

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

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

Кафедра Геофизики

Ержанов Ерасыл Ержанұлы

Комплексные геофизические и лабораторные исследования керна продуктивных отложений с целью уточнения остаточных запасов нефти месторождения Бектас в пределах Арыскупской грабен-синклинали

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Специальность – 6М074700 - Геофизические методы поисков разведки
МПИ

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

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

Кафедра Геофизики

6М074700 – Геофизические методы поисков разведки МПИ

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
Геофизики доктор геолого –
минералогических наук,
профессор

 Абетов А. Е.
«30» июня 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Ержанову Ерасыл Ержановичу

Тема магистерской диссертации: Комплексные геофизические и лабораторные исследования керн продуктивных отложений с целью уточнения остаточных запасов нефти месторождения Бектас в пределах Арыскупской грабен-синклинали

Утверждена приказом по университету № 1193-м от 29 октября 2018 г.

Срок сдачи законченной работы « 2 » июля 2020 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: *Геологические, геофизические, текстовые и графические материалы по нефтегазовым месторождениям Бектас в пределах Арыскупской грабен-синклинали*

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

- а) Петрофизика нефтяных и газовых пластов
- б) Лабораторные исследования керн
- в) Геофизические исследования скважин

Рекомендуемая основная литература:

1 Основы геофизических методов исследования нефтяных и газовых скважин : учебное пособие [Электронный ресурс] / сост. Б.Б. Квеско, Н.Г. Квеско, В.П. Меркулов. – Электрон. дан. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016. – 239 с.

2 Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И., Резванов Р.А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений: Учеб. для вузов. — М.: Недра, 1991. — 223 с.

3 Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И. Петрофизические методы исследования кернового материала. (Терригенные отложения) Учебное пособие в 2-х книгах. Кн. 1. - М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008. - 112 с.

4 ОСТ 39-204-86 Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления. – введ. 1986-07-29. – М.: Миннефтепром, 1987. – 8с.

5 Тиаб Д., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов 2-е доп. изд., Пер. с англ. — М.: Премиум Инжиниринг, 2009. — 868 с. — (Промышленный инжиниринг).

6 Способ построения геологической и гидродинамической моделей месторождений нефти и газа / Алексеев В. П., Русский В. И., Фролова Е. В., Хасанова К. А.: пат. 2475646 Рос. Федерация. № 2011134564/03; заявл. 17.08.2011; опубл. 20.02.2013. Бюл. № 5. 5 с.

7 Латышова М.Г., «Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин» М., Недра, 1981, 182 с.

ГРАФИК
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Петрофизика нефтяных и газовых пластов	7.12.2020 г.	
Лабораторные исследования керна	26.02.2020 г.	
Геофизические исследования скважин	9.05.2020г.	

Подписи

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

Наименования разделов	Консультанты, И.О. Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Петрофизика нефтяных и газовых пластов Южно-Торгайского бассейна	Истекова С.А, доктор геолого- минералогических наук, профессор	02.05.2020	
Лабораторные исследования керна	Истекова С.А, доктор геолого- минералогических наук, профессор	15.05.2020	
Геофизические исследования скважин	Истекова С.А, доктор геолого- минералогических наук, профессор	20.05.2020	
Нормоконтролер	Алиакбар М.М. Тьютор	01.07.2020	

Научный руководитель



Истекова С.А.

Задание принял к исполнению магистрант_



Ержанов Е.Е.

Дата

"30" Июня 2020 г.

АНДАТПА

Магистерлік жұмыс Бектас кен орнының бор шөгінділеріндегі өнімді қабат бойынша мұнай мен газдың қалдық қорларын анықтау мақсатында геологиялық кесіндісіндегі жыныстардың физика-литологиялық сипаттамаларын зерттеуге, коллекторлардың қасиеттерін бегілеуге және бағалауға, сүзу-сыйымдылық қасиеттерін анықтауға арналған..

Диссертацияда геофизикалық зерттеулердің техникасы мен технологиясы сын тұрғысынан талданды. Ұңғымаларды геофизикалық зерттеу сапасына, салынған каротаждық диаграммалардың дұрыстығына баға берілді. Ұңғымалардың геофизикалық зерттеулерінің кешенді интерпретациясының нәтижелері және бұрғыланған ұңғымалар бойынша керннің зертханалық талдауларының нәтижелері көрсетілген. Кен орнының геологиялық құрылымын нақтылау, өнімді қабаттарды анықтап қиманың егжей-тегжейлі талдануы көрсетілген, коллекторлардың сапасына баға берілді, кеуектілік коэффициенттері, мұнай-газға қанығуы және т.б. коллекторлық қасиеттер анықталды; су-мұнай және су-газ жанасу орыны анықталды.

АННОТАЦИЯ

Магистерская работа посвящена изучению физико-литологических характеристик пород слагающих геологический разрез месторождения Бектас, выделению и оценке свойств коллекторов, определению фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС), с целью уточнения остаточных запасов нефти и газа по продуктивным меловым отложениям.

В диссертации критически проанализированы техника и технология геофизических исследований. Дана оценка качеству геофизических исследований скважин, достоверности построенных каротажных диаграмм. Показаны результаты комплексной интерпретации геофизических исследований скважин и результатов лабораторных анализов керна по пробуренными скважинам. Уточнено геологического строения месторождения, показано детальное расчленение разреза с выделением продуктивных пластов, дана оценка качества коллекторов, определены коэффициенты пористости, нефтегазонасыщенности и др. коллекторских свойств; положения ВНК и ГНК.

ANNOTATION

The master's thesis is devoted to the study of the physical and lithological characteristics of the rocks composing the geological section of the Bektas deposit, the identification and assessment of reservoir properties, the determination of reservoir properties (FES), in order to clarify the residual oil and gas reserves from productive Cretaceous deposits.

The dissertation critically analyzes the technique and technology of geophysical research. The quality of geophysical surveys of wells, the reliability of the constructed logs are estimated. The results of a comprehensive interpretation of geophysical research of wells and the results of laboratory core analyzes of drilled wells are shown. The geological structure of the field was clarified, a detailed exploration of the section with the identification of productive formations was shown, reservoir quality was assessed, porosity, oil and gas saturation coefficients, and other reservoir properties were determined; position of the hydrocarbon-water (oil-water or gas-water) contact .

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	11
1 Обоснование исследований	133
2 Характеристика исходных данных	19
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	20
2.2 Тектоника	25
2.3 Нефтегазоносность	27
3 Лабораторные исследования керна	32
3.1 Освещенность керном продуктивных горизонтов	32
3.2 Методика лабораторных исследований керна	34
3.3 Результаты исследований	34
3.3.1 Определение коллекторских свойств пород	34
3.3.2 Петрофизические исследования	43
4 Геофизические исследования скважин	45
4.1 Объем промыслово-геофизических исследований и качество материалов ГИС	45
4.2 Геолого-технические условия проведения ГИС	46
4.3 Методика выделения коллекторов и качество материалов ГИС	48
4.4 Результаты интерпретации данных ГИС	51
4.4.1 Определение литологии	51
4.4.2 Определение коэффициента глинистости	52
4.4.3 Определение коэффициента пористости	56
4.4.4. Определение коэффициента нефтенасыщенности	57
4.4.5 Определение газонефтяных и водонефтяных контактов по данным ГИС	60
5 Результаты исследований	62
5.1 Литолого-физическая характеристика коллекторов продуктивных горизонтов	62
5.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	66
Заключение	71
Список использованной литературы	73

ВВЕДЕНИЕ

Тема дипломной работы: «Комплексные геофизические и лабораторные исследования керна продуктивных отложений с целью уточнения остаточных запасов нефти месторождения Бектас в пределах Арыскупской грабен-синклинали»

Цель исследований: Анализ и оценка возможности комплексной интерпретации геофизических и лабораторных исследований керна для пересчета запасов нефти и газа по продуктивным горизонтам меловых отложений. На примере месторождения Бектас.

Задачи исследований:

1. Анализ геологического строения месторождения и изучение физико-литологических характеристик пород слагающих геологический разрез месторождения Бектас по пробуренными скважинами.

2. Выделение и оценка свойств коллекторов по результатам комплексного анализа данных ГИС;

3. Анализ результатов исследований керна по пробуренным скважинам

4. Определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов (коэффициента глинистости, пористости; нефтегазонасыщения) по результатам комплексного анализа данных ГИС и керна скважин;

5. Определение газонефтяных и водонефтяных контактов по данным ГИС.

В настоящее время геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород часто используются при подсчете запасов нефти и газа. По данным промысловой геофизики могут быть определены следующие параметры:

1) эффективная мощность;

2) положение водонефтяного (ВНК), газоводяного (ГВК), газонефтяного (ГНК) и текущих контактов на различных этапах разработки месторождения;

3) коэффициент пористости для большинства продуктивных объектов (за исключением отдельных типов сложных коллекторов);

4) коэффициент нефтегазонасыщения для всех коллекторов, кроме трещинно-кавернозных[2].

При подсчете запасов в основу определения многих петрофизических величин, положены петрофизические связи, получаемых в ходе геофизических исследований разрезов скважин и прямых измерений петрофизических величин по керну в лабораторных условиях, играющие зачастую роль эталонных при интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) [3]. В связи с этим цели и задачи поставленные при выполнении в настоящей дипломной работы являются *весьма актуальными*.

Сложность работы состояла в корреляции разрезов по геофизическим диаграммам. Влияние различных факторов на проведение точной интерпретации при выявлении продуктивных горизонтов (из-за проникновения раствора в пласт и малой глубинности метода показания нейтронного каротажа против газоносного пласта заметно уменьшаются и практически не отличаются от показаний против водоносных и нефтеносных пород той же пористости) значительно усложняло разделение пластов по нефти, газу и водоносности.

Методы научных исследований: анализ результатов каротажных диаграмм, лабораторных исследований керна для выявления перспективных нефти и газ горизонтов и определения подсчетных параметров меловых отложений и юрских отложений.

Фактический материал. Магистерская работа составлена на основе материалов, собранных в процессе научных исследований в компании ТОО СП «Куатапломмунай». В процессе подготовки магистерской работы использовались литературные данные, обобщающие материалы и результаты геолого-геофизических исследований в Южно-Казахстанского межрегионального территориального департамента геологии и недропользования «Южказнедра», выполненные различными сервисными компаниями в последние годы, материалы Интернета.

Личный вклад. Автор являлся участником проведения исследований, занимался анализом петрофизических свойств коллекторов и интерпретацией промыслово-геофизических данных по месторождению Бектас.

Автором критически проанализированы техника и технология геофизических исследований скважин. Дана оценка качеству полевых геофизических исследований скважин, достоверности построенных каротажных диаграмм, Показаны результаты комплексной интерпретации геофизических исследований скважин и лабораторных анализов керна.

Результаты исследований. В работе проанализированы данные геофизических исследований скважин и лабораторных исследований керна, применяемые для расчета параметров, необходимых для подсчета запасов на месторождении Бектас.

Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук Истекова С.А., научные консультанты: Умирова Г.К., Шарапатов А.Ш. Алиакбар М.Н., которым автор выражает глубокую благодарность.

Дипломная работа содержит 87 страниц текста, в том числе 15 таблицы, 30 рисунка.

1 Обоснование исследований

Геофизические методы сегодня широко применяются от поисков, разведки и до разработки месторождений углеводородного сырья. Практически все методы геофизических исследований в комплексе с геологическими данными используются как при решении, как региональных задач так и для получения всех основных параметров, необходимых для подсчета запасов и анализа рентабельности разработки залежей нефти и газа [1].

Южно-Торгайский бассейн является юго-восточной частью обширного Торгайского мегапрогиба, определяющего региональную рифтовую зону в меридиональной полосе сочленения Казахской и Восточно-Европейской плиты [2].

Последнее десятилетие изучение Южно-Торгайский бассейна характеризовалось довольно динамичным развитием геологоразведочных работ (ГРР), включающий широкий комплекс геофизических методов, вводом большого числа новых структур в поисковые исследования, значительным объемом новой информации и, соответственно открытием большой группы новых месторождений. В целом, проанализированы результаты и данные по 362 новым поисково-разведочным и опорным скважинам. Всего по каталогу изученности в пределах бассейна пробурено порядка 2253 скважин. Параметрическое бурение в течение отчетного периода не проводилось, как известно, всего в пределах бассейна пробурено 12 параметрических скважин с общей проходкой 39863 пог м [3].

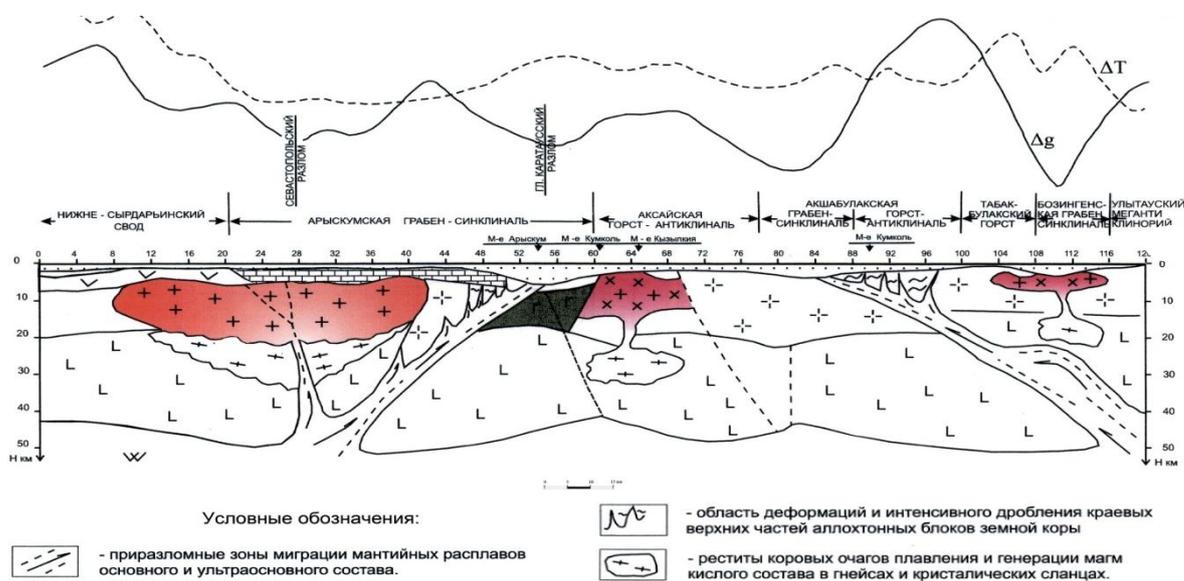


Рисунок 1 – Глубинный геоэлектрический разрез по линии сейсмического профиля 8354-I (Нижнесырдарьинский свод – Улытауский мегантиклинорий)[4]

По данным проведенных в этот период поисково-разведочных исследований получены положительные результаты на ряде локальных площадей. Открыто 16 новых месторождений нефти и газа (Кенлик Северный, Сарыбулак, Кумколь Восточный, Нуралы Северный, Тузколь, Приозерное, Карабулак, Кокбулак, Кызылкия Северо-Западный, Жыланкыр, Ащисай Западный, Таур, Казангап, Караванчи, Табак-Булак и Майкыз). Данные по новым месторождениям, выявленным за период изучения, обобщены, систематизированы и переведены в цифровой формат.

По сейсмическим материалам и геоэлектрическому разрезу в комплексе с результатами магнитотеллурического зондирования показана дифференциация рассматриваемого комплекса на допалеозойский фундамент и верхнепалеозойскую толщу (рисунок 1).

