалық зерттеулерінің (ҰГЗ) және негізгі лабораториялық зерттеулердің деректерін кешенді талдау нәтижелерін пайдалану арқылы алынатын мұнай қорларын бағалаудың дәлдігін арттырумен анықталады. Петрофизикалық және сұзусыйымдылық қасиеттерінің (ССҚ) өзгеру заңдылықтарын модельдеу, өз кезегінде мұнай алу коэффициентін арттыруға мүмкіндік береді.

Зерттеу әдістемесі. Құмкөл кен орны Ақшабұлақ және Сарылан грабендерін Арысқұм иілісі синклиналиімен бөлетін Сорбұлақ горст-антиклиналының Оңтүстік су асты бөлігінде орналасқан. Құмкөл кен орнының кесіндісі ерте протерозой жасындағы іргетастың тозған (өзгеріске ұшыраған) беткейінде жатқан мезокайнозой шөгінділерімен қарастырылады [1].

Бұл аумақта төменгі неоком және жоғарғы юра шөгінділері мұнай-газды болып табылады. Төменгі неокомиялық шөгінділерде Арысқұм горизонты құрамында екі өнімді М-I және М-II горизонттары болып бөлінеді, олар ҰГЗ мәліметтері бойынша жақсы ерекшеленеді. Юра шөгінділерінде Ю-I және Ю-II, Ю-III және Ю-IV өнімді горизонттары ерекшеленеді [2].

Құмкөл кен орнының өнімді кешендерінің геологиялық құрылымын егжей-тегжейлі зерттеу үшін әр жылдары 200-ден астам ұңғымада жүргізілген Ұңғымаларды геофизикалық зерттеу (ҰГЗ) кеңінен қолданылады. Интерпретацияға арналған кірістер - GR (ГК), SP (ПС), DTP (АК), RHOV (ГГКП) және т.б қисықтар жиынтықтарынан тұрды. Интерпретация нәтижесінде VCL сазды қисығы және нормаланған GR(ГК) қисығы алынды. Кен орнын барлау, алдын ала барлау және пайдалану кезеңдеріндегі петрофизикалық сандық интерпретация "IP" бағдарламалық қамтамасыз етуді пайдалана отырып, кейіннен Құмкөл кен орны бойынша тұрақтыларды қабаттарға біріктіру арқылы нүктелік режимде жүргізілді. Коллекторларды оқшаулау жүргізілген зерттеулердің барлық кешенін қолдана отырып жүргізілді [3]:

- ГК амплитудасының төмендеуі және





- негізгі жыныстарға қатысты НК-ды арттыру,
- номиналды диаметрі;
- сулы қабаттарға қарсы көрінерлік кедергіні (КС) төмендету және
- негізгі жыныстарға қатысты мұнай қабаттарына қарсы ұлғайту.

Коллекторларға қатысты тығыз қабаттарға тән белгілері бұл - қарсылық әдістерінің қисықтарындағы қарсылық мәндерінің - БК, ИҚ, МБК, МКЗ жоғарылауы, нейтрондық және тығыздықтағы каротаж қисықтарындағы мәндердің жоғарылауы, АҚ диаграммаларындағы қозғалу уақытының төмендеуі. Сазды жыныстар мынадай дәстүрлі белгілермен ерекшеленеді: ГК диаграммаларындағы жоғары мәндер, НК-да төмен, ұңғыманың диаметрі жиі ұлғаяды. Коллекторларды өнімді және сулы зондтарға бөлу БК, МБК зондтары және ИҚ өткізгіштік диаграммалары бойынша жүргізілді (1-сурет):

Геофизикалық деректерді түсіндіру барысында геологиялық-технологиялық зерттеулердің (ГТЗ) нәтижелері бойынша ақпарат қарастырылды: шламды сипаттау және газ каротажын жазу.

Коллекторлардың саз көлемін анықтау гамма әдісінің мәліметтері бойынша жүргізілді. Фондық компоненттің үлесін болдырмау және аппараттық факторлардың әсерін азайту үшін гамма-сәулелік каротаж көрсеткіштері кос айырмашылық параметрі ретінде қолданылды [4,5]:

$$\Delta I\gamma = (I\gamma_{nl} - I\gamma_{min}) / (I\gamma_{max} - I\gamma_{min}), \quad I\gamma_{nl}, I\gamma_{max}, I\gamma_{min}.$$

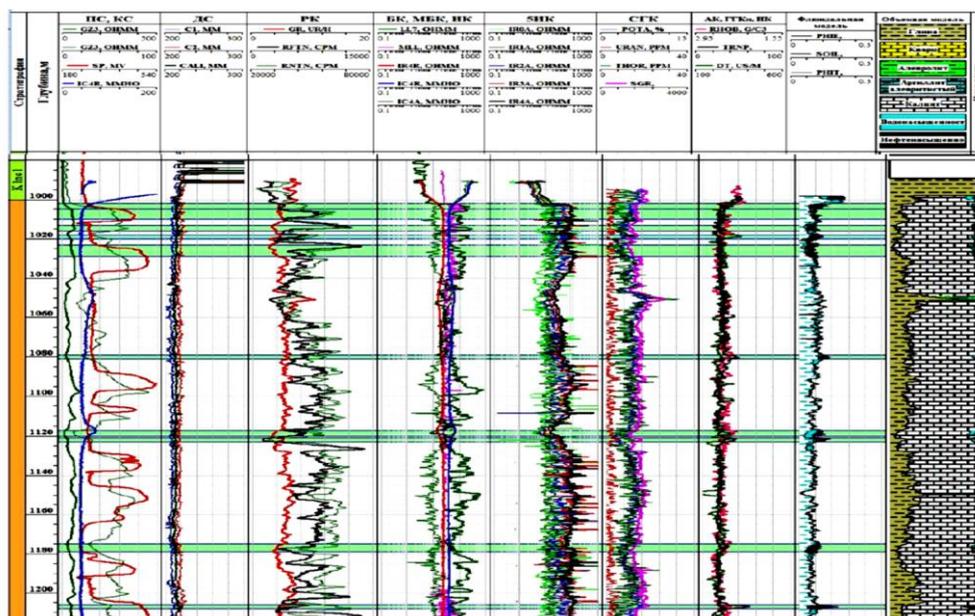
мұндағы

интерпретацияланған қабатқа және тірек қабаттарына қарсы гамма-сәулелену қарқындылығы-тығыздалған қабаттар бойынша максималды амплитудасы және өнімді горизонттарды бөлетін саздар бойынша минималды амплитудасы. Көлемді сазды есептеу үшін В. Н.Ларионов формуласы қолданылды [6,7].

ҮГЗ кеуектілік коэффициенті нейтронды, акустикалық және тығыздықты каротаж арқылы анықталды. Қабылданған ашық кеуектіліктің үш әдісі арасындағы орташа мәнді немесе көбірек сипаттағы интерпретацияланған қабат алынады.

Мұнай-газдың қанығу коэффициенті петрофизикалық байланыстарға негізделген Дахнов-Арчи теңдеуі бойынша анықталды (1-кесте):

$$Pn = \frac{a}{Kn^m} \quad \text{н} \quad Pn = \frac{b}{K\theta^n}$$



1-сурет - коллекторларды белгілеу (фрагмент, 1-ұңғыма бойынша интерпретация нәтижелері.





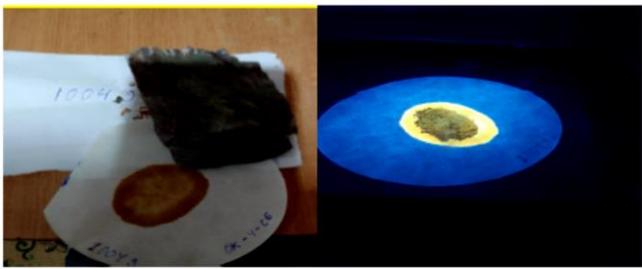
Горизонт	$P_n=f(Kn^m)$	$P_n=f(Ke^n)$
<i>K1nc</i>	$P_n=Kn^{-1,57}$	$P_n=Ke^{-1,94}$
<i>Pz-1</i>	$P_n=Kn^{-2}$	$P_n=Ke^{-2}$

1-кесте-петрофизикалық коэффициенттер

Судың қанығу коэффициенті $P_n = \rho_p / \rho_{vp}$ қанығу параметрі арқылы есептелді, интерпретацияланған қабаттың (ρ_p) кедергісінің осы қабаттың кедергісіне қатынасы ретінде 100% су қанықтылығымен (ρ_{vp}) анықталады. Интерпретацияланған қабаттың (ρ_p) кедергісі БК және ИК материалдары бойынша анықталды. Минералдану мен температураға байланысты NaCl ерітіндісінің меншікті кедергісін анықтау номограммасынан табылғаны, бұл қабат жағдайындағы қабат суының кедергісі. Қабат суының кедергісі Қызылқия СЗ кен орнына ұқсас 50,0°С температурада, ρ_{vp} - 0,06 Омм болып қабылданды.

Мұнай мен газдың қанықтылығын анықтау мына формула бойынша жүзеге асырылды: $K_{ng} = 1 - K_e$

Ұңғымааралық кеңістіктегі гетерогенділікті зерттеу үшін Құмкөл құрылымын әртүрлі бағытта қиып өтетін ұңғымалар сызығы бойынша корреляция сызбалары салынған. Жаңадан бұрғыланған ұңғымалар бойынша соңғы қималар ҰГЗ деректерін кешенді талдау, геоло - технологиялық зерттеулерді орындау процесінде шлам бойынша қиманы зерттеу және кернді зерттеу нәтижелері бойынша алынды. Керн үлгілері бойынша мұнай-газ аралықтарын анықтау мақсатында люминесцентті битуминологиялық талдау (ЛБА) жүргізілді (2-сурет).

№	Глубина (м)	Фото образца керн
1	1004,9м	
Описание керн		Аргиллиты серые, темно-серые, слоистые, спритуализованные, крепкие, массивные, плотные, местами средне крепкие до крепких. по трещинам видны проявления нефти. Присутствует слабый запах УВ. Кальцит-0%. Долomit-0%. ЛБА- ОК-4-СБ.

2-сурет-негізгі зерттеу нәтижелері

PZ стратиграфиялық шекарасы (сұр, қою сұр, пелит, ламинатталған, пиритизацияланған, күшті, кварцит қосындылары бар, ақ кристалды массивті, тығыз, кейде орташа күшті, жарықтар күшті, мұнай көріністері байқалады) аргиллиттермен және ГАЗ деректерімен ұсынылған шламның сипаттамасы негізінде ерекшеленеді.

Зерттеу нәтижелері. Зерттеу нәтижелерін талдау, өз кезегінде Құмкөл кен орнында төменгі неоком және жоғарғы юра шөгінділері мұнай-газ болып табылатынын көрсетті.

Төменгі неокомдық шөгінділерде Арысқұм горизонты құрамында екі өнімді М-I және М-II горизонттар ерекшеленеді, олар жақсы корреляцияланған және ҰГЗ мәліметтері бойынша бірден айырықшалады. Қабаттың тиімді мұнаймен қаныққан қалыңдығының





мәні 0.6-дан 16.7 м-ге дейін ауытқиды және орташа есеппен 7.1 м-ді құрайды. Ұңғымалардағы кеуектіліктің орташа өлшенген мәндері ҰГЗ интерпретациясы бойынша 0.19-дан 0.33-ке дейін өзгереді және орташа есеппен 0.272-ге тең. Негізгі лабораториялық зерттеулерге сәйкес кеуектілік 0.251 орташа мәнінде, 0.19-0.32 аралығында өзгереді. Мұнайдың қанықтылығы 0.53 – 0.77 аралығында, орташа мәні 0.646. Негізгі талдаулар бойынша өткізгіштік 0.005-тен 5.29 мкм²-ге дейін, ҰГЗ интерпретациясы бойынша 1.308 мкм² орташа мәні 0.048-ден 6.0 мкм²-ге дейін, өткізгіштігінің орташа мәні 1.607 мкм², гидродинамикалық зерттеулер бойынша 0.130-дан 4.218 мкм²-ге дейін, орташа мәні 0.965 мкм²-ге дейін өзгереді.

Құмкөл кен орнындағы Ю-I, Ю-II горизонттарында газ "қақпағы" бар мұнай шоғыры және мұнай мен газ қорлары бойынша негізгі пайдалану объектілері болып табылады. Кен орындары мұнайдың ең үлкен көлеміне ие. Коллекторлардың тиімді қалыңдығының мәндері 2.7 – 24.7 м аралығында өзгереді және орташа есеппен 13.8 м-ге тең. Тұтастай алғанда, объект бойынша мұнайға қаныққан қалыңдықтар 0.6-дан 23.7-ге дейін өзгереді және орташа есеппен 9.6 м-ге тең. Ұңғымалар бойынша кеуектіліктің орташа өлшенген мәндері ҰГЗ деректері бойынша 0.16-дан 0.385-ке дейін өзгереді және орташа есеппен 0.238 құрайды. Керн мәліметтері бойынша негізгі лабораториялық зерттеулерге сәйкес кеуектілік 0.16 – 0.34 аралығында өзгереді және орташа есеппен 0.233 құрайды. Объект бойынша мұнай қанықтылығы 0.45-тен 0.9-ға дейін өзгереді және орташа есеппен 0.68-ге тең, коллекторлардың газ қанықтылығы 0.59-дан 0.89-ға дейін өзгереді және орташа есеппен 0.71-ге тең. Негізгі керн талдаулары бойынша II объектінің қабат-коллекторларының өткізгіштігі 0.003 – 5.79 мкм² аралықта өзгереді және орта есеппен 0.53 мкм² – ге тең, ҰГЗ интерпретациясы бойынша 0.004 – 6.0 мкм² және орта есеппен 0.814 мкм², гидродинамикалық зерттеулер бойынша өзгеріс интервалы 0.014-0.994 мкм², орта есеппен 0.208 мкм² құрайды.

Жалпы алғанда, кешенді зерттеулердің нәтижелері: бұрғылау, ұңғымаларды гидродинамикалық және геофизикалық әдістермен зерттеу, тау жыныстарының-коллекторлар мен оларды қанықтыратын сұйықтықтардың сүзу сыйымдылық қасиеттерін зерттеу, өнімді қабаттар мен көкжиектерді сынау геологиялық құрылымды толық зерттеуге, жаңа өнімді көкжиектерді анықтауға, Құмкөл құрылымының кен орындарындағы қорларды есептеу және кен орындарын игеру үшін қосымша параметрлер алуға мүмкіндік берді.

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ:

1. Геология СССР. Западный Казахстан. Том 21, Москва, «Недра», 1970 г.
2. Месторождения нефти и газа Казахстана: Справочник под ред. Э.С. Воцалевского, Б.М. Куандыкова, З.Е. Булекбаева и др. - М.: Недра, 1993.
3. Меркулов В.П., Краснощекова Л.А. Исследование пространственной литолого-петрофизической неоднородности продуктивных коллекторов месторождений нефти и газа. Изв. ТПУ, т. 305, вып. 6, Томск 2002 - С. 296 - 304.
4. Istekova S.A., Baidautetova A.A., Mussayev R.A. Log Appliance in Detection of the Sequence Stratigraphic Zones and Facies Analysis of the Sediments - Kumkol Deposit, Kazakhstan - As a Case Study. EAGE, KazGeo 2012. Info: Extended abstract, PDF (2.05Mb).
5. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. М. РГУ НГ, 2001 - 229 с.
6. The Geological Interpretation of Well Logs. Malcolm Rider. 2006. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами. /Под ред. В.И.Горояна. М.: ВНИГНИ, 1978 - 396 с.
7. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин. М.: Недра, 2001 - 220 с.





СОДЕРЖАНИЕ
CONTENT

ЕРМЕКБАЕВ АРМАН, БЕКТЕМИРОВА ТАТЬЯНА ВИКТОРОВНА (КАРАГАНДА, КАЗАХСТАН) ВЛИЯНИЕ КИСЛОТНОСТИ ВОДЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЦЕССА ФОТОСИНТЕЗА ВОДОРΟΣЛЕЙ, РОДА ЭЛОДЕЯ	3
BEISEMBI ABULKHAKIM TORYEKHANOVICH (ALMATY, KAZAKHSTAN) ALMATY'S ENVIRONMENTAL ISSUE	6
КАУАЗОВ АЗАМАТ МАРАТОВИЧ (АЛМАТЫ, КАЗАХСТАН) ПРИМЕНЕНИЕ СПУТНИКОВЫХ И ГЕОПРОСТРАНСТВЕННЫХ ДАННЫХ В ОБРАЗОВАТЕЛЬНОМ ПРОЦЕССЕ ПРИ ОБУЧЕНИИ СПУТНИКОВОЙ, СИНОПТИЧЕСКОЙ И АГРОМЕТЕОРОЛОГИИ	8
ДОСАЙБЕКОВОЙ САМАЛ КЕНЖЕБЕКОВНА, ДАЛЕБАЕВА ЖАНЫЛ АБИЛКАНҚЫЗЫ (АЛМАТЫ, КАЗАХСТАН) СОЛТҮСТІК ТЯНЬ-ШАНЬ АУМАҒЫНДАҒЫ СЕЙСМИКАЛЫҚ МОНИТОРИНГТІҢ ТҮРАҚТЫ ЖЕЛІСІНІҢ БАҚЫЛАУ НӘТИЖЕЛЕРІН ТАЛДАУ	12
KYDYRBEKOVA ALIYA (ASTANA, KAZAKHSTAN) SITE INVESTIGATION AND MAPPING OF GROUNDWATER POTENTIAL ZONES	17
СЛАМБЕК НҮРАСТАНА ҚАЙРАТҰЛЫ, ШЫНЛИ НҮРБОЛАТ (АЛМАТЫ, ҚАЗАҚСТАН) ҚҰМКӨЛ КЕН ОРНЫ КОЛЛЕКТОРЛАРЫНЫҢ ҚАСИЕТТЕРІН БӨЛУ ЖӘНЕ БАҒАЛАУ БОЙЫНША ҰҢҒЫМАЛАРДЫ КЕШЕНДІ ЗЕРТТЕУ	21
АЛАХВЕРДИЕВА САБИНА, МАКСАТОВ САНЖАР БЕКЕНҰЛЫ (АКТОБЕ, КАЗАХСТАН) ЗНАЧЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ BIOTEХНОЛОГИЙ В РЕШЕНИИ ГЛОБАЛЬНЫХ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ	25
ДӘУКЕНОВА БИБИГУЛЬ СЕРІКҚЫЗЫ (ӨСКЕМЕН, ҚАЗАҚСТАН) ШЫҒЫС ҚАЗАҚСТАН ОБЛЫСЫНЫҢ ӨНДІРІСТІК АЙМАҚТАРЫНДАҒЫ АТМОСФЕРАЛЫҚ АУАНЫҢ ҚАЗІРГІ ЖАҒДАЙЫ	29
НУРУШЕВ МУРАТ ЖУСЫПБЕКОВИЧ, ДӘРІБАЙ ТЕМІРБАЙ ОҚАСҰЛЫ (АСТАНА, КАЗАХСТАН) О ПРОЕКТЕ ПО СПАСЕНИЮ ПОПУЛЯЦИИ САЙГИ (<i>SAIGA TATARICA</i>) В КАЗАХСТАНЕ	33
СҮЛЕЙМЕНОВА ЖАЗИРА СЕНБЕКҚЫЗЫ (ҚЫЗЫЛОРДА, ҚАЗАҚСТАН) КЕН ОРНЫНЫҢ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ БЛОГЫН ЖЕРАСТЫ ҰҢҒЫМАЛЫҚ ШАЙМАЛАУ ӨДІСІМЕН ПЫСЫҚТАУ	37
TOLEGENOVA SHATTUK (ALMATY, KAZAKHSTAN) THE PROBLEM OF DESERTIFICATION IN KAZAKHSTAN	41
ШПАКОВА ДАРЬЯ АЛЕКСАНДРОВНА, МИКУЛИЧ ЕЛЕНА АНАТОЛЬЕВНА, МУЗЫКИН ВИКТОР ПАВЛОВИЧ, РЫЖОВА ВАЛЕРИЯ КОНСТАНТИНОВНА (МИНСК, РЕСПУБЛИКА БЕЛАРУСЬ) ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ВОДОЕМОВ Г. МИНСК (НА ПРИМЕРЕ ВОДОЕМОВ В ВОДОСБОРНОМ БАССЕЙНЕ КАНАЛА СЛЕПЯНСКОЙ ВОДНОЙ СИСТЕМЫ)	43
ҒҰБАЙДОЛЛИНА ЖАНСАЯ НАРИМАНҚЫЗЫ (АҚТӨБЕ, ҚАЗАҚСТАН) КЛИМАТТЫҢ ӨЗГЕРУІ ЖӘНЕ ОНЫҢ ҚАУПТІ САЛДАРЫ	48
КИРГИЗБЕКОВА С.С., БЕКЕНОВА БАЯН НЫҒМЕТҚЫЗЫ (АЛМАТЫ, КАЗАХСТАН) ЭКО-ДИЗАЙН КАК НАПРАВЛЕНИЕ В СОВРЕМЕННОМ ДИЗАЙНЕ.....	52
ТОҚТАРБЕК ДІЛНАЗ ТОҚТАРБЕКҚЫЗЫ, АҚЫЛҚАНҚЫЗЫ АЙНАГҰЛ, АБДУҒАЛИЕВА ГҰЛЬЖАН ЮСУПХАНОВНА (УСТЬ-КАМЕНОГОРСК, КАЗАХСТАН) ОСОБЕННОСТИ ТРАВМАТИЗМА В МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ.....	55





ШАРИПОВА САНОАТ ВОСИДОВНА, ЭРГАШЕВА НОДИРА ВОСИДОВНА, БАРОТОВ ААЗИМЧОН АХМАДЧОНОВИЧ, ШАРИПОВА МАФТУНА МАНСУРЧОНОВНА (ХУДЖАНД, ТАДЖИКИСТАН) ГЛОБАЛЬНЫЕ ИНИЦИАТИВЫ ТАДЖИКИСТАНА ПО ЗАЩИТЕ ЛЕДНИКОВ КАК ФАКТОР УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ 59

ШАРИПОВА САНОАТ ВОСИДОВНА, БОИСОВ НОЗИМДЖОН НАИМОВИЧ, ХАКИМХОЧАЕВА МУХАЙЁ АБДУҒАФУРОВНА (ХУДЖАНД, ТАДЖИКИСТАН) ЗАЩИТА ЛЕДНИКОВ И ЕЕ ОСНОВНАЯ СУТЬ 61





Научное издание

МАТЕРИАЛЫ
Международного научно-методического
журнала
**«GLOBAL SCIENCE AND INNOVATIONS 2023:
CENTRAL ASIA»**

Сборник научных статей
Ответственный редактор – Е. Абиев
Технический редактор – Е. Ешим

Подписано в печать 20.04.2023
Формат 190x270. Бумага офсетная. Печать СР
Усл. печ. л. 25 п.л. Тираж 10 экз.