Региональная корреляция данных скважины 1С (Нижнесырдарьинский свод) с учетом комплексного анализа данных магниторазведки, гравиметрии и сейсмических данных со скважинными данными по площадям Арыскуп, Доцан и Кызылкия дает основание для предположения мощной толщи верхнего палеозоя, распространяющейся широкой полосой вдоль западной периферии бассейна (рисунок 2).

Данные геофизических полей позволяют предполагать значительную по площади распространения карбонатную платформу по субширотному простиранию всей прибортовой зоны бассейна.

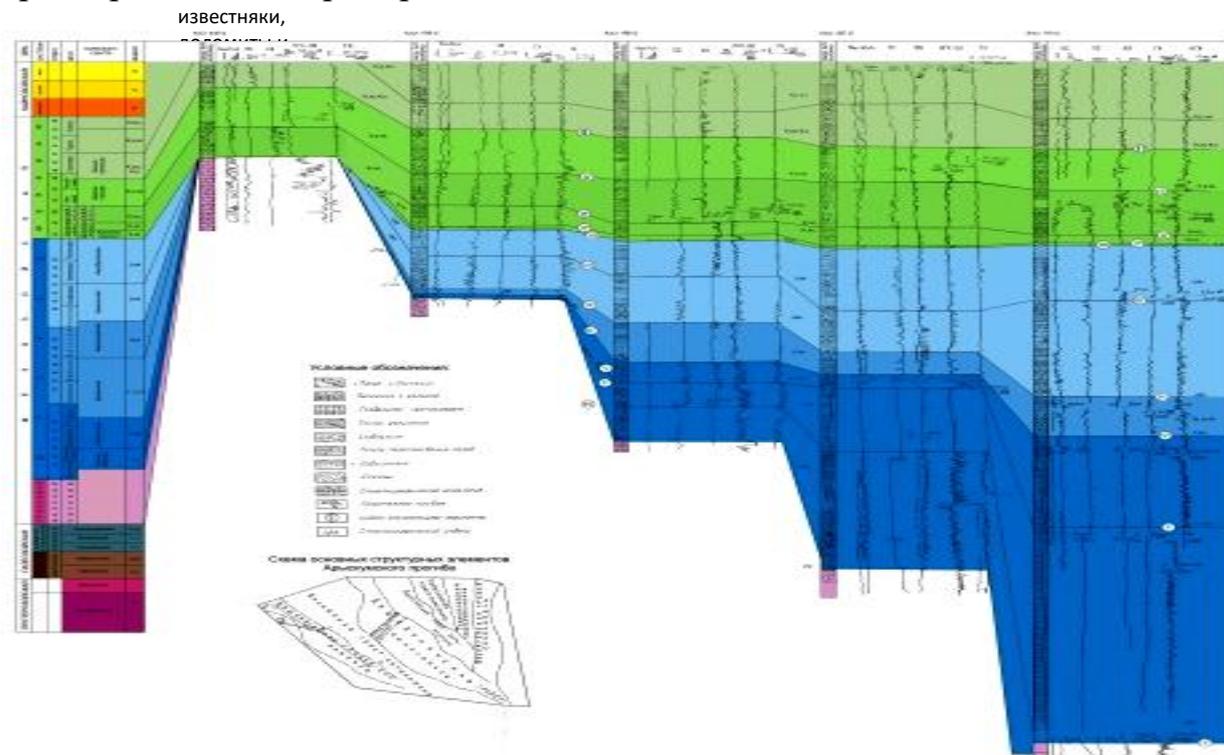


Рисунок 2 – Западная часть Южно-Торгайского бассейна. Региональная корреляция по линии Нижнесырдарьинский свод – Арыскуп. Вскрытая толща карбонатных пород с признаками нефти в скважине 1С[4]

Ранее, при бурении скважины 1С в краевой части бассейна при фактической глубине 1120м на отметке 761м была вскрыта карбонатно-терригенная толща. По данной толще скважина «прошла» 403м. Вскрытые образования предварительно были отнесены тогда к верхнему палеозою (С₁v - ?).

Таким образом, осуществленная интерпретация всех данных и комплексный анализ позволили увязать данные скважины 1С с полосой развития выделенной карбонатной платформы. В палеотектоническом отношении результаты геологической интерпретации отождествляются с развитием юго-западной бортовой зоны бассейна осадконакопления.

На основании этого, сделано интересное в поисковом отношении предположение о расширении перспективной площади бассейна в западном направлении в сторону зоны Нижнесырдарьинского свода (зона расположения скважины 1С) за счет прогноза зоны развития карбонатной платформы верхнедевонско-нижнекаменноугольного возраста. Выделение карбонатной платформы, кроме этого обосновано, главным образом, за счет привлечения результатов анализа геоэлектрического поля, данных бурения и комплексирования данных магнитного, гравиметрического и теплового поля.

В целях расширения ГРП начали смещаться на территорию к северу от линии месторождений Майбулак – Кызылкия – Кумколь, вопреки ранее существовавшей пессимистической оценке о том, что в силу сокращенной толщины мезозойских отложений прогноз больших залежей нефти и газа в зоне от Кумколя в сторону Северо-Торгайского бассейна маловероятен.

Несмотря на это, в результате последующих работ был открыт ряд новых месторождений, в т.ч. в верхнепалеозойском комплексе (Кенлик Северный, Кокбулак, Карабулак, Кызылкия Северо-Западный, Караванчи и др.). Отличительной особенностью резервуарной части разреза данных месторождений являются довольно «отличные» коллекторские свойства и высокая дебитная характеристика. Эти результаты показывают целесообразность возобновления поисковых исследований и уточнения оценки перспективности верхнепалеозойских отложений прилегающих территорий с «выходом» далее на север в пределы Мынбулакской «седловины» и Жыланшикского прогиба. В пределах этой территории сейсмическими методами выявлены крупные структуры, в т.ч. по верхнепалеозойскому комплексу, в связи с чем, она в настоящее время выдвигается на передний план для вовлечения в детальное изучение выявленных многочисленных перспективных локальных структур.

Дальнейшие перспективы обнаружения новых месторождений нефти и газа связывается с различными генетическими типами залежей, в основном мелкими и средними по размерам и запасам залежами. Объекты в основном связаны с неантиклинальными ловушками в верхнепалеозойском и юрско-меловом комплексе. В палеозойских отложениях они приурочены к выветрелым зонам сводовых частей приподнятых участков квазиплатформенного комплекса. По последним данным, ловушки с

залежами также, могут быть обнаружены на крупных структурах в карбонатно-терригенном слабодислоцированном и слабометаморфизованном комплексе верхнего/среднего палеозоя, в т.ч. рифовых комплексах, предположительно, верхнедевонско-турнейского возраста.

Одним из выводов является то, что наиболее перспективными зонами локализации залежей следует рассматривать полосы сочленения горст-антиклиналей и грабен-синклиналей. Особенно, в зонах их разделяющих разломов. Поэтому, предполагается, что перспективы открытия новых залежей могут связываться с бортовыми частями грабен-синклиналей и глубоких «котловин» (Кумколь, Акшабулак, Майбулак, Кызылкия и др.).

По юго-западной части Арыкумской грабен-синклинали обоснованы, как приоритетные объекты неантиклинального типа, структуры, связанные с возможными «палеоврезами» речных русел и дельтовых отложений (Нуралы, Доцан и др.). Перспективными на обнаружение новых залежей в ловушках, связанных с разломами, являются зоны котловин в глубоких прогибах (Арыкумский, Акшабулакский, Сарыланский, Бозингенский прогибы). В бортовых частях прогибов мезозойская поверхность разбита разломами северо-восточного простирания за счет растяжения и образования глубокой впадины. Разломы осадочного комплекса, «прожившие» до конца нижнего мела имеют северо-западное простирания. Почти каждая локальная ловушка затронута в различной степени влиянием разломов регионального и часто локального характера. По-видимому, это обеспечивало увеличение фильтрационно-емкостных параметров и возможностей пород-коллекторов в отложениях в зонах по простиранию структур.

На основании этого, все еще высоким потенциалом располагают *структуры мезозойского комплекса*, с учетом выше указанных благоприятных структурно-литологических и стратиграфических предпосылок. Поэтому, поиски залежей нефти и газа в ловушках структурного и «неструктурного» типа в отложениях юры и мела сохраняются как одно из важных направлений исследований.

В соответствии с районированием выделен Арыкумский нефтегазоносный район, Жиланшикский перспективный нефтегазоносный район и Мынбулакский район с невыясненными перспективами нефтегазоносности [3].

Палеотектоническими построениями предполагается, что к грабен-синклиналям приурочены зоны с наибольшей концентрацией органического вещества. В этих зонах предполагается максимальное развитие основных нефтегазопроизводящих толщ региона (увеличенные объемы пород, которые участвовали в генерации углеводородов). Следовательно, по периферии таких «ареалов» разрез будет характеризоваться максимальной нефтегазонасыщенностью. «Плотность» распространения залежей будет высокой. Примерами являются Арыкумская, Акшабулакская, Сарыланская и Бозингенская грабен-синклиналь, характеризующиеся большими размерами

по площади и амплитудой прогибания, соответственно, повышенной толщиной развития юрских и неокомских отложений (рисунок 3).

Одним из приоритетных направлений исследований обоснован верхнепалеозойский комплекс отложений, в котором открыты значительные по размерам залежи и месторождения (Кенлик, Кызылкия Северо-Западный,

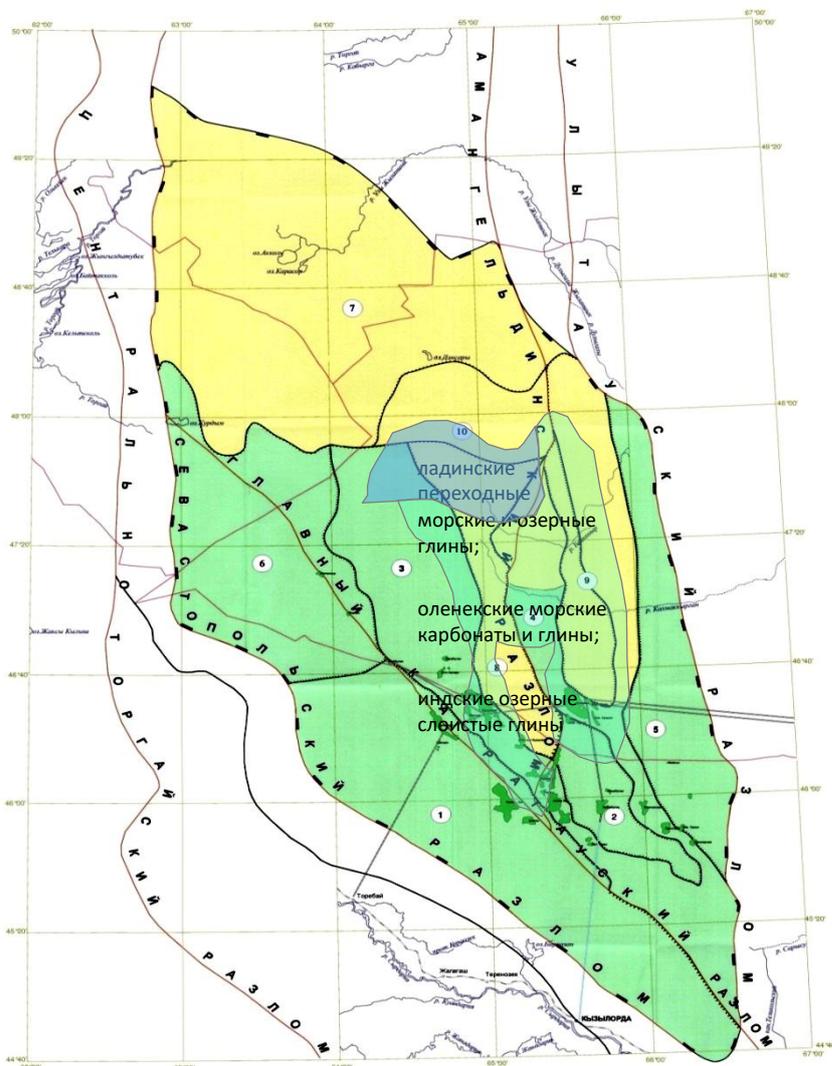


Рисунок 3 – Южно-Торгайский бассейн. Схема нефтегазогеологического районирования

Кенлик Северный, Карабулак, Кокбулак, Дошан, Караванчи и др.). Резервуары нефти и газа в верхнем палеозое приурочены к зонам приподнятого залегания/ выступам, характеризуются часто преимущественно карбонатным составом (Кенлик, Кызылкия Северо-Западный и др.). Результаты работ и новые данные сейсморазведки и бурения указывают на более контрастную выраженность ловушек за счет большой амплитуды, придающих им на временных сейсмических материалах характер сооружений и построек.

Кроме этого, результаты исследования кернового материала, полученного по верхнепалеозойской части разреза по площадям Кенлик –

Кызылкия – Карабулакской зоны указывают на верхнедевонско-нижнекаменноугольный возраст отложений.

На поздних стадиях разработки месторождений углеводородов при переподсчете запасов важно проведение комплексных промысловых и геофизических исследований скважин. Исходя из этого, используют различные комплексы геофизических исследований скважин (ГИС). При решении любой геологической задачи комплекс ГИС должен включать методы, несущие информацию об основных свойствах породы — пористости, глинистости, проницаемости, нефтегазонасыщенности.

Комплекс ГИС определяется целевым назначением скважин (опорные, параметрические, оценочные, поисковые, разведочные, эксплуатационные), особенностями геологического разреза, специфическими условиями бурения, характером ожидаемой геологической информации (рисунок 4).