SATBAYEV
UNIVERSITY



СӘТБАЕВ ОҚУЛАРЫ
САТПАЕВСКИЕ ЧТЕНИЯ
SATBAYEV CONFERENCE

INTERNATIONAL SATBAYEV
CONFERENCE 2023
«Ғылым және технологиялар: идеядан
өндіріске ендіруге дейін» халықаралық
конференцияның еңбектері



Proceedings of the
INTERNATIONAL SATBAYEV
CONFERENCE 2023
«Science and technology:
From idea to implementation»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ МИНИСТРЛІГІ
Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Казахский национальный исследовательский технический университет им. К.И. Сатпаева

MINISTRY OF SCIENCE AND HIGHER EDUCATION OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN
Kazakh National Research Technical University named after K.I. Satpayev

«INTERNATIONAL SATBAYEV CONFERENCE 2023
(Сәтбаев Оқулары-2023).

ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ТЕХНОЛОГИЯЛАР: ИДЕЯДАН
ӨНДІРІСКЕ ЕНДІРУГЕ ДЕЙІН

халықаралық ғылыми – практикалық конференцияның

ЕҢБЕКТЕРІ

12 сәуір 2023 ж.

II Том

ТРУДЫ

Международной научно-практической конференции

«INTERNATIONAL SATBAYEV CONFERENCE 2023
(Сатпаевские Чтения – 2023).

НАУКА И ТЕХНОЛОГИИ: ОТ ИДЕИ ДО ВНЕДРЕНИЯ
12 апреля 2023 г.

Том II

PROCEEDING

International scientific and practical conference

«INTERNATIONAL SATBAYEV CONFERENCE 2023
(Satbayev Conference - 2023).

SCIENCE AND TECHNOLOGY: FROM IDEA TO IMPLEMENTATION
12 april 2023

Volume II

Алматы 2023

УДК 001+62
ББК 72+30
I-10

Труды Международной научно-практической конференции «INTERNATIONAL SATBAYEV CONFERENCE 2023 (Сатпаевские Чтения – 2023). Наука и технологии: от идеи до внедрения».

- | | | |
|--------------------------|---|--|
| Шокпаров А.Ж. | – | Член Правления - Проректор по науке и международному сотрудничеству, председатель |
| Бактыгали Ж.К. | – | Директор Департамента науки, |
| Буршукова Г.А. | – | Руководитель Отдела публикационной активности и научных изданий |
| Сыздыков А.Х. | – | Директор Института геологии и нефтегазового дела |
| Рысбеков К.Б. | – | Директор Горно-металлургического института |
| Ускенбаева Р.К. | – | Директор Института автоматизации и информационных технологий |
| Елемесов К.К. | – | Директор Института энергетики и машиностроения |
| Куспангалиев Б.У. | – | Директор Института архитектуры и строительства |
| Амралинова Б.Б. | – | Директор Института управления проектами |
| Узбаева Б.Ж. | – | Директор Научной библиотеки |

«INTERNATIONAL SATBAYEV CONFERENCE 2023 (Сәтбаев окулары-2023). Ғылым және технологиялар: идеядан өндіріске ендіруге дейін» = «INTERNATIONAL SATBAYEV CONFERENCE 2023 (Сатпаевские чтения -2023). Наука и технологии: от идеи до внедрения» = «INTERNATIONAL SATBAYEV CONFERENCE 2023 (Satbayev Conference - 2023). Science and technology: from idea to implementation»: Материалы Международной научно-практической конференции – Алматы: КазННТУ, 2023.-Том 2.- 717 с. – Англ., каз., рус

ISBN 978-601-323-378-9

В сборнике рассматриваются результаты научных исследований в следующих направлениях: Научно-инновационная концепция развития ГК Казахстана; Вызовы и возможности трансформации ключевых секторов в новых реалиях; Компьютерные науки, инженерия и информационные технологии: от теории к приложениям; Освоение и внедрение инновационных технологий в строительстве гражданских и транспортных сооружений; Инновационные тенденции развития в области машиностроения и энергетики; Современные тенденции развития социально-гуманитарных и экономических наук.

ISBN 978-601-323-378-9
ISBN 978-601-323-373-4

© КазННТУ им. К.И. Сатпаева

EDITORIAL TEAM

Abzhaparov Kuanysh	–	Satbayev University, <i>Kazakhstan</i>
Akhmetov Daniyar	–	Satbayev University, <i>Kazakhstan</i>
Akhmetkaliyeva Sandygul	–	Al-farabi Kazakh National University, <i>Kazakhstan</i>
Antoni Alfonz	–	Metropolitan University, <i>Hungary</i>
Atakulov Laziz	–	Navoi State Mining Institute, <i>Uzbekistan</i>
Awwad Talal	–	St. Petersburg State Transport University, <i>Russia</i>
Barmenshinova Madina	–	Satbayev University, <i>Kazakhstan</i>
Berezhnova Elena	–	Moscow State Institute of International Relations, <i>Russia</i>
Begaliev Ulugbek	–	International University of Innovation Technologies, <i>Kyrgyzstan</i>
Berillo Dmitriy	–	Satbayev University, <i>Kazakhstan</i>
Bodin Oleg	–	Penza State Technological University, <i>Russia</i>
Drljača Branko	–	University of Pristina, <i>Serbia</i>
Duczmal-Czernikiewicz Agata	–	Adam Mickiewicz University, <i>Poland</i>
Efendiyev Galib	–	Azerbaijan National Academy of Sciences, <i>Azerbaijan</i>
Gnatyuk Sergiy	–	National Aviation University, <i>Ukraine</i>
Insepov Zinetula	–	Purdue University, <i>USA</i>
Karaivanov Dimitar	–	University of Chemical Technology and Metallurgy, <i>Bulgaria</i>
Kaplan Valery	–	Weizmann Institute of Science, <i>Israel</i>
Kossalbayev Bekzhan	–	Satbayev University, <i>Kazakhstan</i>
Khutoryanskiy Vitaliy	–	University of Reading, <i>United Kingdom</i>
Kumar Ravinder Harish	–	Lovely Professional University, <i>India</i>
Levin Eugene	–	Michigan Technological University, <i>USA</i>
Lozinsky Vasily	–	National TU Dnipro Polytechnic, <i>Ukraine</i>
Mirlas Vladimir	–	Ariel University, <i>Israel</i>
Muthu Manokar	–	B.S.Abdur Rahman University, <i>India</i>
Athikesavan		
Nurgaliyeva Zhanna	–	Esil University, <i>Kazakhstan</i>
Ongar Bulbul	–	Satbayev University, <i>Kazakhstan</i>
Ozhikenov Kassymbek	–	Satbayev University, <i>Kazakhstan</i>
Popov Pavel	–	Volgograd State University, <i>Russia</i>
Romanovskij Valerij	–	Univerza v Mariboru, <i>Slovenia</i>
Schurch Thomas	–	Clemson University, <i>USA</i>
Statsenko Larissa	–	University of South Australia, <i>Australia</i>
Stolpovskikh Ivan	–	Satbayev University, <i>Kazakhstan</i>
Sudakov Andrii	–	National TU Dnipro Polytechnic, <i>Ukraine</i>
Tagliabue Lavinia Chiara	–	University of Turin, <i>Italy</i>
Terpilowski Konrad	–	Maria Curie-Sklodowska University, <i>Poland</i>
Tkach Evgeniya	–	Moscow State University of Civil Engineering, <i>Russia</i>
Wark Michael	–	Universität Oldenburg, <i>Germany</i>
Wójcik Waldemar	–	Politechnika Lubelska, <i>Poland</i>
Yussupov Khalidilla	–	Satbayev University, <i>Kazakhstan</i>
Yusupova Alfiya	–	Kazan Federal University, <i>Russia</i>
Zhuginisov Maratbek	–	Satbayev University, <i>Kazakhstan</i>
Zhubay Orynay	–	Al-farabi Kazakh National University, <i>Kazakhstan</i>

РЕДАКЦИЯ АЛҚАСЫ

- Абжапаров Куаныш Алмабекович** – ҚазҰТЗУ Автоматика и ақпараттық технологиялар институты, *Қазақстан*
- Ахметов Данияр Акбулатович** – ҚазҰТЗУ Сәулет және құрылыс институты, *Қазақстан*
- Ахметкалиева Сандыгуль Кусмановна** – Өл-Фараби Қазақ ұлттық университеті, *Қазақстан*
- Антони Альфонс** – Метрополитан университеті, *Венгрия*
- Атақұлов Лазизжон Нематович** – Навои мемлекеттік тау-кен және технологиялық университеті, *Өзбекістан*
- Аввад Талал** – Санкт-Петербург мемлекеттік байланыс жолдары университеті, *Ресей*
- Барменшинова Мадина Богембаевна** – ҚазҰТЗУ Тау-кен-металлургия институты, *Қазақстан*
- Бережнова Елена Викторовна** – Мәскеу мемлекеттік халықаралық қатынастар институты, *Ресей*
- Бегалиев Улугбек Турдалиевич** – Халықаралық инновациялық технологиялар университеті, *Қырғызстан*
- Берилло Дмитрий Александрович** – ҚазҰТЗУ Геология және мұнай-газ ісі институты, *Қазақстан*
- Бодин Олег Николаевич** – Пенза мемлекеттік технологиялық университеті, *Ресей*
- Дрляч Бранко** – Приштинск университеті, *Сербия*
- Дучмал-Черникевич Агата** – Адам Мицкевич университеті, *Польша*
- Эфендиев Галиб Мамедович** – Ұлттық ғылым академиясы, *Әзірбайджан*
- Гнатюк Сергей Александрович** – Ұлттық авиациялық университеті, *Украина*
- Инсепов Зинетулла Алпысович** – Пурду университеті, *АҚШ*
- Караиванов Димитар Петков** – Химиялық технология және металлургия университеті, *Болгария*
- Каплан Валерий Аронович** – Вейцман атындағы Ғылым институты, *Израиль*
- Косалбаев Бекжан Дүйсенбіұлы** – ҚазҰТЗУ Геология және мұнай-газ ісі институты, *Қазақстан*
- Хуторянский Виталий** – Реддинг университеті, *Ұлы Британия*
- Кумар Равиндер** – Жоғары кәсіби университет, *Үндістан*
- Левин Евгений Леонидович** – Мичиган технологиялық университеті, *АҚШ*
- Лозинский Василий Григорьевич** – "Днепр политехникасы" Ұлттық техникалық университеті, *Украина*
- Мирлас Владимир** – Ариэль университеті, *Израиль*
- Мутху Манокар** – Абдур Рахман университеті, *Үндістан*
- Нурғалиева Жанна Ергалиевна** – Esil University, *Қазақстан*
- Онгар Булбул** – ҚазҰТЗУ Энергетика және машина жасау институты, *Қазақстан*
- Ожикенов Касымбек Адильбекович** – ҚазҰТЗУ Автоматика и ақпараттық технологиялар институты, *Қазақстан*
- Попов Павел Владимирович** – Волгоград мемлекеттік университеті, *Ресей*
- Романовский Валерий** – Марибор университеті, *Словения*
- Черч Томас** – Клемсон университеті, *АҚШ*
- Стаценко Лариса Геннадьевна** – Оңтүстік Австралия университеті, *Австралия*
- Столповских Иван Никитович** – ҚазҰТЗУ Энергетика және машина жасау институты, *Қазақстан*
- Судаков Андрей Константинович** – "Днепр политехникасы" Ұлттық техникалық университеті, *Украина*
- Тальябуэ Лавиния Кьяра** – Турин университеті, *Италия*
- Терпиловски Конрад** – Мария Склодовская-Кюри университеті, *Польша*
- Ткач Евгения Владимировна** – Мәскеу мемлекеттік құрылыс университеті, *Ресей*
- Варк Микаэль** – Олденбург университеті, *Германия*
- Войцик Вальдемар** – Люблин политехникалық университеті, *Польша*
- Юсупов Халидилла Абенович** – ҚазҰТЗУ Тау-кен-металлургия институты, *Қазақстан*
- Юсупова Альфия Шавкетовна** – Казан федералды университеті, *Ресей*
- Жугинисов Маратбек Турабайұлы** – ҚазҰТЗУ Сәулет және құрылыс институты, *Қазақстан*
- Жубай Орынай Сагынғалиевна** – Өл-Фараби Қазақ ұлттық университеті, *Қазақстан*

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

- Абжапаров Куаныш Алмабекович** – Институт автоматике и информационных технологий КазНИТУ, *Казахстан*
- Ахметов Данияр Акбулатович** – Институт архитектуры и строительства КазНИТУ, *Казахстан*
- Ахметкалиева Сандыгуль Кусмановна** – Казахский Национальный университет имени Аль-Фараби, *Казахстан*
- Антони Альфонс** – Метрополитан университет, *Венгрия*
- Атакулов Лазизжон Нематович** – Навоийский государственный горный и технологический университет, *Узбекистан*
- Аввад Талал** – Санкт-Петербургский государственный университет путей сообщения, *Россия*
- Барменшинова Мадина Богембаевна** – Горно-металлургический институт КазНИТУ, *Казахстан*
- Бережнова Елена Викторовна** – Московский государственный институт международных отношений, *Россия*
- Бегалиев Улугбек Турдалиевич** – Международный университет инновационных технологий, *Кыргызстан*
- Берилло Дмитрий Александрович** – Институт геологии и нефтегазового дела КазНИТУ, *Казахстан*
- Бодин Олег Николаевич** – Пензенский государственный технологический университет, *Россия*
- Дрляч Бранко** – Приштинский университет, *Сербия*
- Дучмал-Черникевич Агата** – Университет Адама Мицкевича, *Польша*
- Эфендиев Галиб Мамедович** – Национальная академия наук, *Азербайджан*
- Гнатюк Сергей Александрович** – Национальный авиационный университет, *Украина*
- Инсепов Зинетулла Алпысович** – Университет Пурду, *США*
- Караиванов Димитар Петков** – Университет химической технологии и металлургии, *Болгария*
- Каплан Валерий Аронович** – Научный институт имени Вейцмана, *Израиль*
- Косалбаев Бекжан Дүйсенбіұлы** – Институт геологии и нефтегазового дела КазНИТУ, *Казахстан*
- Хуторянский Виталий** – Университет Рединга, *Великобритания*
- Кумар Равиндер** – Превосходный профессиональный университет, *Индия*
- Левин Евгений Леонидович** – Мичиганский технологический университет, *США*
- Лозинский Василий Григорьевич** – Национальный технический университет «Днепропетровская политехника», *Украина*
- Мирлас Владимир** – Университет Ариэль, *Израиль*
- Мутху Манокар** – Университет Абдур Рахмана, *Индия*
- Нурғалиева Жанна Ергалиевна** – Esil University, *Казахстан*
- Онгар Булбул** – Институт энергетики и машиностроения КазНИТУ, *Казахстан*
- Ожикенов Касымбек Адильбекович** – Институт автоматике и информационных технологий КазНИТУ, *Казахстан*
- Попов Павел Владимирович** – Волжский филиал Волгоградского государственного университета, *Россия*
- Романовский Валерий** – Мариборский университет, *Словения*
- Черч Томас** – Университет Клемсона, *США*
- Стаценко Лариса Геннадьевна** – Университет Южной Австралии, *Австралия*
- Столповских Иван Никитович** – Институт энергетики и машиностроения КазНИТУ, *Казахстан*
- Судаков Андрей Константинович** – Национальный технический университет «Днепропетровская политехника», *Украина*
- Тальябуэ Лавиния Кьяра** – Университет Турина, *Италия*
- Терпиловски Конрад** – Университет Марии Склодовской-Кюри, *Польша*
- Ткач Евгения Владимировна** – Московский государственный строительный университет, *Россия*
- Варк Микаэль** – Олденбургский университет, *Германия*
- Войцик Вальдемар** – Люблинский политехнический университет, *Польша*
- Юсупов Халидилла Абенович** – Горно-металлургический институт КазНИТУ, *Казахстан*
- Юсупова Альфия Шавкетовна** – Казанский федеральный университет, *Россия*
- Жугинисов Маратбек Турабайұлы** – Институт архитектуры и строительства КазНИТУ, *Казахстан*
- Жубай Орынай Сагынғалиевна** – Казахский Национальный университет имени Аль-Фараби, *Казахстан*