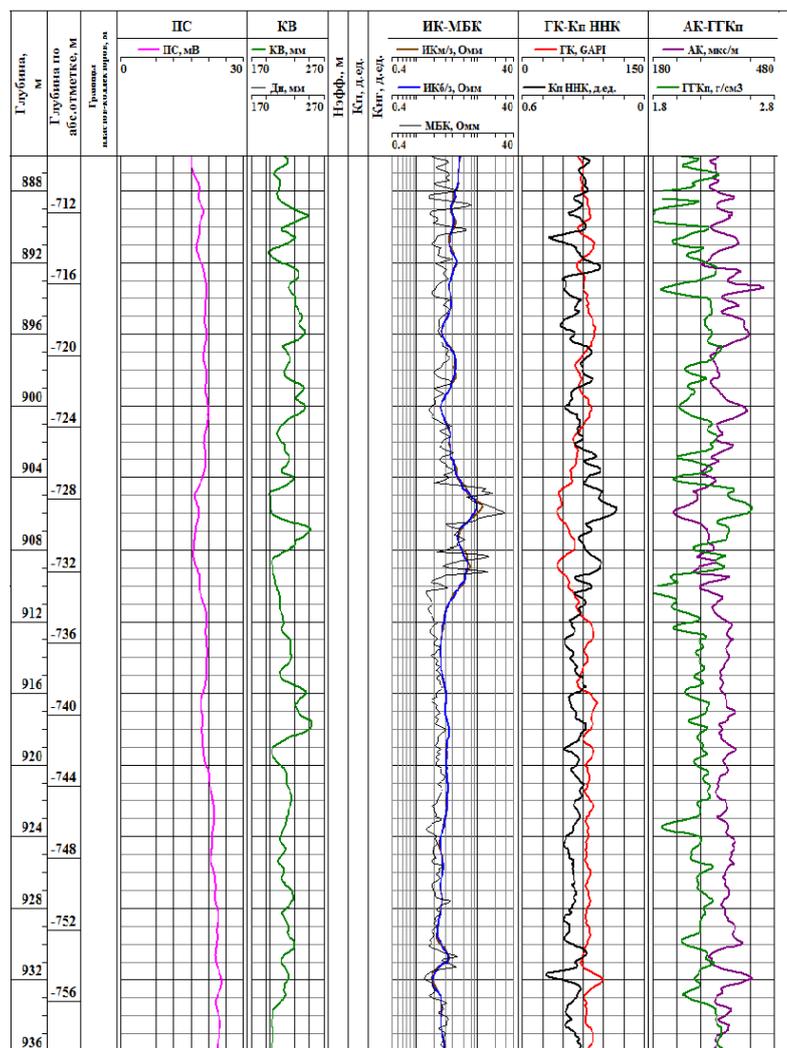


Рисунок 4 – Типичный набор диаграмм ГИС

2 Характеристика исходных данных

Нефтегазовое месторождение Бектас расположено в юго-западной части Южно-Торгайского осадочного бассейна. В административном отношении находится на территории Сырдарьинского района Кызылординской области Республики Казахстан (рисунок 5)

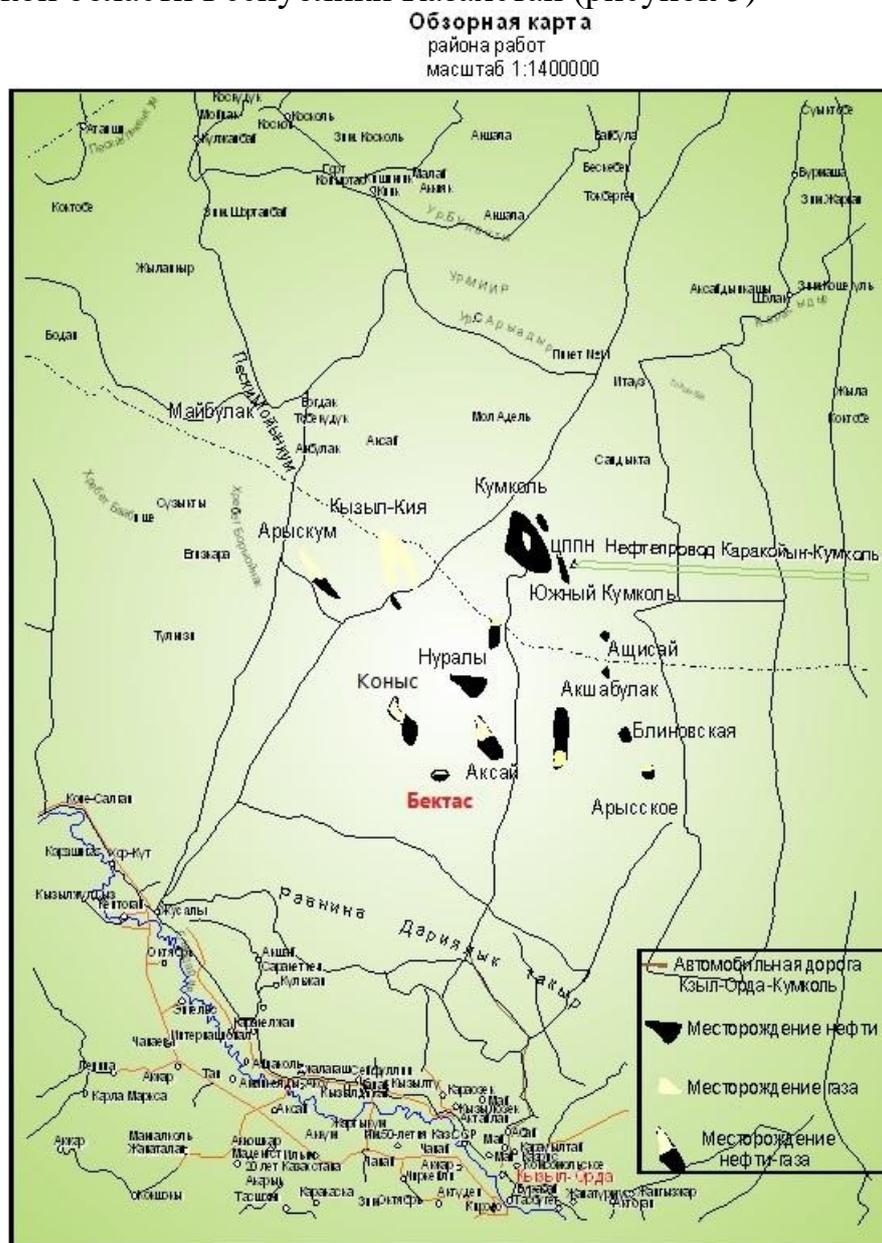


Рисунок 5 – Обзорная карта района исследований

Структура подготовлена сейсморазведочными работами МОГТ в 1983 г., детализирована в 1988 г. Поисковое бурение начато в 1987 г., в том же году открыто месторождение.

Впервые подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Бектас выполнен по состоянию изученности на 01.12.1994г.» (Протокол ГКЗ РК №32 от 03.10.1995 г.).

В 2005 г. на территории месторождения проводилась сейсморазведка 3Д. В результате интерпретации материалов сейсморазведки построена структурная карта по отражающему горизонту М-2[4].

В 2006-2007 гг. геологическим институтом компании «Туха» выполнена переинтерпретация материалов 3Д и построена структурная карта по ОГ М-2.

В 2007 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Бектас по состоянию изученности на 01.01.2007 г.». Запасы углеводородов по неокомским отложениям нижнего мела утверждены ГКЗ РК протоколом №594-07-У от 31.05.2007 г. Геологические и извлекаемые запасы нефти по месторождению по категории C_1 соответственно составили: 6006 тыс.т и 1926 тыс.т, по категории C_2 – 1179 тыс.т и 296 тыс.т.

В 2011 г. проведена переинтерпретация сейсмических исследований 3Д, с учетом данных бурения новых скважин. В результате этих работ уточнено геологическое строение месторождения и построены структурные карты по отражающим горизонтам (М-2, Ю-0-3).

В 2014 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов по месторождению Бектас Кызылординской области РК по состоянию изученности на 02.01.2014г.

В данном месторождении с учетом полученных данных по новым скважинам, пробуренными внутри установленного контура нефтеносности подтверждено прежнее геологическое строение продуктивных горизонтов. Также использованием фактического состояния разработки, изученности месторождения уточнен коэффициент извлечения нефти (КИН). Подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти и растворенного газа месторождения по состоянию на 02.01.2016г. составили:

- нефти по категориям $B+C_1$ – 8226/2424 тыс.т, C_2 – 4045/975 тыс.т.
- растворенного газа $B+C_1$ -742/216млн.м³, C_2 – 340/81 млн.м³.

2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Пробуренными скважинами на месторождении вскрыта толща четвертичных, палеогеновых, меловых и юрских отложений, залегающих со стратиграфическим несогласием на выветренной поверхности палеозойского фундамента. Максимальная глубина вскрыта в скважине 1-П (4036 м) (рисунок 6-7).

Палеозой – PZ. Отложения палеозоя во вскрытой части разреза представлены серыми и темно-сиреневыми туфопесчаниками, алевролитами, аргиллитами и гравелитами девонского возраста. Вскрытая толщина отложений в скважине П-1 равна 158 м.

Юрская система – J Юрская система представлена всеми тремя отделами. Нижний и средний отделы вскрыты только скважиной 1-П.

Нижний отдел – J_1 В разрезе отложений нижнего отдела выделена бектасская свита (J_1bk), которая литологически представлена аргиллитами темно-серыми почти черными, обогащенными ОРО, горизонтально слоистыми. В разрезе встречаются маломощные линзы (3-5 см) светло-серых, мелкозернистых песчаников, сложенных зернами кварца, хлорита и других пород, алевролитов темно-серых, плотных, крепких с прослойками углистых сланцев. Толщина свиты равна 1130 м (скв.1-П).

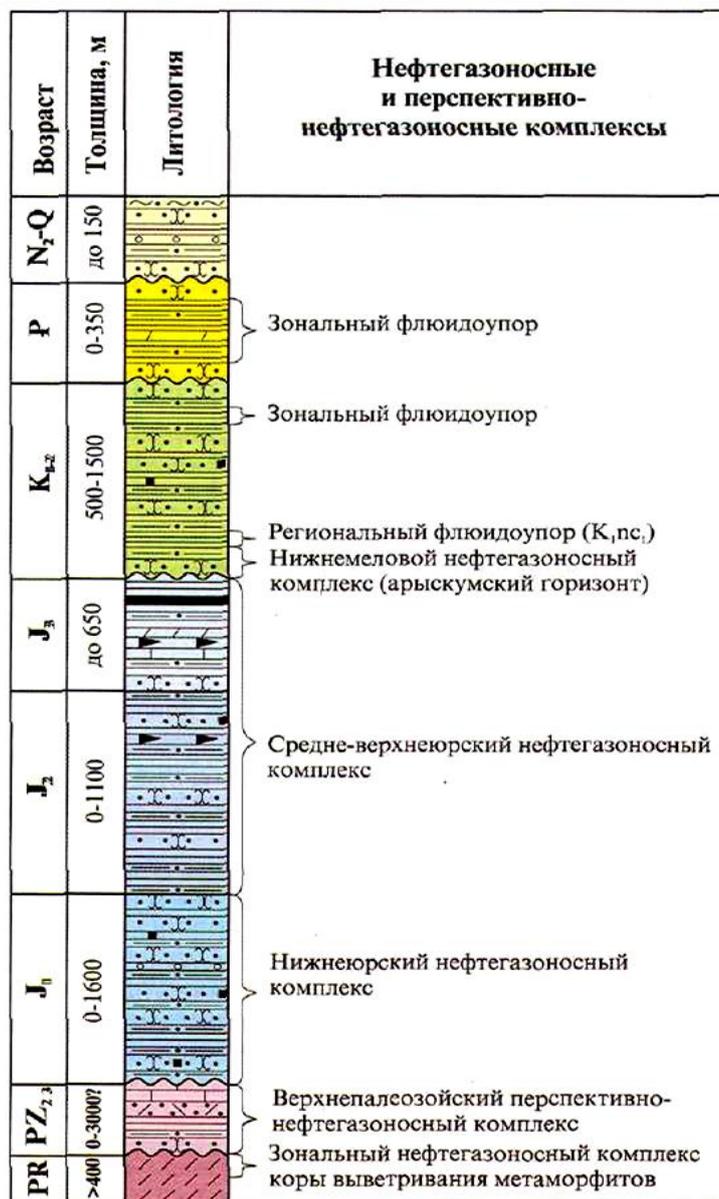


Рисунок 6 – Сводный литолого-стратиграфический разрез

В разрезе средней юры выделяются 2 свиты: дощанская и карагансайская.

Дощанская свита ($J_{1+2}ds$) литологически разрез свиты сложен преимущественно алевро-песчаными разностями пород с прослойками темно-серых до черных аргиллитов, преобладают слои мелко-

среднезернистых песчаников светло-серого цвета, крепких на глинистом цементе, сложенных зернами кварца, калиевых полевых шпатов и углистых сланцев. По всему разрезу отмечается обилие ОРО. Толщина свиты 773 м (скв.1-П).

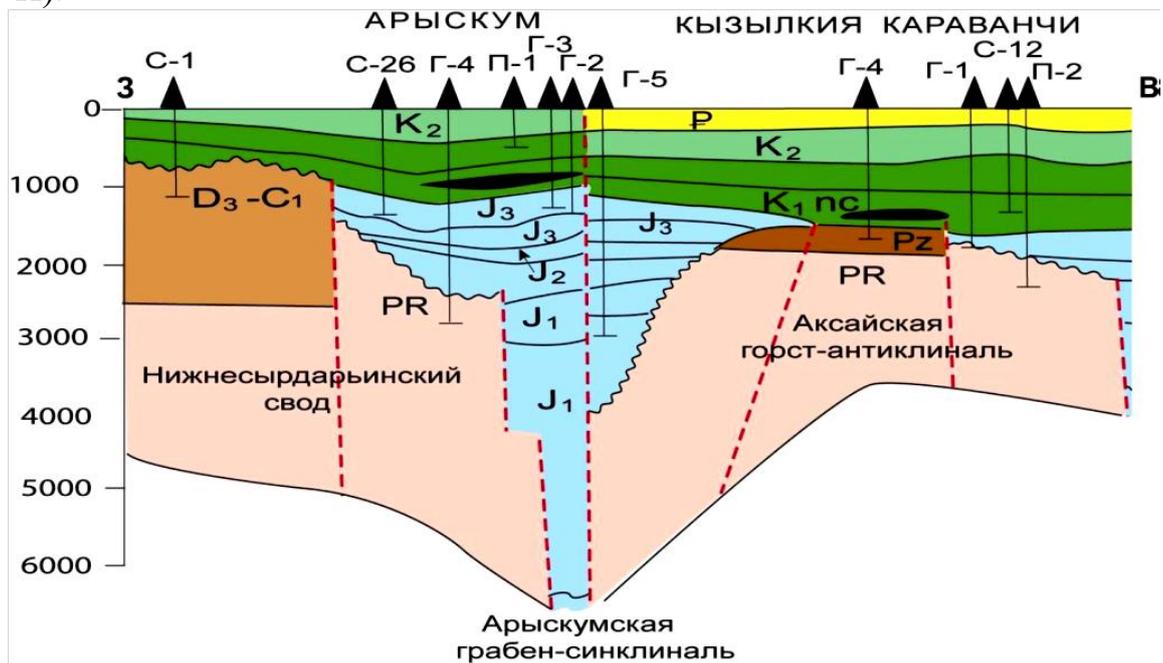


Рисунок 7 – Геологический разрез через Арысқумскую грабен-синклиналь

Средний отдел – J_2 Карагансайская свита (J_2ks) литологически разрез свиты сложен алевро-аргиллитовой толщей темно-серого цвета с прослоями битуминозных сланцев и песчаников. Аргиллиты темно-серые до черных, местами буроватые, плотные, с прослойками углистых сланцев. Песчаники средне и мелкозернистые, зерна хорошей окатанности, кварц-полевошпатовые с включениями хлорита, мусковита, порового типа, на глинистом цементе. Толщина свиты 350 м (скв.1-П).

Верхний отдел – J_3 Разрез верхней юры представлен отложениями кумкольской и акшабулакской свит.

Кумкольская свита (J_3kk) характеризуется отсутствием грубообломочных пород (гравелитов и конгломератов) и ритмичным строением разреза, обусловленного переслаиванием серых алевро-глинистых пород и песчаников.

Песчаники и алевролиты серые, мелко- среднезернистые, кварцевые, кварц-полевошпатовые, слюдистые, массивные, прослоями карбонатные, косослоистые, с включениями частичек угля. Цемент глинистый. Толщина свиты 145 м (скв.1-П).

Акшабулакская свита (J_3ak) со следами размыва залегает на кумкольской свите. Литологически свита представлена песчаниками, аргиллитами. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые, плотные, слюдистые, наблюдаются вкрапленники осветленных слюд и кварц-полево-

шпатов. Алевролиты песчано-глинистые, некарбонатные, местами слабокарбонатные, сильноглинистые.

Разрез свиты частично вскрыт скважинами 2, 4, 6, 8, 10, Б-8, Б-14, Б-15, Б-27, Б-60, Б-61, Б-62, вскрытая толщина составляет 20-227 м соответственно в скважинах 4 и Б-14. Полный разрез вскрыт скважиной 1-П, где толщина акшабулакской свиты до 310 м.

На месторождении Бектас в отложениях акшабулакской свиты выделяется нефтяной горизонт Ю-0-3 и водоносный горизонт Ю-0-4. В кровельной части разреза акшабулакской свиты прослеживается отражающий горизонт Ю-0-3.

Меловая система – К. Меловая система представлена отложениями нижнего и верхнего отделов, включающих следующие стратиграфические подразделения: даульская, карачетауская, кызылкиинская, балапанская свиты, сенонский и маастрихтский ярусы.