CONTENTS

<i>Rash A.</i> "RECONSTRUCTION OF SMALL AND MEDIUM-CAPACITY WATER TREATMENT PLANTS"	5
<i>Bekbotayeva A.A., Dyussetay S.B.</i> PATTERNS OF FORMATION OF GOLD DEPOSITS IN THE NORTH KAZAKHSTAN GOLD ORE PROVINCE.....	10
<i>Bekbotaeva A., Baibatsha A., Shikhov D.</i> GEOLOGY OF SCARN TUNGSTEN DEPOSITS ON AKSORAN DEPOSIT EXAMPLE.....	15
<i>Yelemessova A. K.</i> ON THE CONCEPT OF AN EXPANDING AND PULSATING EARTH.....	20
<i>Nurkaidarova A.N., Abdyrov M.M., Assirbek N.A., Sharapatov A.</i> EFFICIENCY OF ELECTRICAL PROSPECTIVITY DATA IN THE STUDY OF POLYMETAL MINEROUS IN SOUTHERN MUGALZHAR.....	25
<i>Kuznetsov A.A.</i> REGULARITIES OF THE PLACEMENT OF GOLD MINERALIZATION IN THE ORE FIELD OF THE DOLINNOYE DEPOSIT.....	30
<i>Kim A.A.</i> THE IMPACT OF NATURAL AND MAN-MADE PROCESSES OF GROUNDWATER ON THE KYZYLKUM DEPOSIT.....	36
<i>Abetov A.E., Mukanov D.B.</i> JURASSIC RIFTING IN THE PRE-CRETACEOUS HISTORY OF THE GEOLOGICAL EVOLUTION OF THE SOUTH TURGAI SEDIMENTARY BASIN.....	41
<i>Abetov A.E., Yesirkepova Sh.</i> GRAVITATIONAL FIELD TRANSFORMANTS DURING THE EXPLORATION HYDROCARBON FIELDS AT THE SOUTHERN-USTYURT REGION.....	48
<i>Alibekkyzy A., Arshamov Ya.K.</i> GEOLOGICAL AND MINERALOGICAL FEATURES OF THE SEMIZBAY URANIUM ORE DEPOSIT	56
<i>Alpysbai A.Zh.</i> MINERALOGICAL FEATURES OF THE AKDALA HYDROGENIC URANIUM DEPOSIT....	62
<i>Ablesenova Zh., Isayeva L., Serikbaev E., Otar E.</i> PETROPHYSICAL CHARACTERISTICS OF THE AKMAY-QATARI ORE ZONE (CENTRAL KAZAKHSTAN).....	67
<i>Aidarlinov A.A., Mustapayeva S.N.</i> HISTORY OF DEVELOPMENT OF LIFE IN THE EDIACARAN PERIOD.....	72
<i>Ainabekov T.N., Kembayev M.K.</i> EXPLORATION WORK IN THE WESTERN PART OF THE RODNIKOVOYE DEPOSIT.....	76
<i>Amangeldinov A., Zhunusov A.A.</i> PATSHAIYM TAZHIBAYEVA FOUNDER OF LITHOLOGY IN KAZAKHSTAN.....	80
<i>Amantayev A.Q., Nigmatova S.A.</i> THE ROLE OF COPPER-NICKEL DEPOSITS FOR KAZAKHSTAN'S INDUSTRY.....	83
<i>Arystanbekov E.B., Umirova G.K.</i> GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL CRITERIA FOR THE SEARCH FOR SULFIDE MINERALIZATION OF STREAKED-INTERSPERSED MINERALIZATION IN THE CONDITIONS OF THE MAYKAINSKY ORE DISTRICT.....	88
<i>Baqtygalieva N., Abetov A.</i> WELL LOGGING AT THE BAISHONAS OIL FIELD.....	93
<i>Bolatova A.B., Ersultanov A.E., Umirova G.K.</i> EFFICIENCY OF RE-PROCESSING AND REINTERPRETATION OF 3D SEISMIC DATA DUE TO THE CHOICE OF THE CORRECT PROCESSING GRAPH ON THE EXAMPLE OF THE BEZMYANNOYE FIELD.....	100
<i>Akhatkyzy D., Umirova G.K.</i> SOME FEATURES OF STRUCTURAL INTERPRETATION OF CDP 3D SEISMIC DATA UNDER CONDITIONS OF THE BEZMYANNOYE FIELD.....	106

<i>Semerikova D.Yu., Niyazbekova K.A., Asubaeva S.K.</i> UNIQUE MINERALS OF KAMCHATKA.....	113
<i>Данабек М.М., Альжигитова М.М., Ауелхан Е.С.</i> REGIONAL STUDIES AND ASSESSMENT OF THE CURRENT STATE OF DRINKING WATER SUPPLY IN THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN.....	119
<i>Dauletin E.M., Duisenbaev M.A., Bekbotaeva A.A., Yazikov E.G.</i> EVALUATION OF RESERVES OF RARE METALS AND RARE-EARTH METALS ON URANIUM DEPOSITS "SEMIZBAI".....	123
<i>Jalimbayeva N. K., Shalabayev M.M., Penskiy Y.V.</i> LITHOLOGICAL AND PETROGRAPHIC CHARACTERISTICS OF ROCKS OF THE NEW DEPOSIT OF THE KARAZHANBAS FIELD.....	130
<i>Yermaganbetov Y.A., Arshamov Y.K.</i> GEOLOGICAL FEATURES OF THE KYRGAU DEPOSIT.....	136
<i>Muratbayev E.T., Arshamov Y.K.</i> ON SOME TOPICAL ISSUES OF RELATIVE SEA LEVEL CHANGES.....	143
<i>Sailaugaliyev Zh., Zhalgasov R., Assirbek N., Sharapatov A.</i> RESULTS OF GEOPHYSICAL STUDIES OF OIL WELLS OF THE KENKIYAK STRUCTURE.....	149
<i>Zhensebay D., Baysalova A.O.</i> PETROGRAPHIC AND MINERALOGICAL FEATURES OF RARE-EARTH PEGMATITE ROCKS OF THE KALBA-NARYM COMPLEX.....	153
<i>Orazov D.T., Taskynbaev A.B., Isagaliyeva A.K.</i> GEOSTATIC ANALYSIS OF PETROPHYSICAL PROPERTIES OF COMPLEX TERRIGENOUS RESERVOIRS IN THE HYDROCARBON DEPOSITS OF THE CASPIAN BASIN.....	157
<i>Karimbekov T.K., Baibatsha A.B.</i> FEATURES OF GEOLOGY AND METALLOGENY OF THE BOZSHAKOL VOLCANO-PLUTONIC BELT.....	163
<i>Katrenov Z., Abetov A., Meng Z., Jiang T.</i> INNOVATIVE METHODS FOR ACQUISITION AND PROCESSING SEISMIC DATA.....	168
<i>Abetov A., Kudaibergenova S.</i> GEODYNAMIC RISKS FACTORS STUDY ON THE EXAMPLE OF A HYDROCARBON FIELD IN WESTERN KAZAKHSTAN.....	175
<i>Kydyrgazhi K.S.</i> RESERVOIR PROPERTIES OF THE LAYERS OF THE PRODUCTIVE JURASSIC OIL AND GAS HORIZON AT THE KONYS FIELD.....	180
<i>Mavlyudov A., Omarova G.M.</i> USING QA/QC QUALITY CONTROL TECHNIQUES IN LABORATORY WORKS BASED ON THE EXPERIENCE OF LACUS MINING COMPANY.....	186
<i>Matayeva M., Umirova G.K.</i> GEODYNAMIC MONITORING AND FACTORS INFLUENCING TECHNOGENIC GEODYNAMIC CHANGES.....	194
<i>Shynli N.</i> THE RELEVANCE OF CREATING A GEOLOGICAL MODEL AND USING GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL INFORMATION TO CALCULATE THE RESERVES OF OIL AND GAS FIELDS.....	199
<i>Mukhamediyarova N., Nigmatova S.</i> PALEO GEOGRAPHIC SITUATION IN CENTRAL KAZAKHSTAN IN CENOZOIC DEPOSITS.....	205
<i>Нурлан А.Е.</i> MODERN METHODS OF USING GIS TO SOLVE THE EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF OIL FIELDS.....	211
<i>Nursultanov D.A., Bekmukhametova Z.A.</i> THE PHENOMENON OF ORE GIANTS OF THE BASITE-ULTRABASITE ASSOCIATION OF THE BUSHVELD SOLID MASS OF PLATFORM AREAS AND THE KEMPIRSAY SOLID MASS OF FOLDED AREAS.....	216

<i>Askaruly O., Mendybaev T. B., Saduov A. B., Sharapatov A.</i>	
RESULTS OF COMPREHENSIVE EXAMINATION OF GRAVI-MAGNETIC AND GEOCHEMICAL DATA OF COPPER AREAS OF MARE-BESOBA.....	222
<i>Usenbekova S.A.</i>	
ANALYSIS OF DEVELOPMENT OF 4 BLOCK 18 HORIZON OF OZEN FIELD APPLYING GEOLOGICAL METHODS.....	227
<i>Shukmanov S., Omarova G.M.</i>	
DIGITALISATION OF THE GEOLOGICAL INDUSTRY: CREATING A DATABASE ON THE VARVARINSKOYE FIELD	233
<i>Sagyndykova Zh.</i>	
LITHOLOGICAL-FACIES CRITERIA FOR PREDICTING THE OIL AND GAS OCCURENCE.....	237
<i>Yuldashova A.K., Satibekova S.B.</i>	
PRACTICAL IMPORTANCE OF STRUCTURAL GEOLOGY.....	241
<i>Serik R.G., Kembayev M.K.</i>	
GEOLOGICAL AND STRUCTURAL FEATURES OF THE STRUCTURE OF THE MANGANESE DEPOSIT SHUYLDAK.....	246
<i>Slambek N.K., Istekova S.A.</i>	
PETROPHYSICAL RESEARCH FOR THE EVALUATION OF THE PROPERTIES OF RESERVOIRS OF THE KUMKOL FIELD.....	250
<i>Talgatbek A., Mustapayeva S.</i>	
HISTORY AND DEVELOPMENT OF THE «SNOWBALL EARTH».....	257
<i>Temirbekova A.A., Ibraimov V.M.</i>	
PECULIARITIES OF CALCULATION OF HYDROGEOLOGICAL PARAMETERS AND ASSESSMENT OF DRAINAGE WATER RESERVES ON THE EXAMPLE OF THE VERHNE KAYRAKTA DEPOSIT IN THE SHETSK DISTRICT OF THE KARAGANDA REGION.....	261
<i>Toktamyssov A.K., Baibatsha A.B.</i>	
INVESTIGATION OF RARE-EARTH METALS IN THE CRETAEIC AND PALEOGENE SEDIMENTS OF THE URANIUM-ORE EASTERN-UANAS EXPLORATION AREA.....	267
<i>Toleubekov E.M., Umirova G.K.</i>	
RESULTS OF GEOPHYSICAL SURVEYS IN ORDER TO IDENTIFY PROMISING AREAS FOR POLYMETALS IN THE ATASU ORE ZONE.....	272
<i>Chongidis K.S., Mamanov Y.Zh.</i>	
STRUCTURAL AND GEOLOGICAL FEATURES OF THE ULYTAU-KARASAKPAI ZONE OF BASITE-ULTRABASITES.....	279
<i>Shokparbai A.E., Istekova S.A.</i>	
STUDY OF THE LOCALIZATION FEATURES OF COPPER STRATIFORM MINERALIZATION BY A COMPLEX OF GEOPHYSICAL METHODS IN CENTRAL KAZAKHSTAN.....	284
<i>Yskakuly A., Ensepbaev T.A., Sanatbekov M.E.</i>	
CHARACTERISTICS OF PRODUCTIVE HORIZONS OF THE VALANGINIAN RESERVOIR AND RESERVOIR PROPERTIES OF THE FIELD S. NURZHANOV.....	291
<i>Abdeli D. Zh., Nasibullin B.M., Yskak A.S., Seiden A.B.</i>	
OIL PRODUCTION TECHNOLOGY USING ENERGIES OF THE WATER AND NANOMATERIALS.....	297
<i>Abduali K., Moldabekov M.S.</i>	
TYPES OF FOUNDATIONS FOR SURFACE OIL TANKS.....	302
<i>Alzhan A.M., Imansakipova N.B.</i>	
REPAIR OF OIL AND GAS PIPELINE TRANSPORTATION FACILITIESKASHAGAN FIELD.....	308
<i>Anitov S.K., Smagulov N.N., Bekbau B.E.</i>	
PREDICTION OF THE EFFICIENCY OF PHYSICAL - CHEMICAL METHODS TO ENHANCE OIL RECOVERY.....	312
<i>Asauov A.A.</i>	
STUDY OF THE EFFECT OF INJECTED GAS ON RESERVOIR PRESSURE OF DEPOSITS AT THE INITIAL STAGE OF GAS INJECTION IMPLEMENTATION.....	321

<i>Askarov R.A.</i> OPTIMIZATION AND IMPROVEMENT OF THE EFFICIENCY OF THE POLYMER FLOODING PROJECT ON THE EXAMPLE OF M/P NURALY.....	327
<i>Bazarbayeva M.B.</i> FUNDAMENTAL ASPECTS OF THE POLYMER FLOODING PILOT DESIGN ON THE BASIS OF GLOBAL EXPERIENCE.....	332
<i>Bazarbekov K.N., Syzdykov R.S., Smashov N.J.</i> DRILLING OF DIRECTIONAL WELLS USING A NAVIGATION CONTROL SYSTEM.....	347
<i>Baltabayeva D.K., Kenzhetaev A.E., Zhakanova Zh.A., Bagitov E.S.</i> APPLICATION OF POLYMER FLOODING AT THE ZABURUNYE FIELD.....	354
<i>Baturov N.N., Nurbekova K.S., Bolatova K.T.</i> THE USE OF THERMAL METHODS TO COMBAT HYDRATES IN GAS WELLS.....	363
<i>Bisembay Sh. M., Nasibullina B. M.</i> THE EFFECT OF DISTILLATION OF SYNTHETIC AND BIOPOLYMERS IN A COMPLEX CARBONATE RESERVOIR.....	369
<i>Kassenov A.K., Nifontov Yu.A., Moldabekov M.S., Bukenova M.S.</i> PROSPECTS FOR THE USE OF CAVITATION FOR CLEANING THE BOTTOMHOLE ZONE OF OIL AND GAS WELLS.....	375
<i>Данабаев З.М.</i> ANALYSIS OF THE CONSTRUCTION OF THE HYDRODYNAMIC MODEL OF THE DEPOSIT "X", METHODOLOGICAL SOLUTIONS TO IMPROVE THE QUALITY OF INTEGRAL ADAPTATION.....	381
<i>Yerzhangaliyev Y.S., Nasibullin B.M.</i> ANALYSIS OF THERMODYNAMIC MODELS FOR PREDICTING SALT DEPOSITS IN THE BOTTOM-HOLE ZONE OF OIL-PRODUCING WELLS.....	388
<i>Syzdykov A., Yessenzhan Y.</i> "ENHANCED OIL RECOVERY WITH POLYMER FLOODING: A COMPREHENSIVE STUDY OF TECHNOLOGY AND ITS EFFICIENCY".....	393
<i>Zhandaulet D.G., Moldabekov M.S.</i> ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF USING HORIZONTAL WELLS IN OIL PRODUCTION.....	398
<i>Zholdybayeva A.T.</i> EVALUATING GAS INJECTION, WATER AND GAS INJECTION IN CARBONATE RESERVOIR IN TERMS OF SIMULATION DUAL PERMEABILITY MODEL.....	402
<i>Zeinullova D.K.</i> DATA-DRIVEN WATER FLOODING ANALYSIS WITH LOW SALINITY.....	409
<i>Ilyas A.A.</i> RECOMMENDATIONS FOR THE APPLICATION OF RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE METHODS AT TENGIZ FIELD.....	413
<i>Iskakova L.T., Imansakipova N.B.</i> ANALYSIS OF THE FORMATION OF SOLID DEPOSITS IN OIL STORAGE TANKS AND WAYS TO PREVENT THEM.....	417
<i>Ismailova J.A., Mukhamedyanova A.T., Sarsenova A.A.</i> DELUMPING AS A KEY METHOD FOR OBTAINING AN ACCURATE DESCRIPTION OF FLUID FOR RESERVOIR AND SURFACE MODELING.....	423
<i>Ispanbetov T., Jatykov T.</i> DESIGN OF FULL FIELD POLYMER FLOODING PROJECT – KALAMKAS OILFIELD CASE.....	433
<i>Kaidar A.M., Moldabekov M.S.</i> CAUSES OF PRESSURE LOSS DURING PIPELINE TRANSPORTATION OF VISCOUS OIL.....	441
<i>Baimukhametov M.A., Nasibullin B.M., Kaldybek A.T., Malikov A.U.</i> RESEARCH AND ACCOUNTING OF GEOMECHANICAL FEATURES OF ROCKS IN THE DEVELOPMENT AND OPERATION OF OIL FIELDS.....	446
<i>Kasymzhan A.N., Altaibekov N.G., Sapobekova D.D.</i> MATHEMATICAL MODELING OF INFLOW TO A HORIZONTAL WELL IN A TWO-DIMENSIONAL PLANE.....	453

<i>Kasymkhanov E.E., Huseynov I.Sh.</i>	
APPLICATION OF POLYMERS FOR ENHANCED OIL RECOVERY IN UZEN FIELDS.....	461
<i>Konussov Zh., Bukayeva G.</i>	
ANALYSIS OF THE IMPACT OF THE PARALAX REAGENT ON THE BOTTOM HOLE FORMATION AT THE KHAIRKELDY FIELD.....	466
<i>Kossymbaev Sh., Abdeli D.J.</i>	
GEOLOGICAL STORAGE OF CARBON DIOXIDE TYPES AND MECHANISMS.....	473
<i>Yskak A.S., Esimkhanova A.K., Kynyrtaï M.S.</i>	
PRIMARY LOW-TEMPERATURE TREATMENT OF OIL TO PREVENT ARPD IN PIPELINES AND PROCESS EQUIPMENT.....	479
<i>Lukyanov I.</i>	
UNCONVENTIONAL METHODS OF EXTRACTION OF HIGH-VISCOSITY OIL IN SPECIAL CONDITIONS WITH THE USE OF THERMO-MINE METHOD OF DEVELOPMENT.....	487
<i>Yesimhanova A.K., Meirkhanov D.E.</i>	
REVIEW OF EXPERIENCE IN THE APPLICATION OF MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGY IN KAZAKHSTAN AND ABROAD.....	493
<i>Nigmatullin O.I., Yeligbaeva G.Zh.</i>	
IMPROVING WATER MONITORING BY UPGRADING THE CONTROL SEPARATORS OF GTP-3 OF THE KARACHAGANAK FIELD.....	499
<i>Omarbek A.N., Akhymbaeva B.S.</i>	
THE EFFECTIVENESS OF THE USE OF ANTI-TURBULENT ADDITIVES (PTP) ON MAIN OIL PIPELINES TO INCREASE THE PRODUCTIVITY OF THE OIL MIXTURE FLOW.....	508
<i>Bakesheva A.T., Otebay A.K.</i>	
ESTIMATION OF THE CURRENT AND POTENTIAL OIL RECOVERY FACTOR ACCORDING BY RECOVERY CHARACTERISTICS FOR THE DEVELOPMENT OF RESERVES OF THE 14TH HORIZON OF FIELD UZEN OF VARIOUS FACIES ZONES...	513
<i>Pokhilyuk M. V., Iskak A. S.</i>	
ASSESSMENT OF THE CORRECTNESS OF THE HYDRODYNAMIC MODEL BASED ON NEW MEASUREMENTS OF THE GAS FACTOR BY WELLS.....	521
<i>Rakhmanov F. Ya., Akhymbaeva B. S., Zaurbekov K.S.</i>	
DRILLING WELLS IN CONDITIONS OF HYDROGEN SULFIDE AGGRESSION.....	527
<i>Sairanbek A.</i>	
THE SIGNIFICANCE OF RE-PERFORATION IN WELL OPERATION.....	533
<i>Seitkadyrov A.S.</i>	
INDUSTRIAL UTILIZATION OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS TO PRODUCE A MIXTURE OF PROPANE BUTANE TECHNICAL AND STABLE GAS GASOLINE.....	538
<i>Sideshov E.O., Imansakipova N.B.</i>	
ANALYSIS OF FACTORS CAUSING EMERGENCY SITUATIONS AT OFFSHORE SUBSEA PIPELINES OF THE KASHAGAN FIELD.....	544
<i>Sipullaev S.A.</i>	
THE USE OF RADIAL DRILLING TECHNOLOGY TO INCREASE OIL RECOVERY AT THE EMBAMUNAIGAS FIELD.....	549
<i>Moldabayeva G., Turdiev M., Suleimenova R., Karimova A., Shayakhmetova Zh.</i>	
ANALYSIS OF THE DEGREE OF INFLUENCE OF THE WATER INJECTION METHOD ON THE COEFFICIENT OF OIL EXTRACTION FROM THE PRODUCTIVE LAYERS OF THE FERGHANA OIL AND GAS FIELD CONSISTING OF TERRIGENOUS RESERVOIRS.....	554
<i>Suyungaliyev R.M., Myrzatayeva D.K., Klyushnichenko V.S., Moldabayeva G.Zh.</i>	
STUDY OF THE VELOCITY OF THE DISPLACEMENT FRONT IN HETEROGENEOUS RESERVOIRS.....	559
<i>Tanirbergen A.B., Amangeldi A.G.</i>	
IN THE OIL AND GAS INDUSTRY APPLICATION OF NANOTECHNOLOGY.....	565
<i>Yessimkhanova A.K., Yskak A.S., Umarova A.</i>	
CAUSES OF WATERLOGGING OF OIL WELLS AND WAYS TO SOLVE IT. COMBATING WATERLOGGING ON THE EXAMPLE OF THE RIVER FIELD.....	571

<i>Khandokhin A.A.</i>	
POLYMER FLOODING IN A PILOT AREA OF THE "X" OIL FIELD.....	577
<i>Yskak A. S., Hasen D.A., Kurmanali U.A.</i>	
ANALYSIS OF THE CAUSES OF CONE FORMATION OF BOTTOM WATER.....	592
<i>Efendiev G.M., Tuzelbayeva Sh.R., Imansakipova Z.B., Tataeva Zh.K.</i>	
WELL WATER ISOLATION TECHNOLOGY USING A PACKER WATER-SWELLING ELASTOMERS.....	598
<i>Ryspaeva S.B., Kerimkulova A.J., Islam S.S., Kerimkulova A.J.</i>	
SYNTHESIS AND RESEARCH OF DEEP EUTECTIC SOLVENTS.....	603
<i>Yegizbayeva A.Z., Iskakova K.M., Anapiyayev B.B.</i>	
THE USE OF SUGAR SORGHUM FOR THE PRODUCTION OF SYRUPS	608
<i>Otarbaeva S.N., Iskakova K.M., Anapiyaev B.B.</i>	
GENETIC ENGINEERING OF SWEET SORGHUM	613
<i>Sinyakova I.E., Iskakova K.M., Anapiyayev B.B.</i>	
BARLEY CULTURE IN VITRO.....	617
<i>Sitchikhina A.V., Anapiyayev B.B., Iskakova K.M.</i>	
MOLECULAR MARKING METHODS FOR SUGAR SORGO.....	621
<i>Chekalina M.V., Anapiyayev B.B., Iskakova K.M.</i>	
IN VITRO SOMATIC CELL CULTURE OF SUGAR SORGHUM AND METHODS OF MOLECULAR MARKING OF SELECTION FOR DROUGHT TOLERANCE.....	625
<i>Dronova Ksenia, Berillo Dmitry</i>	
ANALYSIS OF THE KINETICS OF ADSORPTION AND DESORPTION OF ETHAZOLE AND MOXIFLOXACIN IN CRYOGELS	629
<i>Mukhamediya D.A., Shyngysbaeva A.M., Berillo D.A.</i>	
SYNTHESIS OF SILVER AND ZINC OXIDE NANOPARTICLES STABILIZED WITH EXTRACT OF HERBS, RHIZOMES AND ROOTS OF PAEONIA ANOMALA.....	638
<i>Sagitova Z.B., Berillo D.A.</i>	
VANILLIN-MODIFIED CHITOSAN HYDROGEL WITH PROLONGED DRUG DELIVERY FOR IMPROVED ANTIMICROBIAL WOUND HEALING.....	647
<i>Kenyaikin P.V., Tileubekov N.B., Galieva A.E., Muminov D.A.</i>	
EFFICIENCY OF PURIFICATION OF NATURAL AND RECYCLING WATER BY ALUMINUM POLYOXYCHLORIDE BASED ON ACTIVATED ALUMINUM ALLOY.....	653
<i>Кабдрахманова С.К., Керимкулова А.Ж., Кабдрахманова А.К., Зинулла А.А., Болатова Ж.Б.</i>	
EFFECTS OF PLANT STIMULANTS IN VITRO.....	658
<i>Kabdrakhmanova S.K., Kerimkulova A.Zh., Shaimardan E., Kabdrakhmanov A.K., Karzhaubaeva A.K., Akhmetkarimova A.N., Gaipbergenova A.K.</i>	
DETERMINATION OF THE EFFICIENT RATIO OF SOLUTIONS FOR THE FORMATION OF THE SUCCINIC ACID-AG COMPLEX.....	666
<i>Zhursumbaeva M., Seitkaliyeva N., Kussainova G., Abdiyev K.</i>	
A NEW CATIONIC POLYSURFACTANT BASED ON N,N-DIMETHYLACRYLAMIDE AND [3-(METHYLACRYLOYLAMINE)PROPYL]TRIMETHYLAMMONIUM CHLORIDE...	671
<i>Baidullayeva A.B., Temirzhanova D.I., Beisebek Zh.R., Narmuratova M.Kh.</i>	
OBTAINING MILK PROTEIN HYDROLASTES BY ENZYMATIC PROCESSES.....	676
<i>Ayazbayeva A.Ye., Nauryzova S.Z.</i>	
SYNTHESIS OF POLYAMPHOLYTE MICROGELS BASED ON ACRYLAMIDE DERIVATIVES.....	679
<i>Khabyiev A.T., Yulusov S.B., Ermagambetov M.E.</i>	
THE EFFECT OF SYNTHETIC DETERGENTS ON THE GROWTH AND DEVELOPMENT OF WATERCRESS.....	685
<i>Yulusov S.B., Kazieva N.K., Seraya N.V., Khabyiev A.T.</i>	
INVESTIGATION OF OPTIMAL PARAMETERS OF CYANIDE LEACHING PROCESS FROM TECHNOGENIC MINERAL RAW MATERIALS.....	691

МАЗМҰНЫ

<i>Рәш А.Ж.</i> ӨНІМДІЛІГІ ТӨМЕН ЖӘНЕ ОРТАША СУ ТАЗАРТУ ҚҰРЫЛЫСТАРЫН ҚАЙТА ҚҰРУ..	5
<i>Бекботаева А.А., Дюсетай С.Б.</i> СОЛТҮСТІК ҚАЗАҚСТАН АЛТЫНКЕНДІ ПРОВИНЦИЯСЫНДА АЛТЫН КЕНОРЫНДАРЫНЫҢ ОРНАЛАСУ ЗАҢДЫЛЫҚТАРЫ.....	10
<i>Бекботаева А., Байбатша Ә., Шихов Д.</i> АҚСОРАН КЕН ОРНЫ МЫСАЛЫНДА ВОЛЬФРАМНЫҢ СКАРН КЕН ОРЫНДАРЫНЫҢ ГЕОЛОГИЯСЫ.....	15
<i>Елемесова А. Қ.</i> КЕҢЕЙІП ЖАТҚАН ЖӘНЕ ПУЛЬСАЦИЯЛАНАТЫН ЖЕР ТУРАЛЫ ТҮСІНІК.....	20
<i>Нуркайдарова А.Н., Абдыров М.М., Әсірбек Н.Ә., Шарапатов Ә.</i> ОҢТҮСТІК МҰҒАЛЖАРДЫҢ ПОЛИМЕТАЛЛІ КЕНДЕРІН ЗЕРТТЕУДЕ ЭЛЕКТРЛІК БАРЛАУ МӘЛІМЕТТЕРІНІҢ ТИІМДІЛІГІ	25
<i>Кузнецов А.А.</i> ДОЛИННОЕ КЕНОРНЫНЫҢ КЕНДІ АЛАҢЫНДА АЛТЫНДЫ МИНЕРАЛДАНУДЫҢ ОРНАЛАСУ ЗАҢДЫЛЫҚТАРЫ.....	30
<i>Ким А.А.</i> ТАБИҒИ ЖӘНЕ ТЕХНОГЕНДІК ПРОЦЕСТЕРДІҢ ЖЕР АСТЫ СУЛАРЫНЫҢ ҚЫЗЫЛҚҰМ КЕН ОРНЫНА ӘСЕРІ.....	36
<i>Абетов А.Е., Муканов Д.Б.</i> ОҢТҮСТІК ТОРҒАЙ ШӨГІНДІ АЛАБЫНЫҢ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ДАМУЫНЫҢ БОР ДӘУІРІНЕ ДЕЙІНГІ ТАРИХЫНДАҒЫ ЮРАЛЫҚ РИФТИНГ	41
<i>Абетов А.Е., Есиркепова Ш.</i> ОҢТҮСТІК-ҮСТІРТ АЙМАҒЫНДАҒЫ КӨМІРКӨМІРТЕК КЕНОРЫНДАРЫН ІЗДЕУДЕГІ ГРАВИТАЦИЯЛЫҚ ӨРІС ТРАНСФОРМАЦИЯЛАРЫ.....	48
<i>Әлібекқызы А., Аршамов Я.К.</i> СЕМІЗБАЙ УРАН КЕНОРНЫНЫҢ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ-МИНЕРАЛОГИЯЛЫҚ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ.....	56
<i>Алтысбай А.Ж.</i> АҚДАЛА ГИДРОГЕНДІ УРАН КЕН ОРНЫНЫҢ МИНЕРАЛОГИЯЛЫҚ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ.....	62
<i>Аблесенова З.Н., Исаева Л.Д., Серікбаев Е.Ә., Отар Е.А.</i> АҚМАЙ-КАТАР КЕН АЙМАҒЫНЫҢ ПЕТРОФИЗИКАЛЫҚ СИПАТТАМАЛАРЫ (ОРТАЛЫҚ ҚАЗАҚСТАН).....	67
<i>Айдарлинов А.А., Мустапаева С.Н.</i> ЭДИАКАРАН КЕЗЕҢІНДЕГІ ТІРШЛІКТІҢ ДАМУ ТАРИХЫ.....	72
<i>Айнабеков Т.Н., Кембаев М.К.</i> РОДНИКОВОЕ КЕНОРНЫНЫҢ БАТЫС БӨЛГІНДЕ ЖҮРГІЗІЛГЕН БАРЛАУ ЖҰМЫСТАРЫ.....	76
<i>Амангельдинов А., А.Жүнісов А.</i> ПАТШАЙЫМ ТӘЖІБАЕВА-ҚАЗАҚСТАНДАҒЫ ЛИТОЛОГИЯ ҒЫЛЫМЫНЫҢ НЕГІЗІН ҚАЛАУШЫ.....	80
<i>Амантаев А.Қ., Нигматова С.А.</i> ҚАЗАҚСТАННЫҢ ӨНЕРКӘСІБІ ҮШІН МЫС-НИКЕЛЬ КЕН ОРЫНДАРЫНЫҢ РӨЛІ.....	83
<i>Арыстанбеков Е.Б., Умирова Г.К.</i> МАЙҚАЙЫҢ КЕН АУДАНЫ ЖАҒДАЙЫНДА ТАМЫРЛЫ-ҚИЫЛЫСҚАН МИНЕРАЛДАНУДЫҢ СУЛЬФИДТІ КЕНДЕНУІН ІЗДЕУДІҢ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ- ГЕОФИЗИКАЛЫҚ КРИТЕРИЙЛЕРІ.....	88
<i>Бақтығалиева Н.Ж., Абетов А.Е.</i> БАЙШОНАС МҰНАЙ КЕН ОРНЫНДАҒЫ ҰҢҒЫМАЛАРДЫ ГЕОФИЗИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ.....	93
<i>Болатова А.Б., Ерсұлтанов Ә.Е., Умирова Г.К.</i> БЕЗЫМЯННОЕ КЕН ОРНЫНЫҢ МЫСАЛЫНДА ӨНДЕУ ГРАФЫН ДҰРЫС ТАҢДАУ АРҚЫЛЫ 3D СЕЙСМИКАЛЫҚ БАРЛАУ ДЕРЕКТЕРІН ҚАЙТА ӨНДЕУ ЖӘНЕ ҚАЙТА ИНТЕРПРЕТАЦИЯЛАУДЫҢ ТИІМДІЛІГІ.....	100

<i>Ахатқызы Д., Умирова Г.К.</i>	
БЕЗЫМЯННОЕ КЕНОРНЫНЫҢ 3D ЖТНӘ СЕЙСМИКАЛЫҚ ДЕРЕКТЕРІН ҚҰРЫЛЫМДЫҚ ТҮСІНДІРУДІҢ КЕЙБІР ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ.....	106
<i>Семерикова Д.Ю., Ниязбекова К.А., Асубаева С.К.</i>	
КАМЧАТКАНЫҢ БІРЕГЕЙ МИНЕРАЛДАРЫ.....	113
<i>Данабек М.М., Альжигитова М.М., Ауелхан Е.С.</i>	
ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ АУЫЗ СУМЕН ҚАМТАМАСЫЗ ЕТУДІҢ ҚАЗІРГІ ЖАҒДАЙЫН АЙМАҚТЫҚ ЗЕРТТЕУЛЕР МЕН БАҒАЛАУ	119
<i>Даулетин Е.М., Дуйсенбаев М.А., Бекботаева А.А., Язиков Е.Г.</i>	
"СЕМІЗБАЙ" УРАН КЕН ОРЫНДАРЫНДА СІРЕК МЕТАЛДАР МЕН СІРЕК ЖЕР МЕТАЛДАРЫНЫҢ ҚОРЛАРЫН БАҒАЛАУ.....	123
<i>Джалимбаева Н.Х., Шалабаев М.М., Пенский Е.В.</i>	
ҚАРАЖАНБАС КЕН ОРНЫНЫҢ ЖАҢА КЕНШІНІҢ ШӨГІНДІЛЕРІНІҢ ЛИТОЛОГИЯЛЫҚ-ПЕТРОГРАФИЯЛЫҚ СИПАТТАМАСЫ.....	130
<i>Ермаганбетов Е.А., Аршамов Я.К.</i>	
ҚЫРҒАУ КЕН ОРНЫНЫҢ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ.....	136
<i>Муратбаев Е.Т., Аршамов Я.К.</i>	
ТЕҢІЗДІҢ САЛЫСТЫРМАЛЫ ДЕҢГЕЙІНІҢ ӨЗГЕРУІНІҢ КЕЙБІР ӨЗЕКТІ МӘСЕЛЕЛЕРІ.....	143
<i>Сайлауғалиев Ж., Жалғасов Р., Әсірбек Н.Ә., Шарапатов Ә.</i>	
КЕҢҚИЯҚ ҚҰРЫЛЫМЫНЫҢ МҰНАЙ ҰҢҒЫМАЛАРЫН ГЕОФИЗИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУЛЕР НӘТИЖЕЛЕРІ.....	149
<i>Жеңсебай Д., Байсалова А.О.</i>	
ҚАЛБА -НАРЫМ КЕШЕНІНДЕГІ СІРЕК МЕТАЛДЫ ПЕГМАТИТТІ ТАУЖЫНЫСТАРДЫҢ ПЕТРОГРАФИЯЛЫҚ ЖӘНЕ МИНЕРАЛОГИЯЛЫҚ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ.....	153
<i>Оразов Д.Т., Таскынбаев А.Б., Исағалиева А.К.</i>	
КАСПИЙ МАҢЫ ОЙПАТЫНЫҢ КӨМІРСУТЕК КЕН ОРЫНДАРЫНДАҒЫ КҮРДЕЛІ ТЕРРИГЕНДІК КОЛЛЕКТОРЛАРДЫҢ ПЕТРОФИЗИКАЛЫҚ ҚАСИЕТТЕРІН ГЕОСТАТИКАЛЫҚ ТАЛДАУ.....	157
<i>Каримбеков Т.Қ., Байбатиша А.Б.</i>	
БОЗШАКӨЛ ЖАНАРТАУ-ПЛУТОНИКАЛЫҚ БЕЛДЕУІНІҢ ГЕОЛОГИЯСЫ МЕН МЕТАЛЛОГЕНИЯСЫНЫҢ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ.....	163
<i>Катренов Ж.С., Абетов А.Е., Менг Ж., Джанг Т.</i>	
СЕЙСМИКАЛЫҚ ДЕРЕКТЕРДІ АЛУ ЖӘНЕ ӨҢДЕУДІҢ ИННОВАЦИЯЛЫҚ ӘДІСТЕРІ..	168
<i>Абетов А.Е., Құдайбергенова С.С.</i>	
БАТЫС ҚАЗАҚСТАНДАҒЫ КӨМІРСУТЕК КЕНОРНЫ МЫСАЛЫНДА ГЕОДИНАМИКАЛЫҚ ҚАУІПТІҢ ЫҚТИМАЛ ФАКТОРЛАРЫН АНЫҚТАУ.....	175
<i>Кыдырғажы К.С.</i>	
ҚОНЫС КЕН ОРНЫНДАҒЫ ӨНІМДІ ЮРА МҰНАЙ-ГАЗ ГОРИЗОНТ ҚАБАТТАРЫНЫҢ КОЛЛЕКТОРЛЫҚ ҚАСИЕТТЕРІ	180
<i>Мавлюдов А., Омарова Г.М.</i>	
LACUS MINING КОМПАНИЯСЫНЫҢ ТӘЖІРИБЕСІНЕ НЕГІЗГЕН ЗЕРТХАНИЯЛЫҚ ЖҰМЫСТАРДА QA/QC САПА БАҚЫЛАУ ӘДІСТЕРІН ПАЙДАЛАНУ.....	186
<i>Матаева М., Умирова Г.К.</i>	
ГЕОДИНАМИКАЛЫҚ МОНИТОРИНГ ЖӘНЕ ТЕХНОГЕНДІК ГЕОДИНАМИКАЛЫҚ ӨЗГЕРІСТЕРГЕ ӘСЕР ЕТУШІ ФАКТОРЛАР.....	194
<i>Шынли Н.</i>	
МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫНЫҢ ҚОРЛАРЫН ЕСЕПТЕУ ҮШІН ГЕОЛОГИЯЛЫҚ МОДЕЛЬ ҚҰРУДЫҢ ЖӘНЕ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ-ГЕОФИЗИКАЛЫҚ АҚПАРАТТЫ ПАЙДАЛАНУДЫҢ ӨЗЕКТІЛІГІ.....	199
<i>Мухамедиярова Н.З., Нигматова С.А.</i>	
ОРТАЛЫҚ ҚАЗАҚСТАНДАҒЫ КАЙНОЗОЙ ШӨГІНДІЛЕРІНДЕГІ ПАЛЕОГРАФИЯЛЫҚ ЖАҒДАЙЫ.....	205
<i>Нурлан А.Е.</i>	
МҰНАЙ КЕНОРЫНДАРЫН БАРЛАУ МЕН ИГЕРУДІ ШЕШУ ҮШІН ҰҒЗ ҚОЛДАНУДЫҢ ЗАМАНАУИ ӘДІСТЕРІ.....	211