Даульская свита по микрофауне, представленной остракодами, датируется неокомским возрастом, карачетауская свита по аналогии с соседними месторождениями - аптским-среднеальбским, кызылкиинская свита – верхнеальбским-сеноманским, балапанская свита – туронским возрастом.

Нижний отдел – К₁ Неокомский надъярус - К₁nc

Даульская свита (К₁dl) подразделена на арыкумский горизонт, нижнедаульскую и верхнедаульскую подсвиты.

Арыкумский горизонт (К₁ar) в кровельной части сложен преимущественно алевро-глинистыми породами, в основании залегает слой гравийно-песчаных пород, в котором установлена промышленная нефтеносность на ряде месторождений. На месторождении Бектас песчаный пласт, приуроченный горизонту М-П, характеризуется как водоносный в скважине 10 и заглинированный в скважинах 1-П, 2, 4, 6, 8, Б-8, Б-14, Б-15, Б-27, Б-60, Б-61, Б-62.

Литологически горизонт представлен гравелитами, песками, песчаниками, алевролитами, аргиллитами. Гравелиты светло-серые, зеленоватые, хлоритизированные, неравномерно-разнообломочные, слабо сцементированы карбонатным и песчано-глинистым цементом, состоят из окатанных и полуокатанных обломков аргиллитов, алевролитов и кварцитов размерами от 0,2 до 2-3 см. Пески серые, серо-зеленые, серо-бурые, мелко- и средне-кристаллические, кварц-полевошпатовые, слабослюдистые, косослоистые с обломками гравия, местами слабоуплотненные. Песчаники серые, серо-зеленые, буровато-серые, кварц-полевошпатовые, мелко-среднезернистые до грубозернистых с пропластками гравелитов, на карбонатном цементе. Алевролиты серые, коричневые на глинистом цементе. В разрезе песчано-алевролитовой пачки встречаются прослой пестроцветных аргиллитов, слюдистых, местами кавернозных. Толщина арыкумского горизонта от 4 м (скв.Б-14) до 20 м (скв.8).

Нижнедаульская подсвита (K_1dl_1) представлена аргиллитами красно-коричневыми, коричневыми, местами алевритистыми, с включениями и прослоями серо-зеленых разностей. Толщина подсвиты изменяется от 45 м (скв.1-П) до 94 м (скв.Б-8).

Верхнедаульская подсвита (K_1dl_2). Литологически представлена песчаниками зеленовато-серыми, мелко- и среднезернистыми, слюдистыми, кварц-полевошпатовыми, на глинистом цементе местами с пропластками гравелитов и глинами красными, зелеными, местами с зеркалами скольжения. Толщина подсвиты от 203,5 м (скв.Б-11) до 242 м (скв.10).

В разрезе верхнедаульской подсвиты на месторождении Бектас выделяются продуктивные горизонты М-1, М-2, М-3. С кровлей горизонта М-2 стратифицирован отражающий горизонт М-2.

Аптский-среднеальбский ярус – K_1a-al_2 Карачетауская свита (K_1kz) залегает с размывом на даульской, сложена песками, песчаниками, гравелитами, алевролитистыми глинами серого, зеленовато-серого цветов, карбонатными с прослоями коричневых и черных разностей, мелкогалечных конгломератов, известковистых песчаников, бурых углей и включениями углефицированных растительных остатков. Толщина свиты изменяется от 174 м (скв.Б-23) до 235 м (скв.1-П).

Верхний отдел – K_2 Отложения верхнего мела представлены кызылкинской и балапанской свитами, датированными верхнеальб-сенонским и верхнесенонско–туронским ярусами.

Верхне-альбский-сенонский ярус – $K_{1-2} al_3-sm$ Кызылкинская свита ($K_{1-2}kk$) сложена пестро-цветными глинистыми алевролитами, монтморелонит-каолиновыми глинами с прослоями песков и песчаников. Толщина свиты от 163 м (скв.1-П) до 213 м (скв.Б-60).

Верхне-сенонский-туронский ярус – K_2sn_2-t Балапанская свита (K_2bl) представлена глинами, алевролитами, песками и песчаниками серыми, зеленовато-серыми, прослоями пестро-цветными, с ОРО. В кровле встречаются слои известняков. Толщина свиты от 312 м (скв.Б-1) до 378 м (скв.8).

Палеогеновая система – P –Отложения палеогена в Арыкумском прогибе с региональным размывом залегают на отложениях верхнего мела и литологически представлены глинами зеленовато-серыми, пепельно-серыми, серыми карбонатными песчаниками, алевролитами. Толщина отложений от 115 м (скв.2) до 153 м (скв.10).

Четвертичная система – Q Отложения четвертичной системы развиты повсеместно и представлены песками, глинами, суглинками и супесями. Толщина четвертичных отложений до 5 м[4].

2.2 Тектоника

В тектоническом отношении структура Бектас расположена в юго-восточной части Арыкумской грабен-синклинали, приуроченной к юго-западной части Арыкумского прогиба, представляющего южную часть Южно-Торгайской впадины (рисунок 8).

В соответствии с существующими представлениями Южно-Торгайская впадина является связующим звеном между двумя крупными постгерцинскими плитами – Туранской на западе и юго-западе и Западно-Сибирской на севере. Южно-Торгайская впадина состоит из двух прогибов: Арыкумского на юге и Жиланчикского на севере. В Арыкумском прогибе выделяется 4 грабен-синклинали с запада на восток: Арыкумская, Акшабулакская, Сарыланская, Бозингенская, разделенные 3 горст-антиклиналями: Аксайская, Ащисайская, Табакбулакская [1].

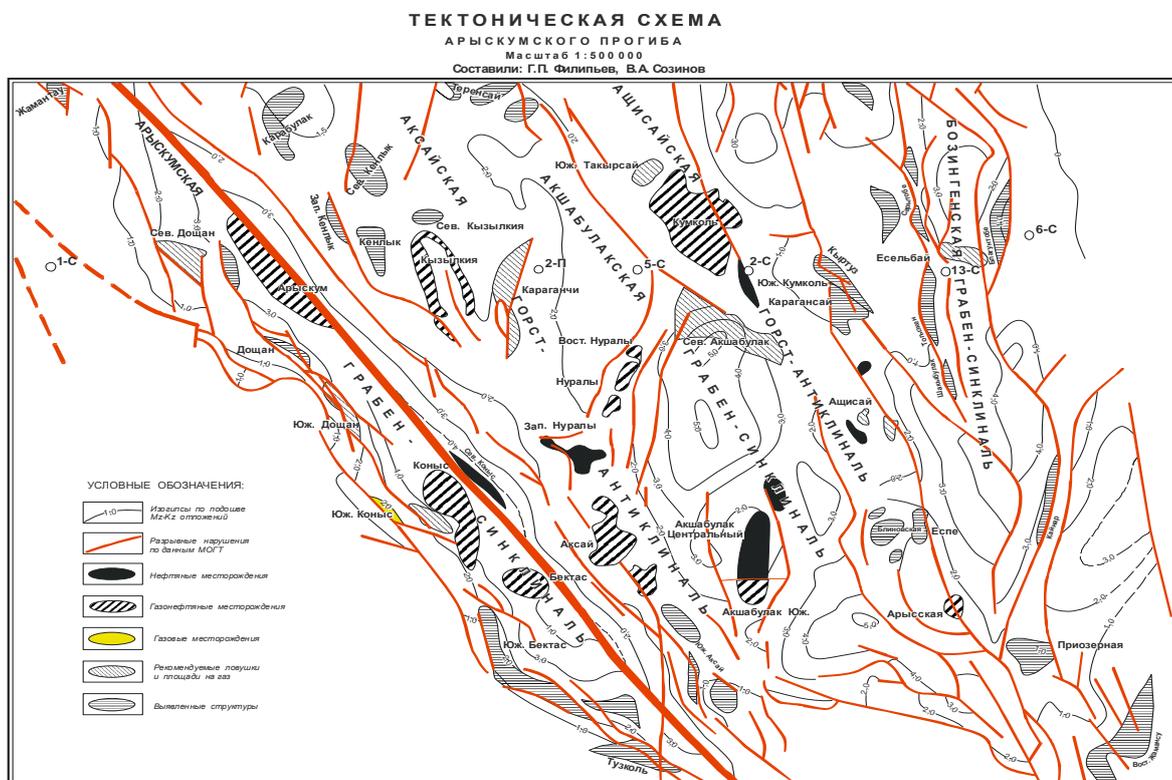


Рис. 2.1

Рисунок 8 – Тектоническая схема

Фундамент плиты имеет сложное блоковое строение, обусловленное наличием Каратауского разлома и множества более мелких разрывных нарушений субмеридионального и субширотного направлений. Амплитуды смещений весьма значительные, о чем свидетельствуют резкие различия глубин залегания кровли фундамента на относительно небольших расстояниях. Кровля фундамента в Арыкумском прогибе 1-5 км. В пределах рассматриваемого района фундамент вскрыт на структуре на Бектасе в

скважине 1-П, расположенной в 14 км - на глубине 3878 м (предположительно низы фаменского яруса).

Арыкумская грабен-синклиналь, в пределах которой расположено месторождение Бектас, с северо-востока ограничено Каратауским разломом, который служит границей между Аксайской горст-антиклиналью и Арыкумской грабен-синклиналью. В плане имеет форму сужающегося клина, ширина которого уменьшается с 25-30 км в центральной части до 6 км на юго-востоке.

В пределах Арыкумской грабен-синклинали домезозойский фундамент залегает на глубинах от 1 до 4 км. По кровле среднеюрских отложений отмечается погружение от юго-западного борта с 800-1300 м до 1200-2300 м к северо-восточной части. Верхнеюрские отложения представлены синклинальной структурой северо-западного направления, ограниченной на западе тектоническими прибортовыми разломами, на востоке - стратиграфическим срезом.

На месторождении Бектас проведены работы по переработке имеющегося материала данных 3Д с учетом данных бурения и его переинтерпретация, выполненные китайской компанией «Туха». В результате этих работ построены структурные карты по кровле отражающих горизонтов М-2, Ю-0-3. Полученными сейсмическими данными подтверждается наличие и положение основных сбросов, разделяющих структуру на 7 блоков (I, II, III, IV, V, VI, VII).

По кровле ОГМ-2 (верхний неоком) поднятие Бектас по данным сейсмоки 3Д представляет собой антиклинальную складку субширотного простирания, в пределах замкнутой изогипсы минус 775 м имеет размеры 6,1x3,8 км и амплитуду порядка 50 м. На юго-западной части структуры выделен сброс f_{10} и в своде - f_2 . В связи с уточнением положения тектонических нарушений произошли сдвиги сбросов f_2 , f_{10} , наличия которых подтверждаются данными бурения. Так по горизонту М-1 блок VI, ограниченный сбросами f_2 и f_{10} , по скважинам 8, 10, Б-11, Б-27 и Б-62 характеризуется как водоносный, смежные с ним блоки I и VII – газоносные. Сброс f_2 , параллельный региональному разлому F_1 , имеет амплитуду падения в пределах 5-15 м на блоках VI и VII, являющихся опущенными по отношению к блоку I. Блок II является опущенным по отношению к блокам I и VII. Амплитуда сбросов не превышает 5 м.

Северо-восточная часть структуры осложнена тектоническими нарушениями (f_3 , f_4 , f_5 , f_6 , f_7 , f_8 , f_9) субмеридианального направления, оперяющими региональный Каратауский разлом. Амплитуда этих сбросов в районе сочленения с разломом F_1 составляет 20-30 м и уменьшается в направлении свода структуры, нарушения f_3 , f_4 малоамплитудные, сброс f_3 в своде затухает.

В кровельной части разреза акшабулакской свиты прослеживается отражающий горизонт Ю-0-3. Структура с северо-востока ограничена Каратауским разломом и осложнена серией тектонических нарушений,

примыкающих к этому разлому. Размеры структуры по изогипсе минус 1050 м составляют 7,0x4,8 км, амплитуда поднятия достигает 95 м.

2.3 Нефтегазоносность

По данным поисково-разведочного, эксплуатационного бурения, детальной попластовой корреляции разрезов скважин по материалам ГИС в нижнемеловых отложениях (верхнедаульская подсвита) выделены 4 продуктивных горизонта: газовый М-1, М-1', нефтегазовые М-2, М-3. Горизонт М-2 в свою очередь подразделяется на два пласта: пласт «А» нефтегазовый и пласт «Б» нефтяной. В кровельной части верхнеюрских отложений (акшабулакская свита) выделены 2 горизонта: нефтяной Ю-0-3 и водоносный Ю-0-4.

Всего на месторождении, установлено 5 продуктивных горизонтов (М-1, М-2, М-3, М-1', Ю-0-3).

Данные о нефтеводонасыщенных толщинах приведены в табличном приложении П.24. Распределение пластов-коллекторов по разрезу продуктивного горизонта приведено на литологических профилях (графич. прилож.6). Коэффициенты пористости (Кп), нефтенасыщенности (Кн) по скважинам и их средневзвешенные значения по горизонту приведены в приложении П.25.

Коллекторы продуктивных горизонтов представлены песками, песчаниками, алевролитами, переслаивающимися с тонкими пачками глин. Границами залежей служат положения контактов, линии литолого-фациального замещения коллекторов и тектонические нарушения.

Горизонт М-1. К горизонту приурочены газовые залежи, выделенные в кровле неокомского горизонта, получившие развитие на блоках I, II, III, IV, V, VII. Блок VI водоносный. Залежи относятся к пластовым, сводовым, тектонически экранированным.

Залежь блока I ограничена с юга и запада сбросом f_2 , с востока сбросом f_5 . По данным ГИС газонасыщенные коллектора выделены в скважинах 2, Б-1, Б-60, Б-61, Б-73, Б-78, в скважине Б-15 - газоводонасыщенные, в скважине Б-12 – водонасыщенные. Горизонт опробован в скважине 2, где получен промышленный приток газа дебитом 73,36 тыс. м³/сут.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора в своде минус 669,3 м в скважине 2. ГВК принят на отметке минус 726,7 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине Б-15. Высота залежи 57,4 м, площадь - 8892 тыс. м².

Залежь блока II является опущенной по отношению к залежи блока I. По данным ГИС газонасыщенные коллектора выделены в скважинах 1-П, 4, 301, Б-2, Б-3, Б-4, Б-7, Б-16, Б-17, Б-18, Б-25, Б-28, Б-29, Б-47, Б-50, Б-71, Б-76, Б-77, газо-водонасыщенные коллектора в скважинах Б-13, Б-40, Б-43.

Газоносность подтверждена опробованием скважины 4, в которой получен фонтан газа дебитом 8,22 тыс. м³/сут.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 694,4 м в скважине Б-25. ГВК принят на отметке минус 749,6 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине Б-7. Высота залежи 55,2 м, площадь - 5141 тыс. м².

Залежь блока III ограничена с запада сбросом f₆, с востока сбросом f₇. Продуктивность установлена по результатам интерпретации материалов ГИС. Газонасыщенные коллектора выделены в скважинах Б-5, Б-6, Б-8, Б-19, Б-20, Б-21, Б-22, Б-23, Б-24, Б-26, Б-41, Б-42, Б-70, Б-75, в скважине Б-46 коллектора газоводонасыщенные.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора в своде минус 696,2 м в скважине Б-26. ГВК принят на отметке минус 752,4 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине Б-46. Высота залежи 56,2 м, площадь - 2237 тыс. м².

Залежи блоков IV и V выделены на основании структурных построений, и запасы газа оценены с учетом ГВК, принятого для блока III на отметке минус 752,4 м. Площадь залежи на блоке IV равна 696 тыс. м², на блоке V - 1389 тыс. м².