<i>Нұрсұлтанов Д.А., Бекмухаметова З.А.</i> БУШВЕЛЬД ПЛАТФОРМАЛЫҚ АЙМАҚТАР МАССИВІНІҢ БАЗИТ-УЛЬТРАБАЗИТТІК КЕШЕНДЕРІНІҢ ЖӘНЕ БҮКТЕЛГЕН АЙМАҚТАРДЫҢ КЕМПІРСАЙ МАССИВІНІҢ КЕН АЛЫПТАРЫНЫҢ ҚҰБЫЛЫСЫ.....	216
<i>Асқарұлы О., Мендыбаев Т.Б., Садуов А.Б., Шарапатов Ә.</i> БИЕ-БЕСОБА МЫСРУДАЛЫ УЧАСКЕЛЕРІНІҢ ГРАВИМАГНИТТІК ЖӘНЕ ГЕОХИМИЯЛЫҚ МӘЛІМЕТТЕРІН КЕШЕНДІ САРАПТАУ НӘТИЖЕЛЕРІ.....	222
<i>Үсенбекова С.А.</i> ӨЗЕН КЕН ОРНЫНЫҢ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ӘДІСТЕРІН ҚОЛДАНА ОТЫРЫП, 18 ГОРИЗОНТ 4 БЛОКТЫҢ ИГЕРУЫН ТАЛДАУ.....	227
<i>Шукманов С., Омарова Г.М.</i> ГЕОЛОГИЯЛЫҚ САЛАНЫ ЦИФРЛАНДЫРУ: ВАРВАРИНСКОЕ КЕН ОРНЫ БОЙЫНША МӘЛІМЕТТЕР БАЗАСЫН ҚҰРУ	233
<i>Сағындықова Ж.</i> МЕЗОЗОЙ ШӨГІНДІЛЕРІНІҢ МҰНАЙГАЗДЫЛЫҒЫН БОЛЖАУДЫҢ ЛИТОЛОГИЯЛЫҚ-ФАЦИЯЛЫҚ КРИТЕРИЙЛЕРІ.....	237
<i>Юлдашова А.К., Сатибекова С.Б.</i> ҚҰРЫЛЫМДЫҚ ГЕОЛОГИЯНЫҢ ПРАКТИКАЛЫҚ МАҢЫЗЫ.....	241
<i>Серік Р.Г., Кембаев М.К.</i> ШУЫЛДАҚ МАРГАНЕЦ КЕНОРНЫНЫҢ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ҚҰРЫЛЫМДЫҚ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ.....	246
<i>Сламбек Н.К., Истекова С.А.</i> ҚҰМКӨЛ КЕН ОРНЫ КОЛЛЕКТОРЛАРЫН БӨЛУ ЖӘНЕ ҚАСИЕТТЕРІН БАҒАЛАУ БОЙЫНША ПЕТРОФИЗИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУЛЕР.....	250
<i>Талғатбек А., Мустапаева С.Н.</i> “ҚАРЛЫ- ЖЕР” БОЛЖАМЫНЫҢ ДАМУ ТАРИХЫ.....	257
<i>Темірбекова А.А., Ибраимов В.М.</i> ҚАРАҒАНДЫ ОБЛЫСЫ ШЕТ АУДАНЫНДАҒЫ ЖОҒАРҒЫ ҚАЙРАҚТЫ КЕН ОРНЫНЫҢ ҚАРЬЕРІ МЫСАЛЫНДА ГИДРОГЕОЛОГИЯЛЫҚ ПАРАМЕТРЛЕРДІ ЕСЕПТЕУ ЖӘНЕ ДРЕНАЖДЫҚ СУ ҚОРЛАРЫН БАҒАЛАУ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ	261
<i>Тоқтамысов А.Қ., Байбатша А.Б.</i> УРАНРУДАЛЫ ШЫҒЫС-УАНАС ІЗДЕУ АЛАҢЫНЫҢ БОР ЖӘНЕ ПАЛЕОГЕН ТҮЗІЛІМДЕРІНДЕ СІРЕКЖЕР МЕТАЛДАРДЫ ЗЕРТТЕУ	267
<i>Төлеубеков Е.М., Умирова Г.К.</i> АТАСУ КЕНДІ АЙМАҒЫНДАҒЫ ПОЛИМЕТАЛЛДАРҒА ПЕРСПЕКТИВАЛЫ АУДАНДАРДЫ АНЫҚТАУ МАҚСАТЫНДА ГЕОФИЗИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУЛЕРДІҢ НӘТИЖЕСІ.....	272
<i>Чонгидис К.С., Маманов Е.Ж.</i> ҚҰРЫЛЫМДЫҚ ЖӘНЕ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ ҰЛЫТАУ-ҚАРАСАҚПАЙ БАЗИТ-УЛЬТРАБАЗИТ АЙМАҒЫ.....	279
<i>Шокпарбай А.Е., Истекова С.А.</i> ГЕОФИЗИКАЛЫҚ ӘДІСТЕР КЕШЕНІМЕН ОРТАЛЫҚ ҚАЗАҚСТАНДА МЫС СТРАТИФОРМДЫ КЕНДЕУДІҢ ЛОКАЛИЗАЦИЯСЫНЫҢ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІН ЗЕРТТЕУ.....	284
<i>Ысқақұлы А., Енсепаев Т.А., Санатбеков М.Е.</i> С.НҰРЖАНОВ КЕН ОРНЫНЫҢ ВАЛАНЖИН ҚАБАТЫНЫҢ ӨНІМДІ ГОРИЗОНТТАРЫНЫҢ СИПАТТАМАСЫ, КОЛЛЕКТОРЛЫҚ ҚАСИЕТТЕРІ.....	291
<i>Абделі Д. Ж., Насибуллин Б.М., Ысқақ А. С., Сейден А.Б.</i> СУЛЫ ҚАБАТЫ ЭНЕРГИЯСЫН ЖӘНЕ НАНОМАТЕРИАЛДАРДЫ ПАЙДАЛАНУ АРҚЫЛЫ МҰНАЙ ӨНДІРУ ТЕХНОЛОГИЯСЫ.....	297
<i>Әбдуғали Қ., Молдабеков М.С.</i> ЖЕРҮСТІ МҰНАЙ РЕЗЕРВУАРЛАРЫНЫҢ ІРГЕТАСЫНЫҢ ТҮРЛЕРІ.....	302
<i>Әлжан А.М., Имансақыпова Н.Б.</i> МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ҚҰБЫРЛАРЫН ТАСЫМАЛДАУ ОБЪЕКТІЛЕРІН ЖӨНДЕУ	308
<i>Анитов С.К., Смагулов Н.Н., Бекбау Б.Е.</i> МҰНАЙ ӨНДІРУДІ АРТТЫРУ ҮШІН ФИЗИКА-ХИМИЯЛЫҚ ӘДІСТЕРДІҢ ТИІМДІЛІГІН БОЛЖАУ.....	312

<i>Асауов А.А.</i> ГАЗ АЙДАУДЫ ІСКЕ АСЫРУДЫҢ БАСТАПҚЫ КЕЗЕҢІНДЕ АЙДАЛАТЫН ГАЗДЫҢ ШӨГІНДІЛЕРДІҢ ҚАБАТТЫҚ ҚЫСЫМЫНА ӘСЕРІН ЗЕРТТЕУ.....	321
<i>Аскаров Р.А.</i> М/Р НҰРАЛЫ МЫСАЛЫНДА ПОЛИМЕРЛІ СУ БАСУ ЖОБАСЫНЫҢ ТИІМДІЛІГІН ОҢТАЙЛАНДЫРУ ЖӘНЕ АРТТЫРУ.....	327
<i>Базарбаева М.Б.</i> ҒАЛАМДЫҚ ТӘЖІРИБЕ НЕГІЗІНДЕГІ ПОЛИМЕРЛІК СУЛАНДЫРУДЫҢ ПИЛОТТЫҚ ЖОБАСЫНЫҢ НЕГІЗГІ АСПЕКТІЛЕРІ.....	332
<i>Базарбеков Қ.Н., Сыздықов Р.С., Смашов Н.Ж.</i> НАВИГАЦИЯЛЫҚ БАСҚАРУ ЖҮЙЕСІН ПАЙДАЛАНА ОТЫРЫП, БАҒЫТТАЛҒАН ҰҢҒЫМАЛАРДЫ БҰРҒЫЛАУ.....	347
<i>Балтабаева Д.Қ., Кенжетәев А.Е., Жақанова Ж.А., Бағитова Е.С.</i> ЗАБУРУНЬЕ КЕН ОРНЫНДА ПОЛИМЕРЛІ СУ ТАСҚЫНЫН ҚОЛДАНУ.....	354
<i>Батуров Н.Н., Нурбекова К.С., Болатова К.Т.</i> ГАЗ ҰҢҒЫМАЛАРЫНДА ГИДРАТТАРМЕН КҮРЕСУ ҮШІН ЖЫЛУ ӘДІСТЕРІН ҚОЛДАНУ.....	363
<i>Бисембай Ш.М., Насибуллин Б.М.</i> СИНТЕТИКАЛЫҚ ЖӘНЕ БИОПОЛИМЕРЛЕРДІ АЙДАУДЫҢ КҮРДЕЛІ КАРБОНАТТЫ КОЛЛЕКТОР ЖАҒДАЙЫНДАҒЫ ӘРЕКЕТІ.....	369
<i>Қасенов А.Қ., Нифонтов Ю.А., Молдабеков М.С., Бөкенова М.С.</i> МҰНАЙ-ГАЗ ҰҢҒЫМАЛАРЫНЫҢ ТҮП АЙМАҒЫН ТАЗАЛАУ МАҚСАТЫНДА КАВИТАЦИЯЛЫҚ ӘСЕР ЕТУДІ ҚОЛДАНУДЫҢ БОЛАШАҒЫ.....	375
<i>Далабаев З.М.</i> "Х" КЕН ОРНЫНЫҢ ГИДРОДИНАМИКАЛЫҚ МОДЕЛІНІҢ ҚҰРЫЛЫСЫН ТАЛДАУ, ИНТЕГРАЛДЫҚ БЕЙІМДЕЛУ САПАСЫН АРТТЫРУДЫҢ ӘДІСНАМАЛЫҚ ШЕШІМДЕРІ.....	381
<i>Ержанғалиев Е.С., Насибуллин Б.М.</i> МҰНАЙ ӨНДІРУ ҰҢҒЫЛАРЫНЫҢ ТҮП МАҢЫ АЙМАҒЫНДАҒЫ ТҮЗ ШӨГІНДІЛЕРІН БОЛЖАУДЫҢ ТЕРМОДИНАМИКАЛЫҚ МОДЕЛІНЕ ТАЛДАУ ЖАСАУ.....	388
<i>Сыздықов А.Х., Есенжан Е.Е.</i> «ПОЛИМЕРЛІК СУ ТАСҚЫНЫ АРҚЫЛЫ МАЙДЫ АЛУДЫ ЖАҚСARTУ: ТЕХНОЛОГИЯ МЕН ОНЫҢ ТИІМДІЛІГІН КЕШЕНДІ ЗЕРТТЕУ».....	393
<i>Жандәулет Д.Ф., Молдабеков М.С.</i> МҰНАЙ ӨНДІРУДЕГІ ГОРИЗОНТАЛЬ ҰҢҒЫМАЛАРДЫҢ ТИІМДІЛІГІН ТАЛДАУ.....	398
<i>Жолдыбаева А.Т.</i> ГАЗДЫ КЕРІ АЙДАУ, ЖӘНЕ ДЕ СУ-ГАЗ ӘСЕРІНІҢ НҰСҚАЛАРЫН КАРБОНАТТЫ КОЛЛЕКТОРДЫҢ ҚОС ӨТКІЗГІШТІГІМЕН ГДМ-ДЕ ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ ТИІМДІЛІКТІ МОДЕЛЬДЕУ ЖӘНЕ БАҒАЛАУ.....	402
<i>Зейнуллова Д.К.</i> ДЕРЕКТЕРГЕ НЕГІЗДЕЛГЕН ТҮЗДЫЛЫҒЫ ТӨМЕН СУ ТАСҚЫНЫН ТАЛДАУ.....	409
<i>Ілияс Ә.А.</i> ТЕҢІЗ КЕН ОРНЫНДА ҚАБАТТЫҚ ҚЫСЫМДЫ ҰСТАП ТҰРУ ӘДІСТЕРІН ҚОЛДАНУ ЖӨНІНДЕГІ ҰСЫНЫМДАР.....	413
<i>Искакова Л.Т., Имансақипова Н.Б.</i> МҰНАЙ САҚТАЙТЫН РЕЗЕРВУАРЛАРДА ҚАТТЫ ШӨГІНДІЛЕРДІҢ ПАЙДА БОЛУЫН ТАЛДАУ ЖӘНЕ ОЛАРДЫҢ АЛДЫН АЛУ ЖОЛДАРЫ.....	417
<i>Исмаилова Д.А., Мухамедьянова А.Т., Сарсенова А.А.</i> ДЕЛАМПИНГ КОМПОЗИЦИЯЛЫҚ ЖӘНЕ БЕТТІК МОДЕЛЬДЕУ ҮШІН СҰЙЫҚТЫҚТЫҢ НАҚТЫ СИПАТТАМАСЫН АЛУДЫҢ КІЛТІ РЕТІНДЕ.....	423
<i>Испанбетов Т., Джатыков Т.</i> КЕН ОРНЫН ТОЛЫҚҚАНДЫ ПОЛИМЕРЛІ СУ БАСУ ЖОБАСЫН ӘЗІРЛЕУ – ҚАЛАМҚАС КЕН ОРНЫНЫҢ МЫСАЛЫ.....	433

<i>Қайдар А.М., Молдабеков М.С.</i> ТҮТҚЫР МҰНАЙЛАРДЫ ҚҰБЫРМЕН ТАСЫМАЛДАУДА ҚЫСЫМНЫҢ ЖОҒАЛУЫНЫҢ СЕБЕПТЕРІ.....	441
<i>Баймұхаметов М.А., Насибуллин Б.М., Қалдыбек А.Т., Маликов А.У.</i> ТАУ ЖЫНЫСТАРЫНЫҢ ГЕОМЕХАНИКАЛЫҚ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІН ЗЕРТТЕУ ЖӘНЕ ЕСЕПКЕ АЛУ АРҚЫЛЫ МҰНАЙ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ ПАЙДАЛАНУ.....	446
<i>Касымжан А.Н., Алтайбеков Н.Ф., Сапобекова Д.Д.</i> ЕКІ ӨЛШЕМДІ ЖАЗЫҚТЫҚТАҒЫ КӨЛДЕНЕҢ ҰҢҒЫМАҒА БАҒЫТТАЛҒАН АҒЫННЫҢ МАТЕМАТИКАЛЫҚ МОДЕЛЬДЕУІ.....	453
<i>Касымханов Е.Е., Гусенов И.Ш.</i> ӨЗЕН КЕН ОРЫНДАРЫНДА МҰНАЙ БЕРУДІ АРТТЫРУ ҮШІН ПОЛИМЕРЛЕРДІ ҚОЛДАНУ.....	461
<i>Конусов Ж.К., Букаева Г.А.</i> ХАЙРКЕЛДІ КЕНОРЫНДАҒЫ ҰҢҒЫМА ТҮБІНДЕГІ САҢЫЛАУ ТҮЗІЛУІНЕ PARALAX РЕАГЕНТИНІҢ ӘСЕРІН ТАЛДАУ.....	466
<i>Косымбаев Ш.А., Абделі Д.Ж.</i> КӨМІРҚЫШҚЫЛ ГАЗЫН ГЕОЛОГИЯЛЫҚ САҚТАУ ҚОЙМАЛАРЫНЫҢ ТҮРЛЕРІ МЕН МЕХАНИЗМДЕРІ.....	473
<i>Ысқақ А.С., Есимханова А.К., Қыныртай М.С.</i> ҚҰБЫРЛАР МЕН ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ ЖАБДЫҚТАРДАҒЫ АППТ АЛДЫН АЛУ ҮШІН ПАРАФИНДІ МҰНАЙДЫ БАСТАПҚЫ ТӨМЕН ТЕМПЕРАТУРАДА ӨҢДЕУ.....	479
<i>Лукьянов И.</i> ТҮТҚЫРЛЫҒЫ ЖОҒАРЫ ЭКСТРАКЦИЯНЫҢ ДӘСТҮРЛІ ЕМЕС ӘДІСТЕРІ ТЕРМОМИНЕРАЛДЫ ҚОЛДАНУ АРҚЫЛЫ ЕРЕКШЕ ЖАҒДАЙЛАРДА МАЙ ДАМУ ӘДІСІ.....	487
<i>Есимханова А.К., Мейірханов Д.Е.</i> ҚАЗАҚСТАНДА ЖӘНЕ ШЕТЕЛДЕ ҚАБАТТЫ КӨП САТЫЛЫ ГИДРО ЖАРУ (МГРП) ТЕХНОЛОГИЯСЫН ҚОЛДАНУ ТӘЖІРИБЕСІНЕ ШОЛУ.....	493
<i>Нигметуллин О.И., Елигбаева Г.Ж.</i> ҚАРАШЫҒАНАҚ КЕН ОРНЫНЫҢ УКПГ-3 БАҚЫЛАУ СЕПАРАТОРЛАРЫН ЖАҢАРТУ АРҚЫЛЫ СУ МОНИТОРИНГІН ЖАҚСARTУ.....	499
<i>Омарбек А.Н., Ахымбаева Б.С.</i> МАГИСТРАЛЬДЫҚ МҰНАЙ ҚҰБЫРЛАРЫНДА ТУРБУЛЕНТКЕ ҚАРСЫ ҚОСПАЛАРДЫ (ПТП) ЖОҒАРЫЛАТУ ҮШІН ҚОЛДАНУ ТИІМДІЛІГІ МҰНАЙ ҚОСПАСЫ АҒЫНЫНЫҢ ӨНІМДІЛІГІ.....	508
<i>Бакешева Т., Өтебай А.Қ.</i> ӨЗЕН КЕН ОРНЫНДАҒЫ 14 ГОРИЗОНТЫНЫҢ ӘРТҮРЛІ ФАЦИЯЛЫҚ АЙМАҚТАРДЫҢ ҚОРЛАРЫН ИГЕРУ ҮШІН ЫҒЫСТЫРУ ӘДІСТЕРІ БОЙЫНША АҒЫМДАҒЫ ЖӘНЕ БОЛЖАМ МҰНАЙ АЛУ КОЭФФИЦИЕНТІН БАҒАЛАУ.....	513
<i>Похилюк М.В., Ыскак А.С.</i> ҰҢҒЫМАЛАР БОЙЫНША ГАЗ ФАКТОРЫНЫҢ ЖАҢА ӨЛШЕУЛЕРІНІҢ НЕГІЗІНДЕ ГИДРОДИНАМИКАЛЫҚ МОДЕЛЬДІҢ ДҰРЫСТЫҒЫН БАҒАЛАУ.....	521
<i>Рахманов Ф.Я., Ахымбаева Б.С., Заурбеков К.С.</i> КҮКІРТСУТЕК АГРЕССИЯСЫ ЖАҒДАЙЫНДА ҰҢҒЫМАЛАРДЫ БҰРҒЫЛАУ.....	527
<i>Сайранбек А.</i> ЕКІНШІ РЕТТІК ПЕРФОРАЦИЯНЫҢ ҰҢҒЫМА ЖҰМЫСЫ КЕЗІНДЕГІ МАҢЫЗДЫЛЫҒЫ.....	533
<i>Сейтқадыров А.С.</i> ІЛЕСПЕ МҰНАЙ ГАЗЫН ӨНЕРКӘСПТІК КӘДЕГЕ ЖАРАТУ АРҚЫЛЫ БПҚТ ЖӘНЕ ТГБ - ні АЛУ.....	538
<i>Сидешов Е.О., Имансақытова Н.Б.</i> ҚАШАҒАН КЕН ОРНЫНАН ТЕҢІЗДЕГІ СУАСТЫ ҚҰБЫРЛАРЫНДА ТӨТЕНШЕ ЖАҒДАЙЛАРДЫ ТУДЫРАТЫН ФАКТОРЛАРДЫ ТАЛДАУ.....	544
<i>Сипуллаев С.А.</i> "ЕМБІМҰНАЙГАЗ" КЕН ОРЫНДАРЫНА МҰНАЙ БЕРУДІ АРТТЫРУ ҮШІН РАДИАЛДЫ БҰРҒЫЛАУ ТЕХНОЛОГИЯСЫН ПАЙДАЛАНУ.....	549

<i>Молдабаева Г.Ж., Турдиев М.Ф., Сулейменова Р.Т., Каримова А.С., Шаяхметова Ж.Б.</i> ТЕРРИГЕНДІ КОЛЛЕКТОРЛАРЫ БАР ФЕРҒАНА МҰНАЙ-ГАЗ КЕНОРНЫ АЙМАҒЫНЫҢ ӨНІМДІ ҚАБАТТАРЫНА АЙДАУ ӘДІСІ КӨМЕГІМЕН ӘСЕР ЕТУ ДӘРЕЖЕСІН ТАЛДАУ.....	554
<i>Сүйінғалиев Р.М., Мырзатаева Д.К., Ключниченко В.С., Молдабаева Г.Ж.</i> ҚОЗҒАЛЫС ЖЫЛДАМДЫҒЫН ЗЕРТТЕУ ГЕТЕРОГЕНДІ КОЛЛЕКТОРЛАРДАҒЫ МАЙДАН.....	559
<i>Тәңірберген А.Б., Амангелді А.Ғ.</i> «МҰНАЙ-ГАЗ ӨНЕРКӘСІБІНДЕ МИКРО- ЖӘНЕ НАНОТЕХНОЛОГИЯЛАРДЫ ҚОЛДАНУ».....	565
<i>Есимханова А.К., Ысқақ А.С., Умарова А.</i> МҰНАЙ ҰҢҒЫМАЛАРЫНЫҢ СУЛАНУ СЕБЕПТЕРІ ЖӘНЕ ОНЫ ШЕШУ ЖОЛДАРЫ. ӨЗЕН КЕН ОРНЫ МЫСАЛЫНДАҒЫ СУЛАНУҒА ҚАРСЫ КҮРЕС.....	571
<i>Хандохин А.А.</i> "Х" МҰНАЙ КЕН ОРНЫНЫҢ ТӘЖІРИБЕЛІК УЧАСКЕСІНДЕ ПОЛИМЕРЛІ СУ БАСУДЫҢ ӘСЕРІН ТАЛДАУ ЖӘНЕ БОЛЖАУ ҮШІН ГИДРОДИНАМИКАЛЫҚ МОДЕЛЬДІ ПАЙДАЛАНУ.....	577
<i>Ысқақ А.С., Хасен Д.А., Курманали У.А.</i> ТАБАН СУЫНЫҢ КОНУС ТҮЗІЛУ СЕБЕПТЕРІН ТАЛДАУ.....	592
<i>Эфендиев Г.М., Түзелбаева Ш.Р., Имансакипова З.Б., Татаева Ж.К.</i> СУ ІСІНЕТІН ЭЛАСТОМЕРЛЕРГЕ ПАКЕРДІ ҚОЛДАНА ОТЫРЫП, ҰҢҒЫМАНЫҢ СУ ОҚШАУЛАУ ТЕХНОЛОГИЯСЫ.....	598
<i>Рыспаева С.Б., Керимкулова А.Ж., Ислам Ш.С., Керимкулова А.Ж.</i> ТЕРЕҢ ЭВТЕКТИКАЛЫҚ ЕРІТКІШТЕРДІ СИНТЕЗДЕУ ЖӘНЕ ЗЕРТТЕУ.....	603
<i>Егизбаева А.Ж., Искакова К.М., Анапияев Б.Б.</i> ҚАНТ ҚҰМАЙЫН СИРОПТАР АЛУ ҮШІН ПАЙДАЛАНУ.....	608
<i>Отарбаева С.Н., Искакова К.М., Анапияев Б.Б.</i> ҚАНТ ҚҰМАЙЫНЫҢ ГЕНЕТИКАЛЫҚ ИНЖЕНЕРИЯСЫ	613
<i>Сняжкова И.Е., Искакова К.М., Анапияев Б.Б.</i> АРПА DAҚЫЛЫН IN VITRO ӨCIPY	617
<i>Ситчихина А.В., Анапияев Б.Б., Искакова К.М.</i> ҚАНТ ҚҰМАЙЫН МОЛЕКУЛАЛЫҚ МАРКЕРЛЕУ ӘДІСТЕРІ.....	621
<i>Чекалина М.В., Анапияев Б.Б., Искакова К.М.</i> СОМАТИКАЛЫҚ ЖАСУША МӘДЕНИЕТІ IN VITRO ҚАНТ ҚҰМАЙЫ ЖӘНЕ ҚҰРҒАҚШЫЛЫҚҚА ТӨЗІМДІЛІК СЕЛЕКЦИЯСЫНДАҒЫ МОЛЕКУЛАЛЫҚ ТАҢБАЛАУ ӘДІСТЕРІ.....	625
<i>Дронова Ксения, Берилло Дмитрий</i> КРИОГЕЛЬДЕРДЕГІ ЭТАЗОЛ МЕН МОКСИФЛОКСАЦИННІҢ АДСОРБЦИЯСЫ МЕН ДЕСОРБЦИЯСЫНЫҢ КИНЕТИКАСЫН ЗЕРТТЕУ	629
<i>Мухамедия Д.А., Шынгысбаева А.М., Берилло Д.А.</i> РАЕОНІА АНОМАЛА ШӨПТЕРІНІҢ, ТАМЫРСАБАҒЫНЫҢ ЖӘНЕ ТАМЫРЛАРЫНЫҢ СЫҒЫНДЫСЫМЕН ТҰРАҚТАНДЫРЫЛҒАН КҮМІС ЖӘНЕ МЫРЫШ ОКСИДІНІҢ НАНОБӨЛШЕКТЕРІНІҢ СИНТЕЗІ.....	638
<i>Сагитова З.Б., Берилло Д.А.</i> ЖАҚСЫРТЫЛҒАН АНТИМИРОБТЫҚ ЖАРАЛАРҒА ҚАРСЫ ДӘРІГІЛІК ЖЕТКІЗУ БАР ВАНИЛИНДІ МОДИФИЦИЦИЯЛАНҒАН ХИТОЗАН ГИДРОГЕЛІ.....	647
<i>Кеняйкин П.В., Тілеубеков Н.Б., Галиева А.Е., Муминов Д.А.</i> БЕЛСЕНДЕНГЕН АЛЮМИНИЙ ҚОРЫМЫСЫНЫҢ НЕГІЗІНДЕГІ ТАБИҒИ ЖӘНЕ ҚАЙТА АЙНАЛҒАН СУДЫ АЛЮМИНИЙ ПОЛИОКСИХЛОРИДМЕН ТАЗАЛАУДЫҢ ТИІМДІЛІГІ.....	653
<i>Кабдрахманова С.К., Керимкулова А.Ж., Кабдрахманова А.К., Зинулла А.А., Болатова Ж.Б.</i> IN VITRO ЖАҒДАЙЫНДАҒЫ ӨCІМДІКТЕРГЕ ЫНТАЛАНДЫРУШЫ ЗАТТАРДЫҢ ӘCЕРІ.....	658
<i>Кабдрахманова С.К., Керимкулова А.Ж., Шаймардан Е., Кабдрахманова А.К., Қаржаубаева А.Қ., Ахметкәрімова Ә.Н., Гайпбергенова А.Қ.</i> ЯНТАРЬ ҚЫШҚЫЛЫ-Ag КОМПЛЕКСІН ТҮЗУДЕГІ ЕРІТІНДІЛЕРДІҢ ТИІМДІ ҚАТЫНАСЫН АНЫҚТАУ.....	666

<i>Жүрсімбаева М.Б., Сейтқалиева Н.Ж., Құсайынова Г.Қ., Әбдиев Қ.Ж.</i> N,N-ДИМЕТИЛАКРИЛАМИД ПЕН [3-(МЕТИЛАКРИЛОИЛАМИНО)- ПРОПИЛ]УЩМЕТИЛАММОНИЙ ХЛОРИДІ НЕГІЗІНДЕГІ ЖАҢА КАТИОНДЫҚ ПОЛИ-БАЗ.....	671
<i>Байдуллаева Ә.Б., Темиржанова Д.И., Бейсебек Ж.Р., Нармуратова М.Х.</i> СҮТ АҚУЫЗДАРЫ ГИДРОЛАЗАТТАРЫН ФЕРМЕНТТІК ҮДЕРІСТЕР АРҚЫЛЫ АЛУ.. <i>Аязбаева А.Е., Наурызова С.З.</i> АКРИЛАМИД ТУЫНДЫЛАРЫНЫҢ НЕГІЗІНДЕГІ ПОЛИАМФОЛИТТЫ МИКРОГЕЛДЕРДІҢ СИНТЕЗІ.....	676
<i>Хабиев А.Т., Юлусов С.Б., Ермағамбетов М.Е.</i> СИНТЕТИКАЛЫҚ ЖУҒЫШ ЗАТТАРДЫҢ СУ КРЕССІНІҢ ӨСУІ МЕН ДАМУЫНА ӘСЕРІ.....	679
<i>Юлусов С.Б., Қазиева Н.К., Серая Н.В., Хабиев А.Т.</i> ТЕХНОГЕНДІК МИНЕРАЛДЫ ШИКІЗАТТАН ЦИАНИДТІ ШАЙМАЛАУ ПРОЦЕСІНІҢ ОҢТАЙЛЫ ПАРАМЕТРЛЕРІН ЗЕРТТЕУ	685
	691

СОДЕРЖАНИЕ

<i>Рәш А.Ж.</i> РЕКОНСТРУКЦИЯ ВОДООЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ.....	5
<i>Бекботаева А.А., Дюсетай С.Б.</i> ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗОЛОТОРУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРО-КАЗАХСТАНСКОЙ ЗОЛОТОРУДНОЙ ПРОВИНЦИИ.....	10
<i>Бекботаева А., Байбатша А., Шихов Д.</i> ГЕОЛОГИЯ СКАРНОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОЛЬФРАМА НА ПРИМЕРЕ АКСОРАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	15
<i>Елемесова А.Қ.</i> О КОНЦЕПЦИИ РАСШИРЯЮЩЕЙСЯ И ПУЛЬСИРУЮЩЕЙ ЗЕМЛИ.....	20
<i>Нуркайдарова А.Н., Абдыров М.М., Асирбек Н.А., Шарапатов А.</i> ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ОРУДЕНЕНИЙ ЮЖНОГО МУГАЛЖАРА.....	25
<i>Кузнецов А.А.</i> ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗОЛОТОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ НА РУДНОМ ПОЛЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДОЛИННОЕ.....	30
<i>Ким А.А.</i> ВЛИЯНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ ПРОЦЕССОВ НА КЫЗЫЛКУМСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД.....	36
<i>Абетов А.Е., Муқанов Д.Б.</i> РИФТОГЕНЕЗ В ДОМЕЛОВОЙ ИСТОРИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ЮЖНО-ТУРГАЙСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА	41
<i>Абетов А.Е., Есиркепова Ш.</i> ТРАНСФОРМАНТЫ ГРАВИТАЦИОННОГО ПОЛЯ ПРИ ПОИСКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЮЖНО-УСТЮРТСКОМ РЕГИОНЕ	48
<i>Әлібекқызы А., Аршамов Я.К.</i> ГЕОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УРАНОВЫХ РУД СЕМИЗБАЙ.....	56
<i>Алтысбай А.Ж.</i> МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГИДРОГЕННОГО УРАНОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ АҚДАЛА.....	62
<i>Аблесенова З.Н., Исаева Л.Д., Серікбаев Е.Ә., Отар Е.А.</i> ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АКМАЯ-КАТПАРСКОЙ РУДНОЙ ЗОНЫ (ЦЕНТРАЛЬНЫЙ КАЗАХСТАН)	67
<i>Айдарлинов А.А., Мустапаева С.Н.</i> ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ЖИЗНИ В ЭДИАКАРСКОМ ПЕРИОДЕ	72
<i>Айнабеков Т.Н., Кембаев М.К.</i> РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ В ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ РОДНИКОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	76
<i>Амангельдинов А., Жүнісов А.А.</i> ПАТШАИМ ТАЖИБАЕВА ОСНОВОПОЛОЖНИК ЛИТОЛОГИИ В КАЗАХСТАНЕ.....	80
<i>Амантаев А.Қ., Нигматова С.А.</i> РОЛЬ МЕДНО-НИКЕЛЕВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОСТИ КАЗАХСТАНА.....	83
<i>Арыстанбеков Е.Б., Умирова Г.К.</i> ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПОИСКА СУЛЬФИДНОГО ОРУДЕНЕНИЯ ПРОЖИЛКОВО-ВКРАПЛЕННОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ В УСЛОВИЯХ МАЙКАИНСКОГО РУДНОГО РАЙОНА.....	88
<i>Бақтығалиева Н.Ж., Абетов А.Е.</i> ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРАЖДЕНИИ БАЙШОНАС.....	93
<i>Болатова А.Б., Ерсұлтанов Ә.Е., Умирова Г.К.</i> ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПЕРЕОБРАБОТКИ И ПЕРЕИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D ЗА СЧЕТ ВЫБОРА КОРРЕКТНОГО ГРАФА ОБРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЗЫМЯННОЕ.....	100

<i>Ахатқызы Д., Умирова Г.К.</i> НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ МОГТ 3D В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЗЫМЯННОЕ.....	106
<i>Семерикова Д.Ю., Ниязбекова К.А., Асубаева С.К.</i> УНИКАЛЬНЫЕ МИНЕРАЛЫ КАМЧАТКИ.....	113
<i>Данабек М.М., Альжигитова М.М., Ауелхан Е.С.</i> РЕГИОНАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОЦЕНКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПИТЬЕВОЙ ВОДОЙ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН.....	119
<i>Даулетин Е.М., Дуйсенбаев М.А., Бекботаева А.А., Язиков Е.Г.</i> ОЦЕНКА ЗАПАСОВ РЕДКИХ МЕТАЛЛОВ И РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ МЕТАЛЛОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УРАНА «СЕМИЗБАЙ».....	123
<i>Джалимбаева Н.Х., Шалабаев М.М., Пенский Е.В.</i> ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОТЛОЖЕНИЙ НОВОЙ ЗАЛЕЖИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЖАНБАС.....	130
<i>Ермаганбетов Е.А., Аршамов Я.К.</i> ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КЫРГАУ.....	136
<i>Муратбаев Е.Т., Аршамов Я.К.</i> О НЕКОТОРЫХ АКТУАЛЬНЫХ ВОПРОСАХ ИЗМЕНЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНОГО УРОВНЯ МОРЯ.....	143
<i>Сайлаугалиев Ж., Жалгасов Р., Асирбек Н., Шарапатов А.</i> РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН КЕНКИЯКСКОЙ СТРУКТУРЫ.....	149
<i>Жеңсебай Д., Байсалова А.О.</i> ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ И МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РЕДКОМЕТАЛЬНЫХ ПЕГМАТИТОВЫХ ПОРОД КАЛБА-НАРЫМСКОГО КОМПЛЕКСА.....	153
<i>Оразов Д.Т., Таскынбаев А.Б., Исагалиева А.К.</i> ГЕОСТАТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СЛОЖНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ.....	157
<i>Каримбеков Т.Қ., Байбатша А.Б.</i> ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИИ И МЕТАЛЛОГЕНИИ БОЗШАКОЛЬСКОГО ВУЛКАНО-ПЛУТАНИЧЕСКОГО ПОЯСА.....	163
<i>Катренов Ж.С., Абетов А.Е., Менг Ж., Джанг Т.</i> ИННОВАЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ПОЛУЧЕНИЯ И ОБРАБОТКИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ.....	168
<i>Абетов А.Е., Құдайбергенова С.С.</i> ИЗУЧЕНИЕ ФАКТОРОВ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ РИСКОВ НА ПРИМЕРЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЗАПАДНОМ КАЗАХСТАНЕ.....	175
<i>Кыдырғажы К.С.</i> КОЛЛЕКТОРНЫЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВ ПРОДУКТИВНОГО ЮРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО ГОРИЗОНТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КОНЫС.....	180
<i>Мавлюдов А., Омарова Г.М.</i> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДИК КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА QA/QC ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ НА ОСНОВЕ ОПЫТА КОМПАНИИ LACUS MINING.....	186
<i>Матаева М., Умирова Г.К.</i> ГЕОДИНАМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ И ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ТЕХНОГЕННЫЕ ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ ИЗМЕНЕНИЯ.....	194
<i>Шынли Н.</i> АКТУАЛЬНОСТЬ СОЗДАНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ РАСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	199
<i>Мухамедиярова Н.З., Нигматова С.А.</i> ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА В ЦЕНТРАЛЬНОМ КАЗАХСТАНЕ В КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ.....	205

<i>Нурлан А.Е.</i> СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИС ДЛЯ РЕШЕНИЯ РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	211
<i>Нурсултанов Д.А., Бекмухаметова З.А.</i> ФЕНОМЕН РУДНЫХ ГИГАНТОВ БАЗИТ-УЛЬТРАБАЗИТОВЫХ КОМПЛЕКСОВ БУШВЕЛЬДСКОГО МАССИВА ПЛАТФОРМЕННЫХ ОБЛАСТЕЙ И КЕМПИРСАЙСКОГО МАССИВА СКЛАДЧАТЫХ ОБЛАСТЕЙ.....	216
<i>Аскарулы О., Мендыбаев Т.Б., Садуов А.Б., Шарпаатов А.</i> РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ ГРАВИМАГНИТНЫХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ ДАННЫХ МЕДНЫХ УЧАСТКОВ КОБЫЛЫ-БЕСОБА.....	222
<i>Үсенбекова С.А.</i> АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ ПРИМЕНЕНИЕМ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ 4 БЛОКА 18 ГОРИЗОНТА.....	227
<i>Шукманов С.М., Омарова Г.М.</i> ЦИФРОВИЗАЦИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ: СОЗДАНИЕ БАЗЫ ДАННЫХ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ.....	233
<i>Сағындықова Ж.</i> ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ.....	237
<i>Юлдашова А.К., Сатибекова С.Б.</i> ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ СТРУКТУРНОЙ ГЕОЛОГИИ.....	241
<i>Серік Р.Г., Кембаев М.К.</i> ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ МАРГАНЦЕВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШУЫЛДАК.....	246
<i>Сламбек Н.К., Истекова С.А.</i> ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЙ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ВЫДЕЛЕНИЮ И ОЦЕНКЕ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУМКОЛ.....	250
<i>Талғатбек А., Мұстапаева С.Н²</i> ИСТОРИЯ И РАЗВИТИЕ «СНЕЖНОЙ ЗЕМЛИ».....	257
<i>Темірбекова А.А., Ибраимов В.М.</i> ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ ДРЕНАЖНЫХ ВОД НА ПРИМЕРЕ КАРЬЕРА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЕРХНЕЕ КАЙРАКТИНСКОЕ В ШЕТСКОМ РАЙОНЕ КАРАГАНДИНСКОЙ ОБЛАСТИ.....	261
<i>Тоқтамысов А.Қ., Байбатша А.Б.</i> ИССЛЕДОВАНИЕ РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ МЕТАЛЛОВ В МЕЛОВЫХ И ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ УРАНОВОРУДНОЙ ВОСТОЧНО-УАНАССКОЙ ПОИСКОВОЙ ПЛОЩАДИ.....	267
<i>Төлеубеков Е.М., Умирова Г.К.</i> РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ УЧАСТКОВ ПОЛИМЕТАЛЛОВ В АТАСУЙСКОМ РУДНОМ РАЙОНЕ.....	272
<i>Чонгидис К.С., Маманов Е.Ж.</i> СТРУКТУРНЫЕ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ УЛЫТАУ-КАРАСАКПАЙСКОЙ ЗОНЫ БАЗИТ-УЛЬТРАБАЗИТОВ.....	279
<i>Шокпарбай А.Е., Истекова С.А.</i> ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ЛОКАЛИЗАЦИИ МЕДНОГО СТРАТИФОРМНОГО ОРУДЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСОМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ В ЦЕНТРАЛЬНОМ КАЗАХСТАНЕ.....	284
<i>Ысқақұлы А., Енсенбаев Т.А., Санатбеков М.Е.</i> ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ ВАЛАНЖИНСКОГО ПЛАСТА И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ С. НУРЖАНОВ.....	291
<i>Абдели Д.Ж., Насибуллин Б.М., Ыскак А.С., Сейден А.Б.</i> ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭНЕРГИИ ВОДОНОСНОГО ПЛАСТА И НАНОМАТЕРИАЛОВ.....	297
<i>Әбдуәли Қ., Молдабеков М.С.</i> ТИПЫ ФУНДАМЕНТОВ ПОВЕРХНОСТНЫХ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ.....	302