Залежь блока VII с запада экранирована сбросом f₁₀, с севера сбросом f₂. Продуктивность установлена по результатам интерпретации материалов ГИС. Газонасыщенные коллектора выделены в скважинах Б-10, Б-44, Б-74, газо-водонасыщенные - в скважинах Б-6, Б-9, Б-45.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 696,9 м в скважине Б-74. ГВК принят на отметке минус 733 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине Б-10. Высота залежи 36,1 м, площадь - 2809 тыс. м².

Горизонт М-1'. Газоносность установлена по данным ГИС на блоке II.

Залежь блока II. В скважине Б-17 в интервале 938,6-940,3 м выделен газонасыщенный коллектор толщиной 1,7 м, который находится ниже горизонта М-1 на 15,6 м и выше горизонта М-2 пласта А на 17,7 м. Площадь локальной газовой залежи в районе скважины Б-17 равна 287 тыс. м².

Горизонт М-2 пласт А. К пласту приурочены залежи нефти и газа, получившие развитие на блоках I, II, III, IV, V, VI, VII. Залежи относятся к пластовым, сводовым, тектонически и литологически экранированным.

Залежь блока I с юга и востока экранирована сбросами f₂ и f₅, с севера - частично зоной глинизации и газовой контактом. По данным ГИС выделены газонасыщенные коллектора в скважинах Б-2, Б-1, Б-60, Б-61, Б-73, Б-78, в скважинах Б-12, Б-15 коллектора литолого-фациально замещены. Газоносность подтверждена опробованием скважины 2, в которой дебит газа равен 67,92 тыс. м³/сут.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 730,7 м в скважине 2. ГВК принят условно на отметке минус 771,6 м по подошве

газонасыщенного коллектора в скважине Б-1. Высота залежи 40,9 м, площадь - 5559 тыс. м².

Залежь блока II экранирована с запада сбросом f_5 , востока – сбросом f_6 , юга – сбросом f_2 . По данным ГИС газонасыщенные коллектора выделены в скважине Б-76, газо-нефтенасыщенные коллектора - в 7 скважинах (301, Б-3, Б-4, Б-25, Б-29, Б-47, Б-77), нефтенасыщенные - в 10 скважинах (1-П, 4, Б-2, Б-13, Б-16, Б-17, Б-18, Б-28, Б-50, Б-71), нефте-водонасыщенные - в скважине Б-7, водонасыщенные – в скважинах Б-40, Б-43. Все скважины опробованы, получены фонтанные притоки нефти, максимальный дебит 79,2 м³/сут получен при опробовании скважины 4, минимальный 4 м³/сут в скважине Б-71. Газовая шапка не опробована, наличие её подтверждено прорывом газа при эксплуатации скважин.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 766,4 м в скважине 301. Прямой ГНК подсечен по данным ГИС в 6 скважинах (301, Б-3, Б-4, Б-25, Б-29, Б-47) на отметке минус 775,2 м. ВНК принят на отметке минус 798,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора по данным ГИС и нижней отметке опробованного пласта в скважине Б-7. Высота газовой шапки 8,8 м, нефтяной части 23,1 м. Площадь газовой залежи 2634 тыс. м², площадь нефтяной части – 3343 тыс. м².

Залежь блока III ограничена с юга и запада сбросами f_2 и f_6 , с востока сбросом f_7 . По данным ГИС коллектора в одной скважине Б-46 нефте-водонасыщенные, в остальных скважинах – нефтенасыщенные. Нефтеносность горизонта установлена опробованием всех скважин. Максимальный дебит нефти 50,0 м³/сут получен при опробовании скважины Б-6, минимальный 2,24 м³/сут в скважине Б-70. При опробовании скважины Б-75 (инт.960-962 м) получен приток нефти дебитом 22,1 м³/сут.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 772,6 м в скважине Б-26. ВНК принят по данным ГИС на отметке минус 810,6 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Б-42. Высота залежи 38,3 м. Площадь 2025 тыс. м².

На блоках IV и V пробуренных скважин нет. Нефтяные залежи выделены на основании структурных построений, и запасы нефти оценены с учетом ВНК, принятого для блока III на отметке минус 810,6 м. Площадь залежи на блоке IV равна 706 тыс. м², на блоке V- 1026 тыс. м².

Залежь блок VI экранирована на севере сбросом f_2 , на востоке сбросом f_{10} . По данным ГИС газонасыщенные коллектора выделены в скважинах 8, Б-62, водонасыщенные - в скважинах 10, Б-11, Б-14, Б-27. При опробовании интервала 948-951 м в скважине 8 получен фонтан газа дебитом 72,55 тыс. м³/сут.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 762,4 м. ГВК принят на отметке минус 776,8 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 8. Высота залежи 15,4 м, площадь - 5070 тыс. м².

Залежь блока VII экранирована сбросом f_2 на севере, сбросом f_{10} на западе. По данным ГИС нефтенасыщенные коллектора выделены в 2

скважинах (Б-9, Б-10), нефте-водонасыщенные в 2 скважинах (Б-44, Б-45), в скв.Б-74 - газонасыщенные, в скважине 6 коллектора литолого-фациально замещены. Газоносность подтверждена опробованием и получением притока газа дебитом 0,017тыс.м³/сут в скважине Б-74.

При опробовании скважины Б-44 получен приток нефти дебитом 4,25 м³/сут, в скважине Б-45 - приток нефти дебитом 3,8 м³/сут.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 762,3 м в скважине Б-74. ГНК принят условно по данным ГИС на отметке минус 776,5 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине Б-74. ВНК принят по данным ГИС на отметке минус 804 м, что соответствует подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Б-45. Высота газовой шапки 14,2 м, нефтяной части 27,5 м. Площадь газовой залежи 638 тыс.м², нефтяной – 2513 тыс. м².

Горизонт М-2 пласт Б. К пласту приурочены нефтяные залежи, получившие развития на блоках I, II и VI. Залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные.

Залежь блока I экранирована с юга сбросом f₂, с востока сбросом f₅. По данным ГИС нефтенасыщенные коллектора выделены в скважинах Б-1, Б-60, Б-61, Б-73, нефтеводонасыщенные коллектора выделены в скважине Б-78, в скважине Б-15 водонасыщенный коллектор. Нефтеносность установлена в скважинах Б-60, Б-61, Б-73, где при опробовании в скважине Б-60 получен приток нефти дебитом 40 м³/сут, в скважине Б-61 из интервала 949-955 м получен приток нефти дебитом 6,5 м³/сут, в скважине Б-73 дебит нефти составляет 45 м³/сут.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 773,9 м в скважине Б-1. ВНК принят наклонно на отметках минус 787,6м по кровле водонасыщенного коллектора в скважине Б-78, минус 788,9 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Б-60. Высота залежи 15 м, площадь - 2279 тыс. м².

Залежь блока II экранирована на западе сбросом f₅, на востоке сбросом f₆. Нефтенасыщенные коллектора по данным ГИС выделены в скважинах 301, Б-3, Б-4, Б-25, Б-76, нефте-водонасыщенные в скважинах Б-2 и Б-28, в остальных скважинах коллектора водонасыщенные. Притоки нефти получены при опробовании скважин 301, Б-2, Б-3 и Б-4, дебиты варьируют в пределах от 17 м³/сут до 62 м³/сут при опробовании (совместно с пластом А) соответственно интервала 952-968 м в скважине Б-3 и интервала 956-972 м в скважине Б-2. Раздельно пласт опробован в скважине 301, дебит нефти 16,5 м³/сут. При опробовании скважины Б-76 (инт.962-963,6 м) получен приток нефти дебитом 12,2 м³/сут.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 788,9 м в скважине Б-4. ВНК принят наклонным на отметках минус 799,7 м (скв.Б-3) и минус 795,4 м (скв.Б-28) по данным ГИС. Высота залежи 10,9 м, площадь - 2545 тыс.м².

Залежь блока VI экранирована с севера сбросом f_2 , с востока сбросом f_{10} . Нефте-водонасыщенные коллектора по данным ГИС выделены в одной скважине (Б-62). При опробовании скважины Б-62 получен приток нефти дебитом $1,91 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус $773,4 \text{ м}$. ВНК принят на отметке минус $775,5 \text{ м}$ по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Б-62, что не противоречит результатам опробования. Высота залежи $2,1 \text{ м}$, площадь – 1861 тыс. м^2 .

Горизонт М-3. К горизонту приурочены залежи нефти и газа, установленные по данным ГИС и опробованию только в скважине 2 на блоке I

Залежь блока I экранирована с востока сбросом f_5 , с юга сбросом f_2 . Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная. При опробовании скважины 2 в интервале $943-950 \text{ м}$ и $943-960 \text{ м}$ получены фонтаны газа соответственно дебитами $76,65$ и $66,51 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$. При опробовании интервала $964-973 \text{ м}$ получен приток нефти и газа с водой. Дебит нефти $4,8 \text{ м}^3/\text{сут}$, газа – $6,4 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$. через 7 мм штуцер.

ГНК и ВНК приняты условно по данным ГИС соответственно на отметках минус $787,7 \text{ м}$ по подошве газонасыщенного коллектора и минус $792,5 \text{ м}$ по подошве нефтенасыщенного коллектора. Площадь газовой залежи 2210 тыс. м^2 , нефтяной части - 557 тыс. м^2 .

На блоках VI и VII залежи предполагаются по построению, уровни ГНК и ВНК приняты по аналогии с блоком I. Высота газовой шапки $1,1 \text{ м}$, нефтяной части 3 м . Площадь залежи на блоке VI равна 577 тыс. м^2 , на блоке VII- 162 тыс. м^2 .

Горизонт Ю-0-3. Залежь нефти выявлена по данным ГИС и опробования в пределах блока I, где пробурены скважины Б-60 и Б-61.

Залежь блока I ограничена с востока сбросом f_5 , с запада и юга сбросом f_2 . Залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная. При опробовании в скважине Б-60 получен приток нефти дебитом $0,17 \text{ м}^3/\text{сут}$, в скважине Б-61 в интервале $1252,9-1256,2 \text{ м}$ за время свабирования получен приток нефти дебитом $5 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус $1039,6 \text{ м}$. ВНК принят на отметке минус $1082,7 \text{ м}$ по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Б-61. Высота залежи $43,1 \text{ м}$. Площадь 8473 тыс. м^2 .

Залежь блока VII выделена на основании структурных построений. ВНК принят по аналогии с блоком I. Площадь залежи 1613 тыс. м^2 .

3 Лабораторные исследования керна

3.1 Освещенность керном продуктивных горизонтов

С целью изучения и уточнения разреза, физико-литологической характеристики пород, слагающих разрез, при бурении скважин отбирался и анализировался керновый материал. Отбором керна освещены и юрские горизонты.

Всего по месторождению с отбором керна пробурено 14 скважин.

В период поискового и разведочного бурения (1987-1990гг) с отбором керна пробурено 6 скважин, из них 1 – поисковая (скв.2), 4 - разведочных (скв.4, 6, 8, 10) и 1- параметрическая (скв.1-П). Скважина 6 пробурена на безводном растворе (АСР), керн по ней отбирался в специальные контейнеры и доставлялся в лабораторию на исследования.

В период реализации проекта «Опытно-промышленной разработки нефти месторождения Бектас» (2002-2006гг) с отбором керна пробурено 3 скважины, из них 2 – эксплуатационные (скв.Б-1, Б-10) и 1 – разведочная (скв.Б-15).

После пересчета запасов по состоянию на 01.01.2007г. с отбором керна пробурены 6 новых скважин, них 3 – эксплуатационные (скв.Б-16, Б-17, Б-26) и 3 – разведочные (скв.Б-60, Б-61, Б-62).

После пересчета запасов по состоянию на 02.01.2014г. дополнительно пробурено 5 скважин (Б-73, Б-75, Б-76, Б-77, Б-78). По ним отбор и изучение керна не проводились, поэтому изученность фильтрационно-емкостных свойств по керну осталась прежняя. Общий метраж проходки с отбором керна по всем скважинам составил 1314,79м, вынос керна – 900,97м или 68,53% от проходки. Проходка с отбором керна выполнена по всем вскрытым стратиграфическим подразделениям, начиная с нижнемеловых отложений и кончая палеозоем.

Общая проходка с отбором керна по меловым горизонтам составила 400,45м, вынос керна при этом 275,2м, что составило 68,72% от проходки.

В меловых отложениях наиболее освещен керном горизонт М-2 пласт А. Проходка по этому горизонту – 106,7м, линейный вынос – 64,6м, что в процентном отношении составило 60,5%. По юрским отложениям отбором керна освещены горизонты Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4. Общая проходка с отбором керна по юрским горизонтам составила 105,2м, вынос керна при этом 75,3м, что составило 71,6% от проходки.

В юрских отложениях наиболее освещен керном горизонт Ю-0-3. Проходка по этому горизонту – 80,8м, линейный вынос – 55,4м, что в процентном отношении составило 68,6%.

В таблице 1 приведена освещенность керном продуктивных горизонтов месторождения и количество отобранных на анализ образцов.

Представительными образцами в пределах горизонтов считались те, в которых значения проницаемости и пористости превышали их граничных

Таблица 1 – Освещенность керном продуктивных горизонтов

Горизонт	Общая толщина горизонта, м	Проходка с отбором керна, м	Вынос керна		Освещ. общ. толщины горизонта керном, %	Кол-во отобранных на анализ образцов		Количество скважин
			м	%		общее	представительных	
М-1	2349,8	91,3	59,1	64,73	2,5	43	5	2 (скв.6, 10)
М-1'	124,3	5,6	5,5	98,21	4,4	7	6	1 (скв.6)
М-2 пласт А	748,8	106,7	64,6	60,54	8,6	105	44	7 (скв.4, 6, 8, Б-16, Б-17, Б-26, Б-60)
М-2 пласт Б	564,4	83,3	78,2	93,88	13,85	118	74	7 (скв.4, 6, 8, Б-10, Б-60, Б-61, Б-62)
М-3	2938,8	62,3	40,6	65,17	1,4	26	12	3 (скв.2, Б-1, Б-15)
М-II	153	51,3	27,2	53,02	17,8	23	-	4 (скв.4, 6, 8, 10)
Итого по меловым горизонтам:		400,45	275,2	68,72		322	141	
Ю-0-2	61	9,4	8,4	89,36	13,8	4	-	2 (скв.8, 10)

значений (1мД и 13%), а также входящие в эффективную мощность.

Литолого-петрографическая характеристика шлифов скважин Б-16, Б-17, Б-26 и оптико-микроскопический анализ шлифов скважин Б-60, Б-61, по которым уточнен вещественный состав пород, структурно-текстурные особенности, структура порового пространства приведены в пересчете запасов 2014г. .

По скважине Б-26 выполнено фотографирование керна при дневном освещении, а по скважинам Б-60, Б-61, Б-62 - при дневном и ультрафиолетовом освещении при помощи цифровой системы построения изображений высокого разрешения 2014г.

Керн по скважинам, пробуренным в период 2007-2011гг. анализировался: по скв.Б-16, Б-17 - в лаборатории «Научно-исследовательского института по разведке и разработке» при Сычуаньском нефтяном управлении (Китай), по скв.Б-26 – в лаборатории АО «Научно-

исследовательский и проектный институт нефти и газа» (г.Актау), по скв.Б-60, Б-61 – в лаборатории ТОО «Везерфорд-КЭР» (г.Актау).

3.2 Методика лабораторных исследований керна

Керн был исследован в лаборатории ТОО "SichuanHengyiPetroleumTechnicalServices", где проведен комплекс стандартных и специальных исследований керна.

Стандартный анализ керна включал в себя определение пористости, плотности породы и проницаемости/проницаемости по Клинкенбергу.

Специальный комплекс исследований включал определение относительной проницаемости для нефти и воды, пористости и проницаемости под давлением, определение капиллярного давления методом нагнетания ртути, вытеснение нефти водой, анализ зернистости, а также послойный анализ шлифов.

По скважине Б-60 всего проанализировано 27 образцов (из них 6 непредставительные), по скважине Б-61 - 11 образцов (из них 5 непредставительный), по скважине Б-62 - 4 образца (все непредставительные).

Всего по месторождению на анализ отобрано 606 образцов керна.

По меловым горизонтам проанализировано 322 образцов, из которых на продуктивную часть приходится - 192. Из этих 192 проанализированных образцов 14 – с трещинами, 24 – разрушены. Представительными являются 141 образцов. По юрским горизонтам проанализировано 65 образцов, все из которых приходятся на непродуктивную часть горизонтов. На вне горизонта приходится – 223 образцов.

3.3 Результаты исследований

3.3.1 Определение коллекторских свойств пород

По результатам лабораторных исследований керна были построены следующие зависимости:

зерновой плотности от коэффициента пористости для меловых и юрских отложений (рисунок 9);

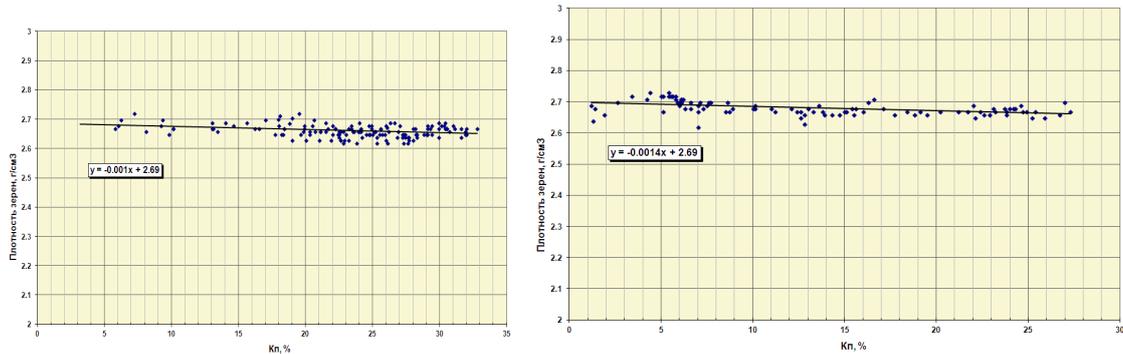


Рисунок 9 – Зависимость зерновой плотности от пористости по данным керна для: а) меловых отложений, б) юрских отложений отложений

объемной плотности от коэффициента пористости для меловых и юрских отложений (рисунок 10);

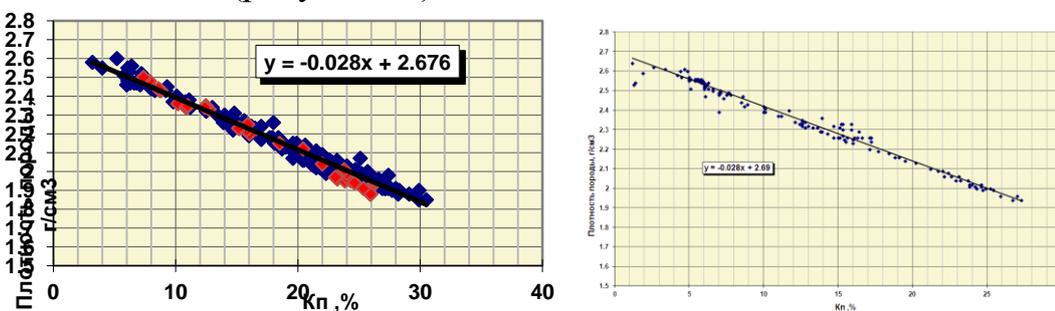


Рисунок 10 – Зависимость объемной плотности от пористости по данным керна а) для меловых отложений, б) для юрских отложений

коэффициента пористости от глинистости для меловых и юрских отложений (рисунок 11);

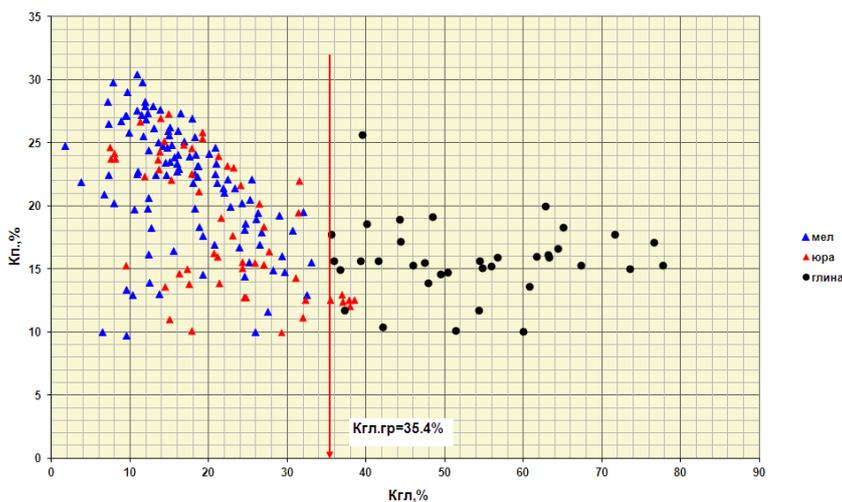


Рисунок 11– Зависимость пористости от объемной глинистости по данным керна для меловых и юрских отложений

коэффициента пористости от карбонатности для меловых и юрских горизонтов (рисунок 12);

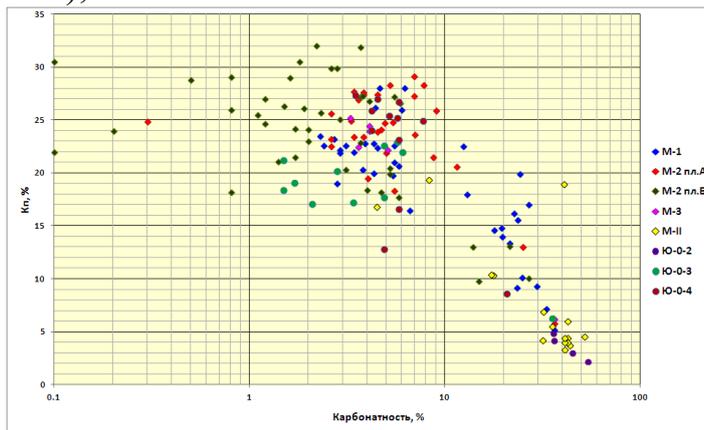


Рисунок 12 – Зависимость пористости от карбонатности породы по данным керна для меловых (М-1, М-2 пласты А и Б, М-3, М-II) и юрских (Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4) горизонтов

коэффициента проницаемости от карбонатности для меловых и юрских горизонтов (рисунок 13);

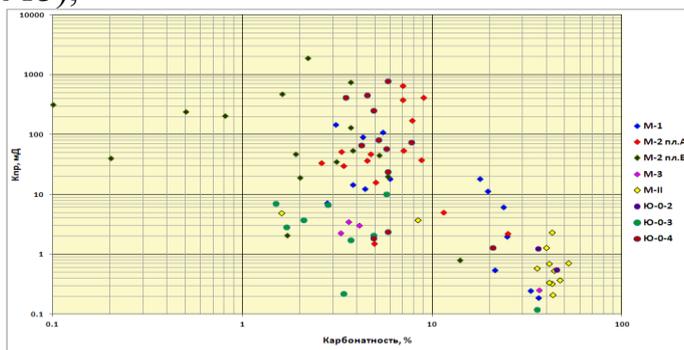


Рисунок 13 – Зависимость проницаемости от карбонатности породы по данным керна для меловых (М-1, М-2 пласты А и Б, М-3, М-II) и юрских (Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4) горизонтов

гистограмма распределения гранулометрических фракций по скважинам (рисунок 14);

коэффициента проницаемости от коэффициента пористости для меловых и юрских отложений (рисунок 14).

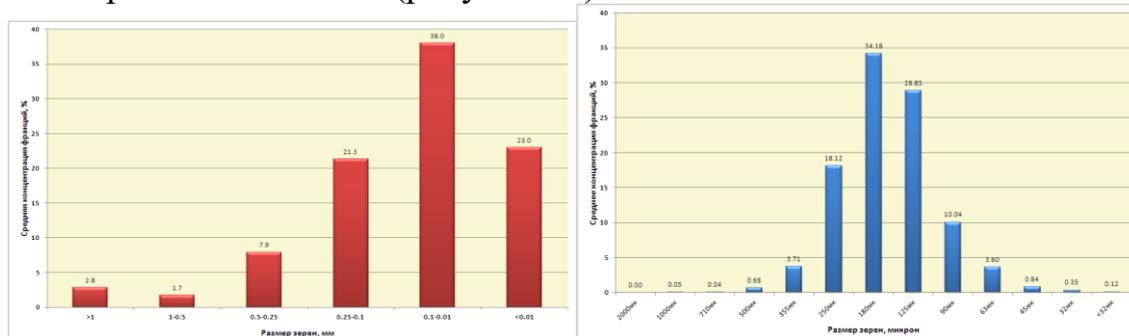


Рисунок 14 – Гистограмма распределения гранулометрических фракций по скважинам

На рисунке 9 показано, что скелетная плотность породы для мела равна $2,676\text{г/см}^3$, для юры - $2,69\text{г/см}^3$, среднее значение плотности породы составляет $2,68\text{г/см}^3$, что и было принято при интерпретации материалов плотностного каротажа при определении пористости по ГИС.

По новым анализам керн скв.Б-60, Б-61, Б-62 были определены только объемная плотность, значения добавлены красным цветом на рисунок 8

Плотность пород продуктивных горизонтов изменяется от 1,85 до $2,64\text{г/см}^3$ (рисунок 10).

Как видно из рисунок 11 коллекторами в меловых и юрских горизонтах являются песчаники и алевролиты, пелитовая составляющая которых по данным керн не превышает 35,4%.

Из рисунок 12 и 13 следует, что определяющую роль в формировании фильтрационно-емкостных свойств для данных отложений играет содержание карбонатного материала. Отмечается тенденция ухудшения ФЕС с увеличением содержания глинисто-карбонатного цемента.

По гистограммам распределения фракций можно сделать вывод, что в коллекторах преобладает средне-мелкозернистая фракция (рисунок 14).

Определение относительной проницаемости для нефти и воды

Лабораторные исследования по определению относительной проницаемости для нефти и воды выполнены на 8 керновых образцах из скважин Б-16 и Б-17 компанией АО"Везерфорд-КЭР".

По скв.Б-16 данный вид анализа выполнен на 4 образцах, 2 из которых приходятся на горизонт М-2 пласт А. По скв.Б-17 - выполнен на 4 образцах, все из которых приходятся на горизонт М-2 пласт А.

Результаты исследований приведены в таблице 2

Таблица 2 – Параметры относительной проницаемости нефти и воды

Горизонт	№	Глубина (м)	Пористость (%)	Проницаемость (10^{-3}мкм^2)	Первичная водонасыщенность (%)	Водонасыщенность точки пересечения (%)	Остаточная нефтенасыщенность (%)
Скважина Б-16							
Вне гор.	1	956,18-956,21	14,6	2,20	52,6	66,9	21,5
Вне гор.	13	957,17-957,20	14,7	8,19	56,9	70,98	20,0
М-2 пласт А	26	958,84-958,87	23,4	308	48,2	64,35	19,2
М-2 пласт А	33	969,72-969,75	21,2	13,2	50,8	64,80	23,7
Среднее значение:			18,5	82,9	52,1	66,76	21,1
Скважина Б-17							

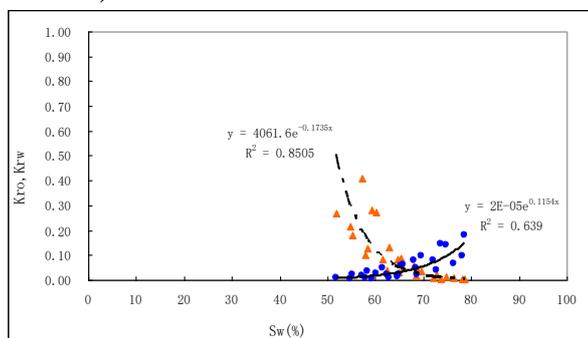
Продолжение таблицы 2

Горизонт	№	Глубина (м)	Пористость (%)	Проницаемость (10^{-3} мкм ²)	Первичная водонасыщенность (%)	Водонасыщенность точки пересечения (%)	Остаточная нефтенасыщенность (%)
М-2 пласт А	14	960,50-960,53	21,8	48,9	63,7	72,08	22,4
М-2 пласт А	17	960,79-960,82	22,0	24,8	64,5	69,63	26,0
М-2 пласт А	26	965,36-965,39	23,0	17,4	44,7	61,77	21,2
М-2 пласт А	28	965,73-965,76	23,7	16,1	47,7	64,69	20,6
Среднее значение:			22,6	26,8	55,2	67,04	22,6

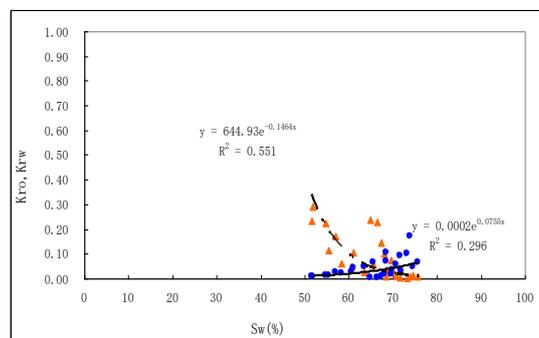
Из таблицы 2 - по скв.Б-16: пористость образцов составляет 14,23-20,71%, в среднем 18,45%; проницаемость составляет $(0,248-13) \times 10^{-3}$ мкм², в среднем $2,69 \times 10^{-3}$ мкм²;

По скв.Б-17: пористость образцов составляет 21,8-23,7%, в среднем 22,6%; проницаемость составляет $(16,1-48,9) \times 10^{-3}$ мкм², в среднем $26,8 \times 10^{-3}$ мкм².

Надёжность установленной зависимости между относительной проницаемостью нефти (K_{ro}), относительной проницаемостью воды (K_{rw}) и насыщенностью (S_w) по скв.Б-16 – высокая, однако отбор керн незначителен; по скв.Б-17 - не высокая, разность между образцами большая (рисунок 15).



сква.Б-16



сква.Б-17

Рисунок 15 – Кривые относительной проницаемости нефти и воды

Вытеснение нефти водой

При исследовании керна (К24) из скважины Б-60 с глубины отбора 961,75-961,78 м получены результаты: остаточная водонасыщенность 39,76%, а коэффициент вытеснения равен 0,5573 (Таблица 3).