<i>Әлжан А.М., Имансақыпова Н.Б.</i> РЕМОНТ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА.....	308
<i>Анитов С.К., Смагулов Н.Н., Бекбау Б.Е.</i> ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.....	312
<i>Асауов А.А.</i> ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА НА ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НА НАЧАЛЬНОМ ЭТАПЕ РЕАЛИЗАЦИИ ЗАКАЧКИ ГАЗА.....	321
<i>Аскарлов Р.А.</i> ОПТИМИЗАЦИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ М/Р НУРАЛЫ.....	327
<i>Базарбаева М.Б.</i> ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ПИЛОТНОГО ПРОЕКТА ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ОСНОВЕ МИРОВОГО ОПЫТА.....	332
<i>Базарбеков Қ.Н., Сыздықов Р.С., Смашов Н.Ж.</i> БУРЕНИЕ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НАВИГАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ.....	347
<i>Балтабаева Д.Қ., Кенжетев А.Е., Жақанова Ж.А., Бағитов Е.С.</i> ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАБУРУНЬЕ..	354
<i>Батуров Н.Н., Нурбекова К.С., Болатова К.Т.</i> ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ ДЛЯ БОРЬБЫ С ГИДРАТАМИ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ.....	363
<i>Бисембай Ш.М., Насибуллин Б.М.</i> ДЕЙСТВИЕ ПЕРЕГОНКИ СИНТЕТИЧЕСКИХ И БИОПОЛИМЕРОВ В УСЛОВИЯХ СЛОЖНОГО КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА.....	369
<i>Касенов А.К., Нифонтов Ю.А., Молдабеков М.С., Букенова М.С.</i> ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ КАВИТАЦИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....	375
<i>Далабаев З.М.</i> АНАЛИЗ ПОСТРОЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х» И МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ИНТЕГРАЛЬНОЙ АДАПТАЦИИ.....	381
<i>Ержанғалиев Е.С., Насибуллин Б.М.</i> АНАЛИЗ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН.....	388
<i>Сыздықов А.Х., Есенжан Е.Е.</i> "УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ ПОМОЩИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ: КОМПЛЕКСНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЕЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ".....	393
<i>Жандәулет Д.Ф., Молдабеков М.С.</i> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ДОБЫЧЕ НЕФТИ.....	398
<i>Жолдыбаева А.Т.</i> МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКИ ГАЗА, А ТАКЖЕ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГДМ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА С ДВОЙНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ.....	402
<i>Зейнуллова Д.К.</i> УПРАВЛЯЕМЫЕ ДАННЫМИ АНАЛИЗ ЗАВОДНЕНИЯ ВОДОЙ С НИЗКОЙ СОЛЕННОСТЬЮ.....	409
<i>Ілияс Ә.А.</i> РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ МЕТОДОВ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ТЕНГИЗ.....	413
<i>Искакова Л.Т., Имансакипова Н.Б.</i> АНАЛИЗ ОБРАЗОВАНИЯ ТВЕРДЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И СПОСОБЫ ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ.....	417
<i>Исмаилова Д.А., Мухамедьянова А.Т., Сарсенова А.А.</i> ДЕЛАМПИНГ КАК КЛЮЧЕВОЙ МЕТОД К ПОЛУЧЕНИЮ ТОЧНОГО ОПИСАНИЯ СОСТАВА ЖИДКОСТИ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕЗЕРВУАРА И ПОВЕРХНОСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ.....	423

<i>Испанбетов Т., Джатыков Т.</i> РАЗРАБОТКА ПРОЕКТА ПОЛНОМАСШТАБНОГО ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ – ПРИМЕР МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛАМКАС.....	433
<i>Кайдар А.М., Молдабеков М.С.</i> ПРИЧИНЫ ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОЙ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ВЯЗКИХ НЕФТЕЙ.....	441
<i>Баймұхаметов М.А., Насибуллин Б.М., Қалдыбек А.Т., Маликов А.У.</i> ИССЛЕДОВАНИЕ И УЧЕТ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	446
<i>Касымжан А.Н., Алтайбеков Н.Ф., Сапобекова Д.Д., Молдабаева Г.Ж.</i> МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИТОКА К СКВАЖИНЕ В ДВУМЕРНОЙ ПЛОСКОСТИ.....	453
<i>Касымханов Е.Е., Гусенов И.Ш.</i> "ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УЗЕНЬ".....	461
<i>Конусов Ж.К., Букаева Г.А.</i> АНАЛИЗ ВОЗДЕЙСТВИЯ РЕАГЕНТА PARALAX НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ХАИРКЕЛДЫ.....	466
<i>Косымбаев Ш.А., Абделі Д.Ж.</i> ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ХРАНИЛИЩ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ТИПЫ И МЕХАНИЗМЫ.....	473
<i>Ысқақ А.С., Есимханова А.К., Қыныртай М.С.</i> ПЕРВИЧНАЯ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ ОБРАБОТКА ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЙ АСПО В ТРУБОПРОВОДАХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ОБОРУДОВАНИИ.....	479
<i>Лукьянов И.</i> НЕТРАДИЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ЭКСТРАКЦИИ ВЫСОКОВЯЗКИХ МАСЛО В ОСОБЫХ УСЛОВИЯХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕРМОМИНЕРАЛЬНОГО СПОСОБ РАЗРАБОТКИ.....	487
<i>Есимханова А.К., Мейрханов Д.Е.</i> ОБЗОР ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТУПЕНЧАТОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА (МГРП) В КАЗАХСТАНЕ И ЗА РУБЕЖОМ.....	493
<i>Нигметуллин О.И., Елигбаева Г.Ж.</i> УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МОНИТОРИНГА ВОДЫ ПОСРЕДСТВОМ МОДЕРНИЗАЦИИ КОНТРОЛЬНЫХ СЕПАРАТОРОВ УКПГ-3 КАРАЧАГАНАКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	499
<i>Омарбек А.Н., Ахымбаева Б.С.</i> ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК (ПТП) НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПОТОКА НЕФТЕСМЕСИ.....	508
<i>Бакешева А.Т., Өтебай А.Қ.</i> ОЦЕНКА ТЕКУЩЕГО И ПОТЕНЦИАЛЬНОГО КИН ПО МЕТОДАМ ХВ ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ 14 ГОРИЗОНТА М. УЗЕНЬ РАЗЛИЧНЫХ ФАЦИАЛЬНЫХ ЗОН.....	513
<i>Похлюк М.В., Ыскак А.С.</i> ОЦЕНКА КОРРЕКТНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НА ОСНОВЕ НОВЫХ ЗАМЕРОВ ГАЗОВОГО ФАКТОРА ПО СКВАЖИНАМ.....	521
<i>Рахманов Ф.Я., Ахымбаева Б.С., Заурбеков К.С.</i> БУРЕНИЕ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ СЕРОВОДОРОДНОЙ АГРЕССИИ.....	527
<i>Сайранбек А.</i> ЗНАЧЕНИЕ ПОВТОРНОЙ ПЕРФОРАЦИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.....	533
<i>Сейткадыров А.С.</i> ПРОМЫШЛЕННАЯ УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА С ПОЛУЧЕНИЕМ СПБТ И СГБ.....	538
<i>Сидешов Е.О., Имансакипова Н.Б.</i> АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЫЗЫВАЮЩИХ АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ НА МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАШАГАН.....	544

<i>Ситуплаев С.А.</i>	
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАДИАЛЬНОГО БУРЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЭМБАМУНАЙГАЗ».....	549
<i>Молдабаева Г.Ж., Турдиев М.Ф., Сулейменова Р.Т., Каримова А.С., Шаяхметова Ж.Б.</i>	
АНАЛИЗ СТЕПЕНИ ВЛИЯНИЯ МЕТОДА ЗАКАЧКИ ВОДЫ НА КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ФЕРГАНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, СОСТОЯЩЕГО ИЗ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.....	554
<i>Сүйінгалиев Р.М., Мырзатаева Д.К., Ключниченко В.С., Молдабаева Г.Ж.</i>	
ИССЛЕДОВАНИЕ СКОРОСТИ ДВИЖЕНИЯ ФРОНТ В ГЕТЕРОГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ.....	559
<i>Тәңірбергел А.Б., Амангелді А.Ф.</i>	
"В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ МИКРО-И ПРИМЕНЕНИЕ НАНОТЕХНОЛОГИЙ».....	565
<i>Есимханова А.К., Ысқақ А.С., Умарова А.</i>	
ПРИЧИНЫ СМАЧИВАНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ. БОРЬБА С СМАЧИВАНИЕМ НА ПРИМЕРЕ РЕЧНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	571
<i>Хандохин А.А.</i>	
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ АНАЛИЗА И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ОПЫТНОМ УЧАСТКЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х».....	577
<i>Ыскак А.С., Хасен Д.А., Курманали У.А.</i>	
АНАЛИЗ ПРИЧИН КОНУСООБРАЗОВАНИЯ ПОДОШВЕННОЙ ВОДЫ.....	592
<i>Эфендиев Г.М., Түзелбаева Ш.Р., Имансакипова З.Б., Татаева Ж.К.</i>	
ТЕХНОЛОГИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИИ СКВАЖИНЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПАКЕРА ВОДОНАБУХАЮЩИХ ЭЛАСТОМЕРОВ.....	598
<i>Рыспаева С.Б., Керимкулова А.Ж., Ислам Ш.С., Керимкулова А.Ж.</i>	
СИНТЕЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ ГЛУБОКИХ ЭВТЕКТИЧЕСКИХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ.....	603
<i>Егизбаева А.Ж., Исакова К.М., Анапияев Б.Б.</i>	
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ САХАРНОГО СОРГО ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА СИРОПОВ.....	608
<i>Отарбаева С.Н., Исакова К.М., Анапияев Б.Б.</i>	
ГЕННАЯ ИНЖЕНЕРИЯ САХАРНОГО СОРГО.....	613
<i>Синякова И.Е., Исакова К.М., Анапияев Б.Б.</i>	
КУЛЬТУРА ЯЧМЕНЯ IN VITRO.....	617
<i>Ситчихина А.В., Анапияев Б.Б., Исакова К.М.</i>	
МЕТОДЫ МОЛЕКУЛЯРНОГО МАРКИРОВАНИЯ САХАРНОГО СОРГО.....	621
<i>Чекалина М.В., Анапияев Б.Б., Исакова К.М.</i>	
КУЛЬТУРА СОМАТИЧЕСКИХ КЛЕТОК IN VITRO САХАРНОГО СОРГО И МЕТОДЫ МОЛЕКУЛЯРНОГО МАРКИРОВАНИЯ В СЕЛЕКЦИИ НА ЗАСУХОУСТОЙЧИВОСТЬ....	625
<i>Дронова Ксения, Берилло Д.А.</i>	
ИЗУЧЕНИЕ КИНЕТИКИ АДСОРБЦИИ И ДЕСОРБЦИИ ЭТАЗОЛА И МОКСИФЛОКСАЦИНА В КРИОГЕЛЯХ.....	629
<i>Мухамедия Д.А., Шынгысбаева А.М., Берилло Д.А.</i>	
СИНТЕЗ НАНОЧАСТИЦ СЕРЕБРА И ОКСИДА ЦИНКА, СТАБИЛИЗИРОВАННЫЕ ЭКСТРАКТОМ ТРАВ, КОРНЕВИЩ И КОРНЕЙ RAEMONIA ANOMALA.....	638
<i>Сагитова З.Б., Берилло Д.А.</i>	
МОДИФИЦИРОВАННЫЙ ВАНИЛИНОМ ХИТОЗАН ГИДРОГЕЛЬ С ПРОДЛЕННОЙ ДОСТАВКОЙ ЛЕКАРСТВЕННОГО СРЕДСТВА ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ АНТИМИКРОБНОГО ЗАЛЕЧЕНИЯ РАН.....	647
<i>Кеняйкин П.В., Тілеубеков Н.Б., Галиева А.Е., Муминов Д.А.</i>	
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОЧИСТКИ ПРИРОДНОЙ И ОБОРОТНОЙ ВОД ПОЛИОКСИХЛОРИДОМ АЛЮМИНИЯ НА ОСНОВЕ АКТИВИРОВАННОГО СПЛАВА АЛЮМИНИЯ.....	653
<i>Кабдрахманова С.К., Керимкулова А.Ж., Кабдрахманова А.К., Зинулла А.А., Болатова Ж.Б.</i>	
ДЕЙСТВИЕ СТИМУЛЯТОРОВ ДЛЯ РАСТЕНИЙ IN VITRO.....	658

<i>Кабдрахманова С.К., Керимкулова А.Ж., Шаймардан Е., Кабдрахманова А.К., Қаржаубаева А.Қ., Ахметқарімова Ә.Н., Гайпбергенова А.Қ.</i>	
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОГО СООТНОШЕНИЯ РАСТВОРОВ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ КОМПЛЕКСА ЯНТАРНОЙ КИСЛОТЫ И АГ.....	666
<i>Жүрсімбаева М.Б., Сейтқалиева Н.Ж., Құсайынова Г.Қ., Әбдиев Қ.Ж.</i>	
НОВОЕ КАТИОННОЕ ПОЛИ-ПАВ НА ОСНОВЕ N,N-ДИМЕТИЛАКРИЛАМИДА И [3-(МЕТИЛАКРИЛОИЛАМИНО)ПРОПИЛ] ТРИМЕТИЛАММОНИЙ ХЛОРИДА.....	671
<i>Байдуллаева Ә.Б., Темиржанова Д.И., Бейсебек Ж.Р., Нармуратова М.Х.</i>	
ПОЛУЧЕНИЕ ГИДРОЛАСТОВ МОЛОЧНЫХ БЕЛКОВ ФЕРМЕНТАТИВНЫМИ ПРОЦЕССАМИ.....	676
<i>Аязбаева А.Е., Наурызова С.З.</i>	
СИНТЕЗ ПОЛИАМФОЛИТНЫХ МИКРОГЕЛЕЙ НА ОСНОВЕ ПРОИЗВОДНЫХ АКРИЛАМИДА.....	679
<i>Хабиев А.Т., Юлусов С.Б., Ермагамбетов М.Е.</i>	
ВЛИЯНИЕ СИНТЕТИЧЕСКИХ МОЮЩИХ СРЕДСТВ НА РОСТ И РАЗВИТИЕ КРЕСС-САЛАТА.....	685
<i>Юлусов С.Б., Казиева Н.К., Серая Н.В., Хабиев А.Т.</i>	
ИССЛЕДОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ЦИАНИДНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ ИЗ ТЕХНОГЕННОГО МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ.....	691

ТРУДЫ
Международной научно-практической конференции
«INTERNATIONAL SATBAYEV CONFERENCE 2023
(Сатпаевские Чтения – 2023).
НАУКА И ТЕХНОЛОГИИ: ОТ ИДЕИ ДО ВНЕДРЕНИЯ
12 апреля 2023 г.

Том II

Подписано в печать 13.06.2023 г.
Тираж 100 дана. Формат 60x84 ¹/₁₆. Бумага типогр. №1.
Уч-изд.л. 44,8. Усл.п.л. 41,7. Заказ № 334

Издание Казахского национального исследовательского
технического университета им. К.И. Сатпаева
Издательский центр Polytech им. Т. Кенеева
г. Алматы, ул. Сатпаева, 22



<https://doi.org/10.51301/ISC.2023.v2.46>

Н.К. Сламбек*, С.А. Истекова
Satbayev University, Алматы, Казахстан
*e-mail: nur_astana_98@bk.ru

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЙ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ВЫДЕЛЕНИЮ И ОЦЕНКЕ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУМКОЛ

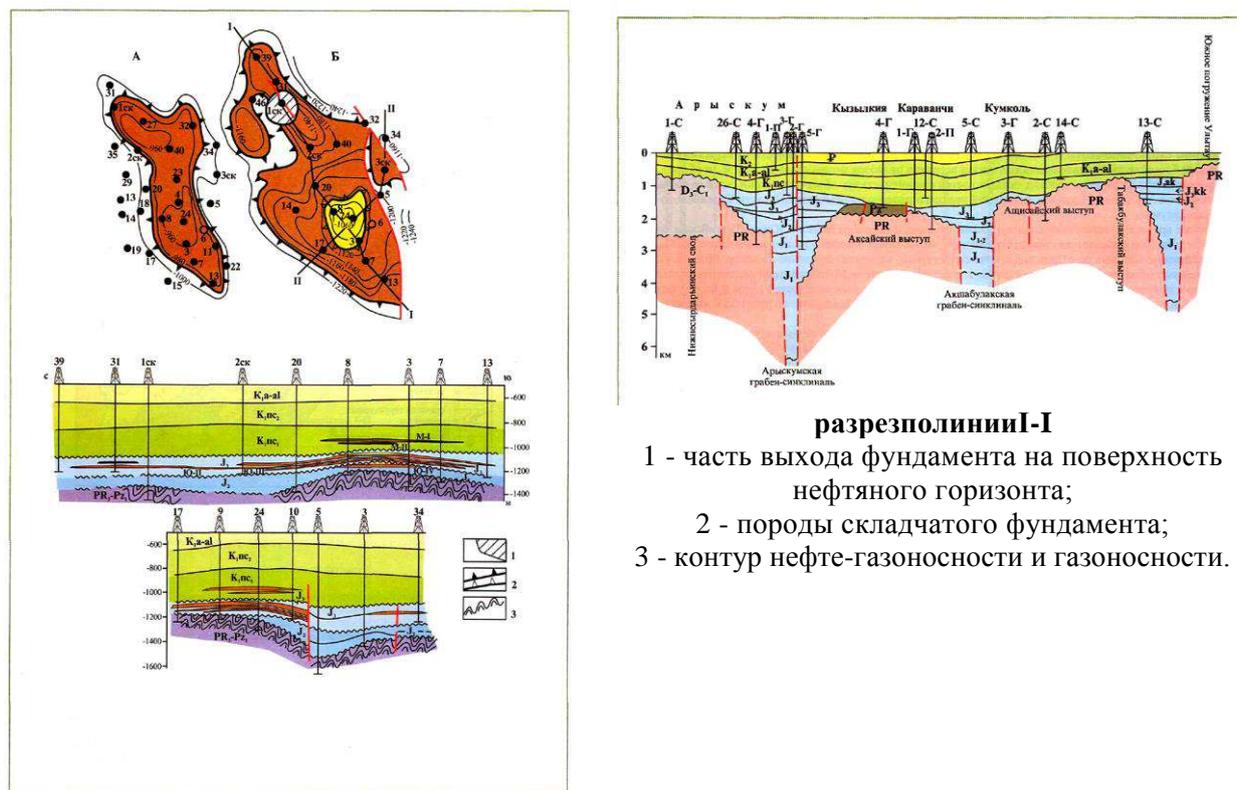
Аннотация. В работе рассмотрены вопросы комплексных исследований скважин по выделению и оценке свойств коллекторов месторождения Кумколь на основе бурения новых глубоких скважин. Показана роль геофизических исследований и результаты петрофизического анализа по продуктивным меловым и юрским горизонтам. Оперативная интерпретация проводилась по данные ГИС, изучения разреза по шламу в процессе выполнения геолого-технологических исследований и исследования образцов керна. Проведен люминесцентно-битуминологический анализ керна с целью выявления нефтегазоносных интервалов по вновь пробуренным скважинам. В результате доизучения геологического строения района, выявлены новые продуктивные горизонты, получены дополнительные параметры для подсчета запасов и разработки месторождений Кумкольской структуры.

Ключевые слова: геофизические исследования, скважина, интерпретация, коллектор, каротажные диаграммы, керн, месторождение Кумколь

Введение. Геологические условия залегания продуктивных пластов и применяемые традиционные технологии интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) в комплексе с изучением керна на месторождениях Казахстана позволяют, с достаточной надежностью, решать задачи выделения и оценки продуктивных коллекторов. Актуальность выполненных исследований определяется их направленностью на повышение точности оценок извлекаемых запасов нефти за счет использования результатов комплексного анализа данных геофизических исследований скважин (ГИС) и лабораторных исследований керна, позволяющих промоделировать пространственные закономерности изменения петрофизических и фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС), что в свою очередь в значительной мере обуславливает полноту нефтеизвлечения.