Таблица 3 – Результат тестирования для определения коэффициента вытеснения скв. Б-60

№ скв.	Б-60	Горизонт	М-2
Глубина отбора, м	961,75-961,78	№ керна	К24
Пористость (%)	25,72	Абсолютная проницаемость, мД	535,61
Температура, °С	25	Вязкость воды, мПа*с	1,06
Содержание солей, мг/л	25400	Вязкость нефти, мПа*с	3,20
Остаточная водонасыщенность, %	39,76	Эффективность вытеснения, %	55,73
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫТЕСНЕНИЯ			
Объем ввода воды (PV)	Объем ввода воды (НСРV)	Эффективность вытеснения (%)	
0,00	0,00	0,00	
0,25	0,42	26,88	
0,50	0,83	33,20	
1,00	1,66	37,55	
2,00	3,32	40,71	
3,00	4,98	43,48	
5,00	8,30	47,43	
10,00	16,60	50,59	
20,00	33,20	53,36	
30,00	49,80	55,73	

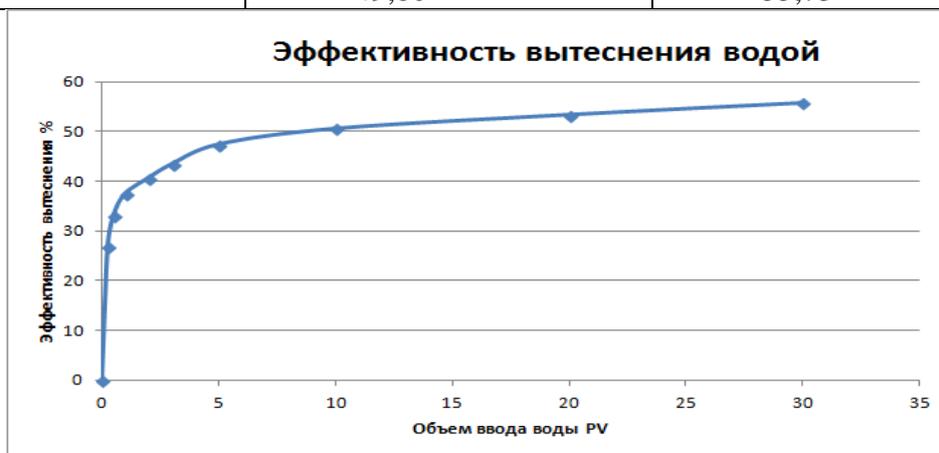


Рисунок 16 – Вид кривых ОФП для нефти и воды при исследовании керна скв.Б-60

При исследовании керна (L6) из скважины Б-61 с глубины отбора 952,17- 952,2 м получены результаты: остаточная (конечная) водонасыщенность 43,18%, коэффициент вытеснения равен 0,428 (Таблица 4 и рисунок 17).

Таблица 4- Результат тестирования для определения коэффициента вытеснения скв. Б-61

№ скв.	Б-61	Горизонт	М-2
Глубина отбора, м	952,17-952,20	№ керна	L6
Пористость, %	18,5	Абсолютная проницаемость, мД	11,221
Температура, °С	25	Вязкость воды, мПа*с	1,06
Содержание солей, мг/л	25400	Вязкость нефти, мПа*с	3,20
Остаточная водонасыщенность, %	43,18	Эффективность вытеснения, %	42,80
эффективность вытеснения			
Объем ввода воды (PV)	Объем ввода воды (НСРV)	Эффективность вытеснения (%)	
0,00	0,00	0,00	
0,25	0,44	21,20	
0,50	0,88	26,40	
1,00	1,76	31,20	
2,00	3,52	34,80	

Продолжение таблицы 4

Объем ввода воды (PV)	Объем ввода воды (НСРV)	Эффективность вытеснения (%)
3,00	5,28	38,80
5,00	8,80	41,20
10,00	17,60	42,00
20,00	35,20	42,40
30,00	52,80	42,80

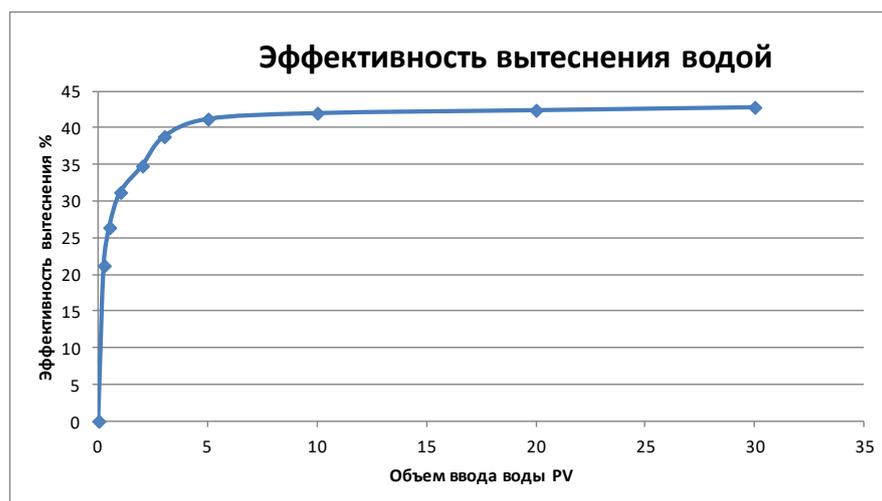


Рисунок 17 – Вид кривых ОФП для нефти и воды при исследовании ядра скв. Б- 61

Обоснование граничного значения пористости

Для решения вопроса о граничных значениях коллектора на месторождении Бектас была пробурена скважина б на АГР. Но поставленной задачи она не решила из-за того, что была пробурена в водоносной части залежи.

Нижний предел проницаемости был условно принят равным 1мД для терригенных пород-коллекторов.

Для обоснования нижнего предела пористости проведено сопоставление проницаемости с пористостью. Для меловых отложений зависимость $K_{пр}=f(K_{п})$ построена на 211 образцах, для юрских отложений – на 107 образцах ядра.

Новые анализы ядра по трем скв. Б-60, Б-61, Б-62, которые входят в меловые отложения были добавлены в график зависимости пористости от проницаемости.(рисунок 18)

На графике зависимости, приведенном на рис.20, представлены результаты определения $K_{п.гр}$ для отложений мела по расчету эффективной пористости пород:

$K_{п \text{ эфф.}} = K_{п} * (1 - K_{во})$, где $K_{во}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности.

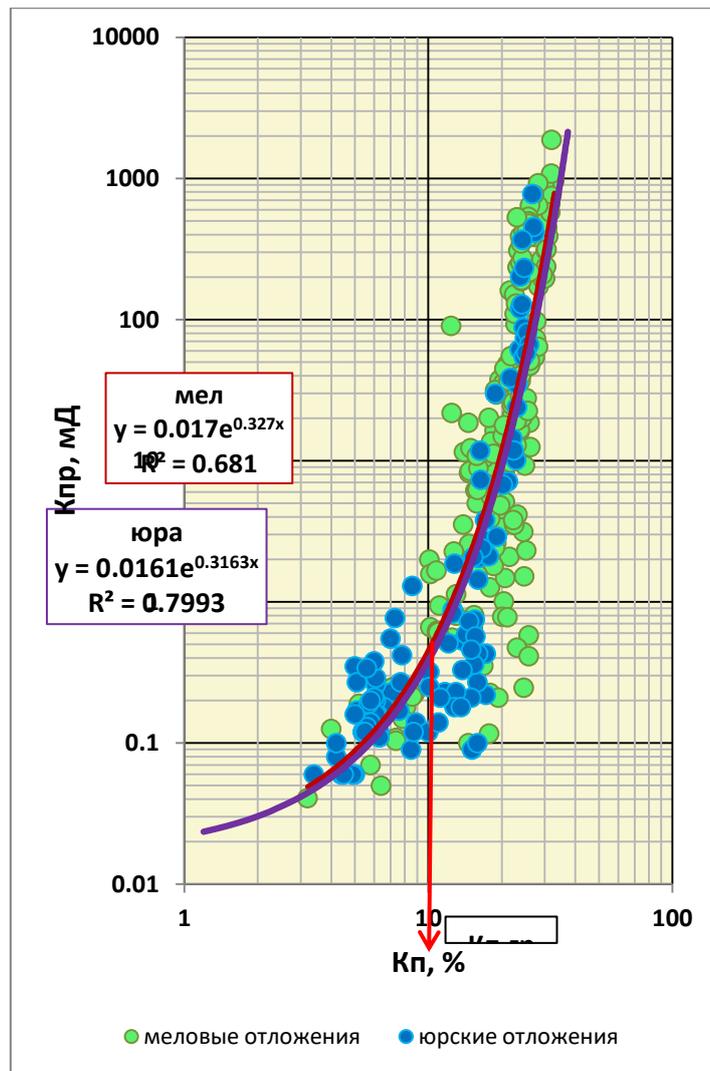


Рисунок 18 – Зависимость проницаемости от пористости по данным кернадля меловых и юрских отложений

Графики зависимости пористости от проницаемости представлены на рис.19 и характеризуются следующими уравнениями:

Меловые отложения: $K_{пр.} = 0,017 e^{0,327K_n}$ ($R^2 = 0,681$);

Юрские отложения: $K_{пр.} = 0,0161e^{0,3163K_n}$ ($R^2 = 0,799$).

По зависимостям проницаемости от пористости нижний предел пористости для отложений мела и юры составляет $K_{п.гр}=13\%$. Сопоставления открытой и эффективной пористости для меловых отложений

Для обоснования $K_{п.гр}$ для отложений мела также были использованы результаты специальных анализов керна. Были проведены попытки определения $K_{п.гр}$ путем расчета эффективной и динамической пористости пород[5,6,7].

Исходя из вышеизложенного, нижний предел пористости для мела и юры был взят равным 13%. Эти данные были использованы при выделении пластов-коллекторов по материалам ГИС.

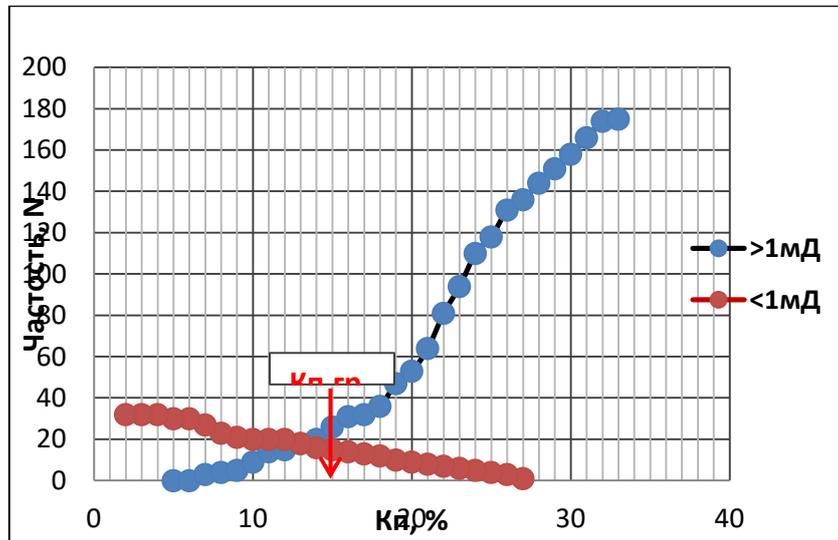


Рисунок 19 – Определение граничного значения пористости для меловых отложений

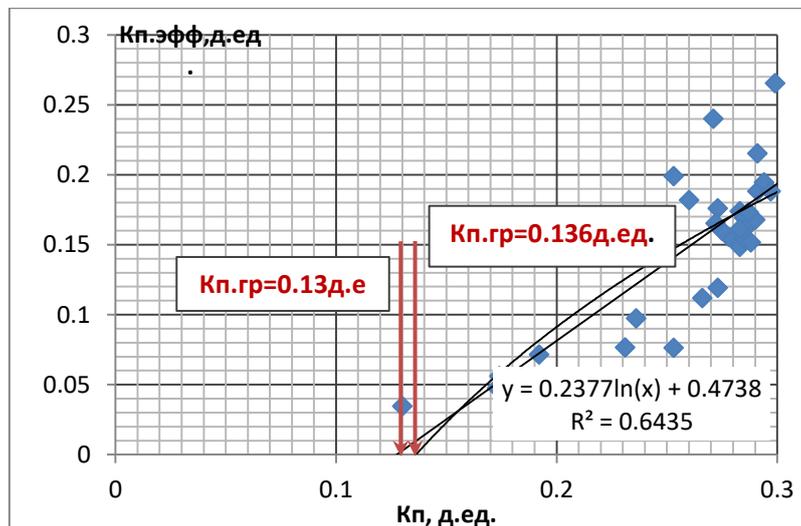


Рисунок 20 – Определение граничной величины пористости по данным

3.3.2 Петрофизические исследования

Для обоснования методики количественной интерпретации данных ГИС были выполнены петрофизические исследования керновых образцов меловых отложений.

По разведочным скважинам замеры электрического сопротивления и остаточной водонасыщенности пород (R_p , R_n) были проведены на 43 образцах керна скважин 2 (5обр.), 4 (3обр.), 6 (35обр.).

Зависимость R_p от K_p построена по 52 образцам, зависимость R_n от $K_{во}$ – по 50 образцам керна.

Построенные графики зависимостей, установленные для меловых отложений месторождения Бектас, приведены на рис 21 и удовлетворяют

следующим уравнениям: $P_{\Pi}=0,679/K_{\Pi}^{-1,717}$ ($R^2=0,85$); $P_{Н}=1,093/K_{В}^{-1,585}$ ($R^2=0,88$).

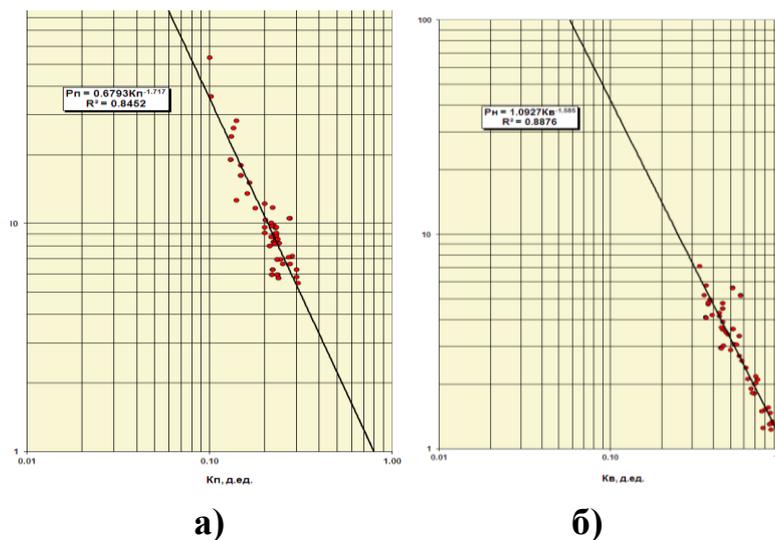


Рисунок 21 – Зависимость а) параметра пористости от коэффициента пористости, б) насыщения от коэффициента водонасыщенности по данным ядра для меловых отложений мест.Бектас

Для определения коэффициента нефтенасыщенности в юрских отложениях были использованы петрофизические связи, построенные на образцах ядра, отобранных в скважинах соседнего месторождения Коньс.

Зависимости для юрских горизонтов (Ю-0-1, Ю-0-2-1, Ю-0-2-2, Ю-0-3, Ю-0-4) мест.Коньс имеют вид:

$$P_{\Pi} = 1,065/K_{\Pi}^{-1,846} \quad (R^2 = 0,982);$$

$$P_{Н} = 1,043/K_{В}^{-1,81} \quad (R^2 = 0,944).$$

4 Геофизические исследования скважин

4.1 Объем промыслово-геофизических исследований и качество материалов ГИС

В разведочных скважинах, пробуренных в период 1987-1990г.г., комплекс ГИС включал в себя общие исследования по всему стволу скважины в масштабе глубин 1:500 методами КС, ПС, БК, НГК, ГК, кавернометрии, термометрии при БКЗ, инклинометрию через 25 м, а также детальные исследования в интервалах продуктивных отложений в масштабе глубин 1:200[11].

Все промыслово-геофизические исследования выполнены серийной отечественной скважинной аппаратурой на лабораториях АКС-Л-7, ЛКК-10, ЛКС-7-02 и подъемниках ПК-2, ПК-4 Тюлькубасской экспедицией ГИС. Качество цементирования обсадных колонн оценено при помощи акустического цементомера.

В настоящее время при производстве ГИС применяются компьютеризованные каротажные станции, запись всех методов исследования происходит в цифровом виде, что позволяет выводить диаграммы на бумажный носитель в любом необходимом масштабе глубин[].