Характеристика исходных данных. В структурном плане поднятие Кумколь расположена в одном из наиболее сложных тектонических узлов Арыскупского прогиба. В геологическом строении исследуемой территории участвуют несколько структурных элементов: южные части Бозингенской и Сарыланской грабен-синклиналей, Табакбулакской горст-антиклинали - в восточной части контрактной территории, Ащисайские горстовидные поднятия в центральной части, Бесоба-Теренсайская грабен-синклиналь в западной части и Аксайская горст-антиклиналь в крайней западной части контрактной территории. Геологическое строение участка Кумколь состоит с отложениями мезозоя и кайнозоя, который залегает на выветренной части фундамента палеозойского возраста [1].

В участке Кумкольской антиклинали в юрских отложениях по записям сейсморазведочных работ наблюдается две геологические поверхности (рисунок 1). Первая соответствует с III а - ОГ, приуроченным к верхней границы свиты кумкольского (на участке Кумколь эта верхняя граница Ю-1 нефтеносного пласта). Ко второй приурочен III 1а - ОГ, который в свою очередь соответствует с верхней границы среднекумкольской подсвиты верхней юры. Поверхней границы Ю-1 нефтеносного пласта размеры свиты составляют 19,0 на 8,0 км по из о гипсе -1200,0 м, при амплитуде 120,0 м. Геологическое строение представляет собой вытянутую антиклиналь северо-западного простирания, ограниченная свостока разломом [2,3].



Структурные карты
(А – нефтеносного пласта М-I,
Б – нефтеносного пласта Ю – I) и разрез по
линии I - I газонефтяного месторождения
Кумколь (по И.Т. Бадоеву. 1988 г.)

Рисунок 1. Геологического строения Кумкольской структуры

По изученным данным бурения скважин восточное простирание антиклинальной структуры имеет более крутое погружение. Структурные планы по ШаиШаа-ОГ-там соответствует. Толщина Кумкольской свиты (откровли фундамента до поверхности пласта Ю-1) колеблется от 51,0 до 251,1 м. Уменьшение размеры пласты Кумкольской свиты происходит за счет примыкания к воздымающей кровли фундамента нижних частей разреза. Толщина пласты Акшабулакской свиты (глинистая зона разреза верхней юры) колеблется от 10,0 до 100,0 и более метров. Однако утончение Акшабулакской свиты происходит сверху, в результате регионального размывав преднеокомское время геохронологий.

В разрезе ниже неокомских отложений четко прослеживается ОГПа, соответствующий с верхней границы Арыскумского прогиба (нефтяной пласт М-I). По Па-ОГ геологическая строение Кумколь представляет собой двух сводовую линейную антиклинальную складку субмеридионального простирания со смещением кюгус вода. Площадь купола составляют 14.5x4.5 км по из о гипсе–990 м, при толщине 40 м. Северный прогиб более пологий и имеет мощность 30 м. По изученным данным эксплуатационного бурения восточное крылоструктуры (также как и по юрским горизонтам) имеет более крутое погружение.

На площади Кумколь нефти и газо насыщенным являются ниже неокомские и верхне юрские отложения [4]. В ниже неокомских пластах всоставеарыс кумского горизонта выделяются два нефтеностые пласты М-IиМ-II, которые хорошо коррелируются и однозначно выделяются поданным геофизический исследований скважин [4]. Нефтеносный пласт разобщены глинистыми разделами толщиной от 10 до 20 м. В юрских отложениях выделяются нефтеносные пласты Ю-IиЮ-II,Ю-III (3-объект по эксплуатаций) и Ю-IV(4-объект по эксплуатаций) [5].

Для детального изучения геологического строения продуктивных комплексов Кумкольского месторождения широко используются геофизические исследования скважин (ГИС), проведенные в разные годы в более чем в 200 скважинах (рисунок 2). фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

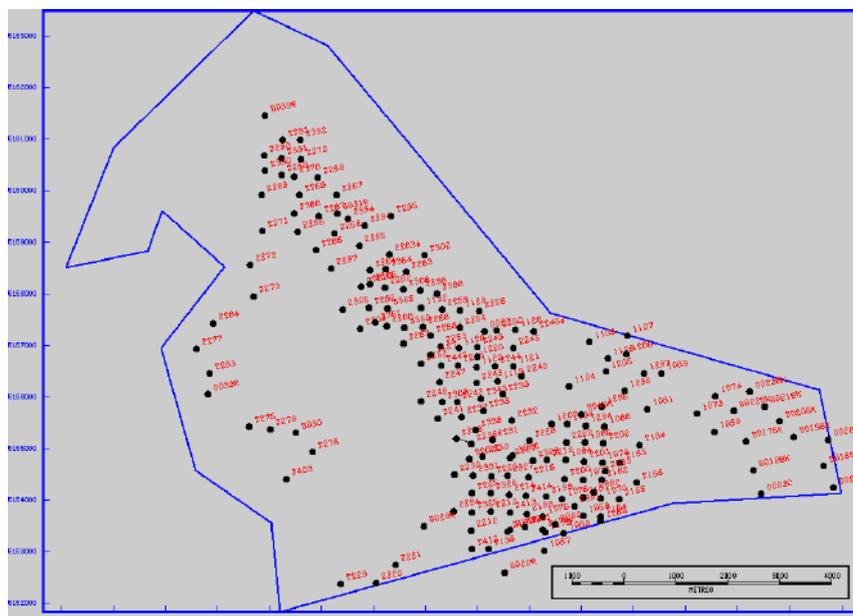


Рисунок 2. Месторождение Кумколь. Расположения скважин

Методика исследований. На основе имеющихся данных ГИСа и анализа по интерпретаций полученного материала по месторождению Кумколь изучались продуктивные горизонты, дана литологическая характеристика разреза, проведен литолого-фациальный и формационный анализ, выделены и изучены коллектора, определены фильтрационно-емкостные свойства (ФЭС) [6,7].

Оперативная интерпретация данных ГИС открытого ствола проведена с использованием программного обеспечения «IP» в поточечном режиме с последующим объединением в пласты с использованием коэффициенты по месторождению Кумколь. Выделение коллекторов проводилось с использованием всего комплекса выполненных исследований [8-9]:

- снижению амплитуды ГК и
- повышению НК относительно вмещающих пород,
- номинальному диаметру;
- снижению кажущегося сопротивления против водоносных и
- увеличению против нефтеносных пластов относительно вмещающих пород.

Наиболее характерными признаками плотных прослоев относительно коллекторов являются повышенные значения сопротивления на кривых методов сопротивления - БК, ИК, МБК, МКЗ, повышенные значения на кривых нейтронного и плотностного каротажей, снижение времени пробега на диаграммах АК. Разделение коллекторов на продуктивные и водоносные проводилось по зондам БК, МБК и диаграммам проводимости ИК:

В ходе интерпретации геофизических данных была привлечена информация материалы геолого-технологических исследований (ГТИ), в частности, описание шлама и запись газового каротажа.

Коэффициент пористости по ГИС определялся по нейтронному, акустическому и плотностному каротажу. Принятая открытая пористость взята среднее между тремя методами или наиболее характерного интерпретируемого пласта.

Коэффициент нефтегазонасыщенности определялась по уравнению Дахнова-Арчи, основанного на петрофизических связях:

$$P_n = \frac{a}{Kn^m} \quad \text{и} \quad P_n = \frac{b}{K\theta^n}$$

Коэффициент водонасыщенности рассчитывался через параметр насыщения $P_n = r_{пн} / r_{вп}$, определяется как отношение сопротивления интерпретируемого пласта ($r_{пн}$) к сопротивлению этого пласта при 100% водонасыщении ($r_{вп}$);

Сопротивление интерпретируемого пласта ($r_{пн}$) определялось по материалам БК и ИК.

Сопротивление пластовой воды в пластовых условиях, найденное по номограмме определения удельного сопротивления раствора NaCl в зависимости от минерализации и температуры. Сопротивление пластовой воды принято $r_{вп} = 0,06$ Ом при температуре $50,0^\circ\text{C}$ по аналогии с месторождением Кызылкия СЗ.

Окончательный разрез по вновь пробуренным скважинам получены по результатам комплексного анализа данных ГИС, изучения разреза по шламу в процессе выполнения геолого-технологических исследований и изучения керна. По образцам керна проведен люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) с целью выявления нефтегазоносных интервалов (рисунок 3).

Стратиграфическая граница PZ выделена на основании описания шлама, представленного аргиллитами (серые, темно-серые, пелитовые, слоистые, пиритизированные, крепкие, с включениями кварцита, белого кристаллического массивные, плотные, местами средне крепкие до крепких по трещинам видны проявления нефти) и данных ГИС.

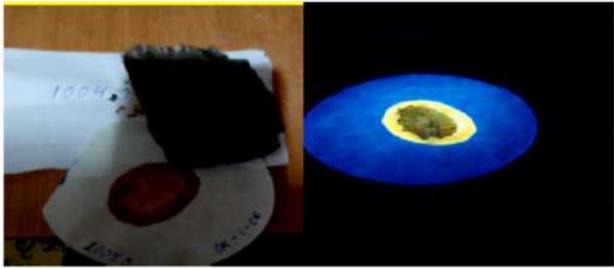
№	Глубина (м)	Фото образца керна
1	1004,9м	
Описание керна		Аргиллиты серые, темно-серые, слоистые, пиритизированные, крепкие, массивные, плотные, местами средне крепкие до крепких, по трещинам видны проявления нефти. Присутствует слабый запах УВ. Кальцит-0%. Dolomit-0%. ЛБА- ОК-4-СБ.

Рисунок 3. Результаты исследования керна

Результаты исследований. В целом геологическая характеристика вскрытого разреза представлена:

- в интервал 50 -150м. Неоген –Четвертичными комплексами, сложенные (P-Q) серыми темно-серыми, алевритистыми, мягкими, пластичными глинами. В пределах данного интервала нефтяные проявления и газовые аномалия не отмечаются.

-в интервале 150-350м (туронский (K2 t-sn): пески серые, светло-серые, реже коричневые, мелкозернистые, зерна хорошо окатанные, по составу полиминеральные, аркозовые. Глины серые, темно-серые, алевритистые, мягкие, пластичные. Гравелиты белые, серые, до коричневого, разнозернистые, преимущественно крупнозернистые, прослеживаются зерна кварца.

Интервал Альб-сеноман (K1-2 al3-c) 350-510м представлен: глинами алевритовые серые, мягкие, пластичные, песчанистые; песчаники (алевритистые) светло серые, полимиктовые тонко-мелкозернистые, на глинистом цементе, слабо сцементированные [12].

Апт-Альбский (K1-2 a-al2) -510-730м интервал представлен: глинами серые, темно-серые, алевритистые, мягкие, пластичные; гравелиты белые, серые, до коричневого, разномзернистые, преимущественно крупномзернистые, прослеживаются зерна кварца; песчаники светло-серые, крупномзернистые, полимиктовые, полуокатанные хорошо сортированные, слабо цементированные

Интервал Верхний неоком (K1nc2) 730-910м сложен: глинами коричневые, светло-коричневые, серые, алевритистые, массивные, среднеуплотненные; алевролитами серыми, крупномзернистыми, хорошо цементированные, слабо крепкие, плотные, слабо карбонатные. Песчаники светло-серые, полимиктовые тонко-мелкозернистые, на глинистом цементе, слабо цементированные.

Интервал Нижний неоком. (K1nc1) 910-1000м представлен: глинами коричневые, светло-коричневые, серые, алевритистые, массивные, среднеуплотненные. Алевролиты серые крупномзернистые, хорошо цементированные, слабо крепкие, плотные, слабо карбонатные. Интервал 1000 – 1004 м представлен: Глины красно-коричневые, реже зеленовато-серые, плотные, вязкие, известковистые. Аргиллиты бурые, темно-коричневые, слоистые, средне крепкие. Известняки светло-серые до темных, белые, мелко-скрытокристаллические, местами пелитоморфный, трещинного типа, средне крепкие до крепких.

Интервал 1004-1467м (палеозой (PZ) представлен: Аргиллиты серые, темно-серые, пелитовые. слоистые, пиритизированные, крепкие, с включениями кальцита белого кристаллического. прослеживаются зерна кварца. В пределах данного интервала меловой системы (PZ) нефтяные проявления и газовые аномалия отмечаются.

Таким образом, на месторождении Кумколь нефтегазонасыщенным являются нижне-неокомские и верхнеюрские отложения.

В нижне-неокомских отложениях выделяются два нефтеносный пласт М - I и М - II, которые хорошо коррелируются и выделяются по данным геофизических исследований скважин открытого ствола.

Значения толщины эффективных нефте насыщенных отложений целом по пласту колеблются от 0,6 до 16,7 м в среднем составляют 7,1 м. Средние значения пористости меняются от 0,19 до 0,33 по данным геофизических исследований скважин и в среднем равны 0,27. По данным изучения керн пористость колеблется в пределах 0,19–0,32, при среднем значении 0,25.

Нефте насыщенность определялась только по данным геофизических исследований и варьируется в интервале 0,53–0,77, при среднем значении 0,65. По изучением керн проницаемость колеблется от 0,005 до 5,29 Д, при среднем значении 1,31 Д по интерпретации ГИС от 0,048 до 6,0 Д, при среднем значении проницаемости 1,61 Д, по исследованиям геодинамический от 0,13 до 4,22 Д, при среднем значении 0,97 Д.

Пласт Ю-I, Ю-II содержат залежь нефти с газовой шапкой. В целом по участку Кумколь эксплуатационный объект является основным по запасам нефти и газа и обладает наибольшей площадью нефтеносности. Значения эффективных толщин коллекторов варьируется в пределах 2,7–24,7 м и в среднем равны 13,8 м. Нефте насыщенные толщины в целом по объекту меняются от 0,6 до 23,7 и в среднем равны 9,6 м. Средне взвешенные значения пористости по скважинам изменяются от 0,16 до 0,39 и в среднем составляют 0,24 по данным ГИС. По данным лабораторных исследований керн пористость меняется в пределах 0,16–0,34, и в среднем равна 0,23. Нефте насыщенность по объекту изменяется от 0,45 до 0,9 и в среднем равна 0,68, газонасыщенность коллекторов меняется от 0,59 до 0,89 и в среднем равна 0,71. Проницаемость пластов-коллекторов II объекта по анализам керн изменяется в интервале 0,003–5,79 Д и в среднем равна 0,53 Д, по интерпретации данных геофизических исследований скважин в интервале 0,004–6,0 Д и в среднем 0,814 Д, по гидродинамическим исследованиям интервал изменения 0,014–0,994 Д, в среднем составляет 0,21Д.

Нефтеный пласт Ю–III отделен от выше лежащего глинистым пластом толщиной 2,0–10,0 м и является частью единого резервуара, содержащего газонефтяную залежь, включая пласты Ю-I и Ю-II.

Нефтяной пласт Ю-IV несколько обособлен по высоте от выше лежащих толщи Ю–I–II и отделяется пачкой глин толщиной 10–40 м. Пласт Ю-IV характеризуется высокой расчлененностью наибольшим распространением зон отсутствия коллекторов. В пределах контура нефтеносного пласта Ю-IV выделены следующие зоны насыщения: газонефтяная, газо-нефте-водная, чисто-нефтяная и водо-нефтяная.

В целом результаты комплексных исследований: бурения, проведения исследований скважин гидродинамическими и геофизическими методами, изучение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и насыщающих их флюидов, испытание продуктивных пластов и горизонтов, позволили до изучить геологическое строение, выявить новые продуктивные горизонты, получить дополнительные параметры для подсчета запасов и разработки месторождений на месторождениях Кумкольской структуры.

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

- [1] Геология СССР. Западный Казахстан. Том 21, Москва, «Недра», 1970 г.
- [2] Месторождения нефти и газа Казахстана: Справочник под ред. Э.С. Воцалевского, Б.М. Куандыкова, З.Е. Булекбаева и др. - М.: Недра, 1993.
- [3] Истомина Е. Е., Булекбаев З. Е., Садыков Д. Ш. Особенности геолого-геофизической модели газонефтяного месторождения Кумколь. В кн. «Анализ данных по состоянию недр при добыче углеводородов». Алматы: Гылым, 2003. С. 137 -156.
- [4] <https://stud.kz/ru/referat/show/10112>
- [5] Ханин А.А. Породы коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. - М.: Недра, 1973 - 303 с.
- [6] Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. - М.: Недра. 1987.-375 с.
- [7] [Istekova S.A.](#), [Baidautetova A.A.](#), [Mussayev R.A.](#) Log Appliance in Detection of the Sequence Stratigraphic Zones and Facies Analysis of the Sediments - Kumkol Deposit, Kazakhstan - As a Case Study. [EAGE](#), [KazGeo 2012](#). Info: Extended abstract, PDF (2.05Mb).
- [8] Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. М. РГУ НГ, 2001 - 229 с.
- [9] Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1977-366 с.
- [10] The Geological Interpretation of Well Logs. Malcolm Rider. 2006. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическим методами. /Под ред. В.И.Горояна. М.: ВНИГНИ, 1978 - 396 с.
- [11] Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин. М.: Недра, 2001 - 220 с.
- [12] Чакабаев С.В., Иванов В.А. и др. Характеристика коллекторов меловых и юрских отложений Южного Мангышлака и закономерности их распространения. Известия АН Каз. ССР, серия геологическая № 2, 1966 - С.74-83

Н.К. Сламбек*, С.А. Истекова
Satbayev University, Алматы, Қазақстан
*e-mail: nur_astana_98@bk.ru

ҚҰМКӨЛ КЕН ОРНЫ КОЛЛЕКТОРЛАРЫН БӨЛУ ЖӘНЕ ҚАСИЕТТЕРІН БАҒАЛАУ БОЙЫНША ПЕТРОФИЗИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУЛЕР

Андатпа. Жұмыста жаңа терең ұңғымаларды бұрғылау негізінде Құмкөл кен орны коллекторларының қасиеттерін бөлу және бағалау бойынша Ұңғымаларды кешенді зерттеу мәселелері қаралды. Геофизикалық зерттеулердің рөлі және өнімді бор және Юра горизонттары бойынша петрофизикалық талдау нәтижелері көрсетілген. Жедел интерпретация бойынша жүргізілді ГАЗ деректері, геологиялық-технологиялық зерттеулерді орындау және өзек үлгілерін зерттеу процесінде *Вызовы и возможности трансформации ключевых секторов в новых реалиях*

шлам бойынша кесуді зерттеу. Жаңадан бұрғыланған ұңғымалар бойынша мұнай-газ аралықтарын анықтау мақсатында өзекке люминесцентті-битуминологиялық талдау жүргізілді. Ауданның геологиялық құрылысын жете зерделеу нәтижесінде жаңа өнімді көкжиектер анықталды, қорларды есептеу және Құмкөл құрылымының кен орындарын игеру үшін қосымша параметрлер алынды.

Негізгі сөздер: геофизикалық зерттеулер, ұңғыма, интерпретация, коллектор, каротаждық диаграммалар, керн, Құмкөл кен орны.

N.K. Slambek*, S.A. Istekova
Satbayev University, Almaty, Kazakhstan
*e-mail: nur_astana_98@bk.ru

PETROPHYSICAL RESEARCH FOR THE EVALUATION OF THE PROPERTIES OF RESERVOIRS OF THE KUMKOL FIELD

Abstract. The paper considers the issues of well log to identify and evaluate the properties of the reservoirs of the Kumkol field based on the drilling of new deep wells. The role of well log and the results of petrophysical analysis for productive Cretaceous and Jurassic horizons are shown. Operational interpretation was carried out according to well logging data, studying the section along the cuttings in the process of performing geological and technological studies and examining core samples. A luminescent-bituminological analysis of the core was carried out in order to identify oil and gas bearing intervals in newly drilled wells. As a result of additional study of the geological structure of the area, new productive horizons were identified, additional parameters were obtained for calculating reserves and developing deposits of the Kumkol structure.

Keywords: evaluation, well, interpretation, reservoir, well logs, core, Kumkol field.