Все полученные материалы ГИС соответствуют требованиям «Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах» и техническим рекомендациям к скважинным приборам. Скважинные приборы проэталонированы в соответствии с инструктивными положениями и откалиброваны перед началом записи. Отсчет глубин ведется от уровня стола ротора[8].

Объем выполненных промыслово–геофизических исследований по новым пять скважинам, пробуренных в период 2014-2015гг. на месторождении приведен в таблицах 5

Таблица 5 – Объем ГИС по скважинам, пробуренным на месторождении в период 2014-2015гг.

№	№ скв	КС	ПС	КВ	БК	МБК	ИК*	ГК	ННК	ГГК	ФЭФ	А К	Инк лин	СГК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	Б-73	-	+	+	-	+	6-3	+	+	+	+	+	+	+
2	Б-75	+	+	+	+	+	4-3	+	+	+	-	+	+	+
3	Б-76	-	+	+	-	+	6-3	+	+	+	+	+	+	+
4	Б-77	-	+	+	-	+	6-3	+	+	+	+	+	+	+
5	Б-78	-	+	+	-	+	6-3	+	+	+	+	+	+	+

4.2 Геолого-технические условия проведения ГИС

На месторождении Бектас бурение разведочных скважин в интервалах продуктивных отложений проведено на глинистом слабо-минерализованном растворе с параметрами:

- плотность – 1,15-1,45 г/см³;
- вязкость – 30-70 сек;
- водоотдача – 8-10 см³/30мин;
- минерализация – 1,8-11,5 г/л;
- У.Э.С раствора при температуре 20°С = 0,8-2,5 Омм.

Скважина 6 Бектас пробурена на безводном асбо-гассипоповом растворе (АГР) с параметрами:

- плотность – 1,21-1,22 г/см³;
- вязкость – 95с, водоотдача – 0 см³/30мин;
- содержание воды – 0.

Состав: литейный крепитель СКТ – 10 (до 75%), дизтопливо (до 25%), сульфанол, сухой барит, асбест (до 0,1%).

Геофизические исследования в этой скважине проведены и в АГР и после его замены на глинистый раствор.

Бурение эксплуатационных и разведочных скважин Б-1 – Б-15 и 301 осуществлялось на бентонитовом растворе на водной основе с параметрами:

- уд.вес раствора - 1,15-1,17г/л;
- вязкость - 40-55 сек;
- У.Э.С бурового раствора - 1,12-1,16 Омм при температуре 30°С.

Параметры буровых растворов, примененных при бурении новых 5 скважин, с указанием даты проведения геофизических исследований представлены ниже в таблице 6

Проводка скважин в интервале продуктивных горизонтов в скважинах 2, 4, 6, 8, 10 осуществлена долотом диаметром 190мм, в скважине 1-П – долотом 269мм. Бурение остальных скважин проводилось долотом диаметром 200мм

Геотермические измерения выполнены в разведочных скважинах 1-П, 4 и 6 при установившемся тепловом поле (время нахождения скважины в состоянии покоя – более 10 суток)..

По замерам, проведенным в скважинах с установившимся тепловым режимом, пластовая температура для продуктивных горизонтов М-1, М-2 пласт А, М-2 пласт Б, М-3 составляет 38°С.

Таблица 6 – Параметры буровых растворов по вновь пробуренным скважинам

№с	скв.	Дата ГИС	Интервал исследований,	Параметры бурового раствора	D
----	------	----------	------------------------	-----------------------------	---

			М	тип	уд.вес, г/см ³	вязкость, сек	СКВ, мм
		3	4	5	6	7	
1	-73	18.01.2014г.	374-1101	полимер	1,12	50	200
2	-75	29- 30.01.2014г.	362,8-1103,8	-	1,1	45	200
3	-76	02.01.2014г.	360-1104	полимер	1,12	55	200
4	-77	26.11.2014г.	360-1068	полимер	1,10	40	200
5	-78	15.12.2014г.	310-1066	полимер	1,15	55	200

По трем скважинам (Б-3, Б-60, Б-61) на анализ по определению химического состава и физических свойств пластовых вод было дополнительно отобрано 3 новые пробы, одна (скв.Б-3) из которых оказалась некондиционной.

Таблица 7 – Принятые сопротивления пластовых вод продуктивных горизонтов месторождения Бектас

Продуктивный горизонт	Минерализация, г/л		Принятое УЭС пластовой воды, Ом*м
	Бектас	Коныс	
М-1 М-1' М-2 пласт А М-2 пласт Б М-3	26,6	26,2	0,18
Ю-0-2 Ю-0-3 Ю-0-4	-	57,6	0,075

Принимая во внимание сходство литологического состава пород и близость характеристик вод меловых горизонтов месторождений Бектас и соседнего месторождения Коныс, при расчетах нефтенасыщенности в юрских отложениях сопротивление пластовых вод было принято по аналогичным отложениям месторождения Коныс.

Данные по сопротивлению пластовых вод, исходя из их минерализации и пластовой температуры, принятые при расчетах в настоящей работе, приведены в таблице 4.

Глубина залегания меловых горизонтов М-1, М-1', М-2 пласт А, М-2 пласт Б, М-3 по данным ГИС колеблется от 825 до 1070 м, мелового горизонта М-II – от 1122 до 1224м, юрских горизонтов Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4 - от 1170 до 1342 м.

4.3 Методика выделения коллекторов и качество материалов ГИС

Расчленение разреза на потенциальные коллекторы и вмещающие породы осуществлялось по традиционным качественным признакам, характеризующим коллектор в терригенном разрезе, с использованием практически всех методов, выполненных в скважинах, а также данных керна и опробования пластов.

На качественном уровне коллектора выделялись по следующим признакам(рисунок 22):

- наличие глинистой корки или сохранение номинального диаметра на кавернограмме;
- уменьшение естественной радиоактивности относительно вмещающих пород (глин);
- наличие отрицательной амплитуды относительно вмещающих глин по ПС;
- наличие проникновения промывочной жидкости в пласт по данным разноглубинных зондов;
- наличие положительного приращения на кривых МКЗ;
- снижение значений плотности на диаграммах плотностного каротажа[9,11].

Наряду с качественными признаками использовался и количественный критерий - граничное значение пористости - $K_{п.гр}=13\%$ для меловых и юрских отложений.

При определении эффективных мощностей из общей толщины исключались плотные и глинистые прослои. Глины выделялись по показаниям методов радиоактивного каротажа и кавернометрии. Плотные разности песчаников и алевролитов контролировались показаниями акустического, плотностного и микробокового каротажа, толщина плотных пропластков исключалась из общей толщины при определении эффективной.

Определение УЭС пород проводилось по индукционному или боковому каротажу, исходя из наличия каротажа в разрезе скважины. По показаниям ИК, БК можно отметить увеличение сопротивления против продуктивных пластов, и уменьшение сопротивления против водоносных пластов[11].

Как известно, качественными признаками газонасыщенного коллектора в разрезе скважин являются наличие повышенных показаний нейтронного метода, акустического каротажа и пониженной плотности на кривой ГГК относительно нефте- и водонасыщенных коллекторов. Также коллектора, насыщенные газом, характеризуются низкой пористостью по нейтронному каротажу по сравнению с пористостями, определенными по акустическому и плотностному каротажам.

Однако в действительности из-за проникновения раствора в пласт и малой глубинности метода показания нейтронного каротажа против газоносного пласта заметно уменьшаются и практически не отличаются от

показаний против водоносных и нефтеносных пород той же пористости. Вследствие этого выделение газонасыщенных пластов затрудняется.

В таком случае принадлежность пластов к газо-, нефте- или водонасыщенным коллекторам устанавливаются по принятым в подсчете запасов абсолютным отметкам положения ГНК, ГВК или ВНК[12].

В горизонте М-1 притоки газа получены в результате опробования двух разведочных скважин 2 и 4. По каротажу ГИС явным признаком газоносного коллектора в скважине 2 из трех выделенных интервалов (843,2-844,4м, 858,6-860м, 868,2-869,2м) обладает инт.858,6-860м и в скважине 4 - инт.905-907м, которые характеризуются повышенными показаниями по нейтронному методу.

Выделение газонасыщенных коллекторов в горизонте М-1 чаще неоднозначно, так как в большинстве скважин по данным ГИС явные признаки газоносного коллектора не прослеживаются.

В дальнейшем для уточнения характера насыщения таких пластов рекомендуется провести опробование.

Водоносные пласты-коллектора характеризуются сопротивлениями от 1,3 до 5,0 Омм.

Для продуктивных пластов-коллекторов значения удельного электрического сопротивления изменяются в диапазоне от 3,5 до 20,3 Омм.

Анализируя результаты ГИС, полученные при выполнении измерений проведенными комплексами методов, можно отметить следующие особенности.

Кривая потенциала самопроизвольной поляризации неплохо расчленяет разрез скважин, согласуется с методом ГК, в ряде случаев использовалась для определения глинистости. Запись ПС отсутствует в скважинах Б-20 и Б-50. По вновь пробуренным скважинам ПС проведен во всех скважинах.

Качество электрокаротажа удовлетворительное. Были выполнены различные его модификации: боковой каротаж (одно-, многозондовый), индукционный каротаж (одно-, двух-, многозондовый, активный-реактивный). Замеры электрокаротажа использовались для определения УЭС коллекторов, характера насыщения и оценки коэффициента нефтегазонасыщенности.

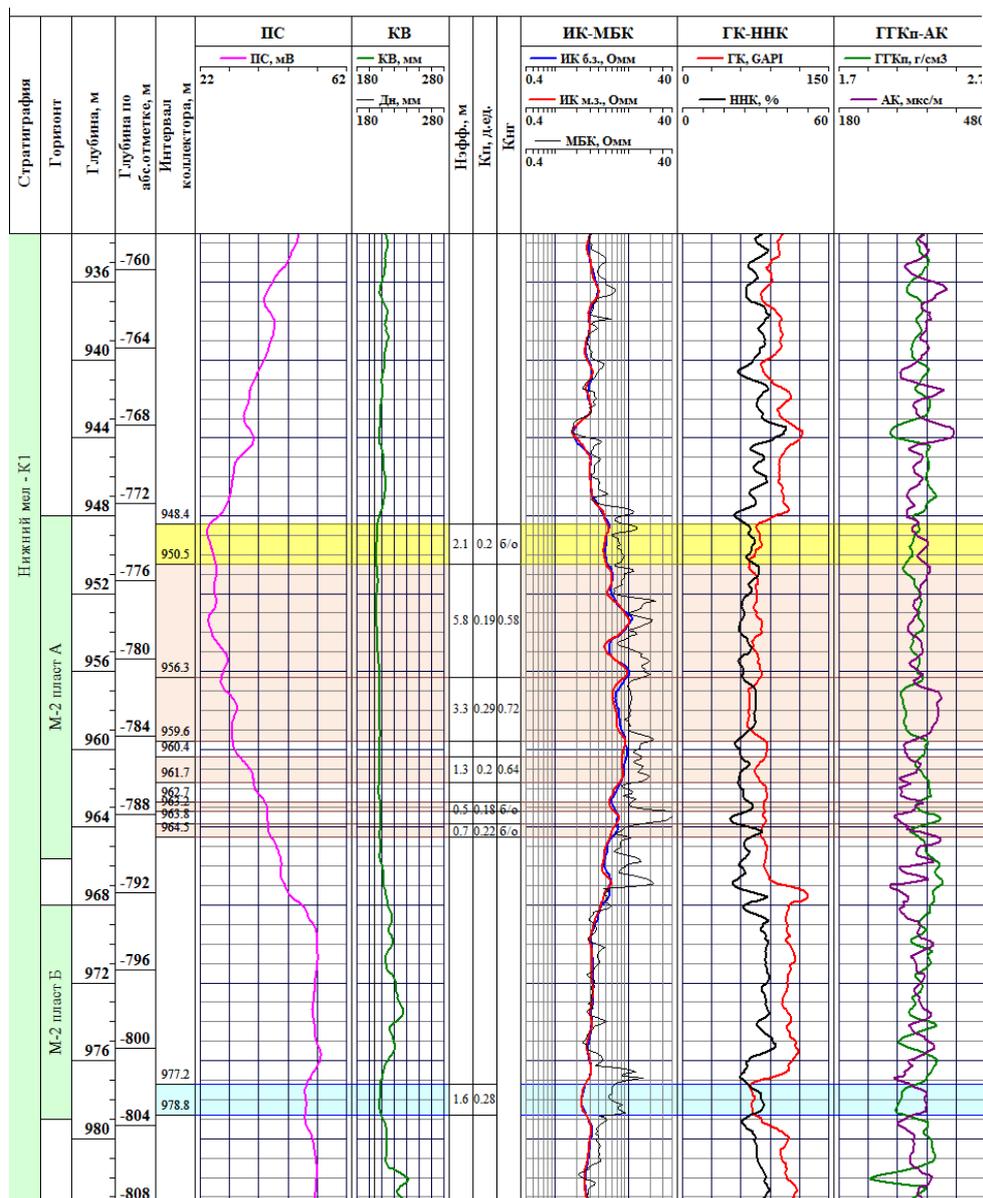


Рисунок 22 – Пример выделения коллекторов по данным ГИС

По вновь пробуренным скважинам только в скв. Б-75 произведен метод КС: кровельный и подошвенный зонды. Запись микробокового каротажа произведена во всех скважинах. В пяти скважинах индукционный каротаж записаны в виде шестизондовые установки, кроме скв. Б-75, в которой четырехзондовая.

Кавернограммы вместе с данными электрометрии дают возможность изучения литологической характеристики разреза скважин. Против коллекторов больше всего отмечается наличие глинистой корки или сохранение номинального диаметра скважины.

Качество и информативность методов ГК и НГК (ННКт) оценивалось по дифференциации кривых и соответствию их литологической характеристике разреза. Кривая ГК использовалась для расчленения разреза, корреляции и определения глинистости. Кривая НГК (ННКт) использовалась

для определения пористости коллекторов[13]. По скважине Б-40 отсутствует кривая нейтронного каротажа.

Качество замеров плотностного каротажа удовлетворительное. Кривые отражают литологию разреза. В большинстве случаев значение плотности против коллекторов изменяется от 2,1 до 2,4 г/см³, против глин от 2,2 до 2,4г/см³, против плотных пород от 2,6 г/см³ и выше. Кривые использовались в комплексе или самостоятельно для определения пористости в скважинах. По скважине Б-23 запись ГГКп – брак.

Метод акустического каротажа отражает литологическую характеристику разреза. Качество кривой ΔT контролировалась по замеру в свободной колонне ($\Delta T_k=180\pm 5$ мкс/м). Материалы акустического каротажа использовались для определения пористости, выделения плотных прослоев. В скважинах Б-5, Б-50 акустический каротаж не проведен.

В целом, выполненный на месторождении комплекс ГИС позволяет выделять пласты-коллектора и с достаточной степенью точности определить подсчетные параметры: эффективную толщину, коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности продуктивных горизонтов[12].

4.4 Результаты интерпретации данных ГИС

4.4.1 Определение литологии

Начальным этапом интерпретации ГИС для определения емкостных свойств породы являлось определение литологии вскрытого разреза. Литология оценена по комплексу нейтронного, плотностного и акустического каротажей с использованием соответствующих палеток Шлюмберже и данных керна[14]. Пример определения литологии приведен на рисунок 23, 24.

Основная область точек в интервале коллектора находится на линии песчаников. Точки, выходящие далеко за пределы линии песчаников, связаны с газонасыщенностью пластов горизонта М-2 пласт А (рисунок 22).

Основная область точек в интервале коллектора находится на линии песчаников. Исключение составляет облако точек, расположенных в районе известняка и доломита, которые связаны с прослоями алевролитами и глинистыми разностями (рисунок 24).

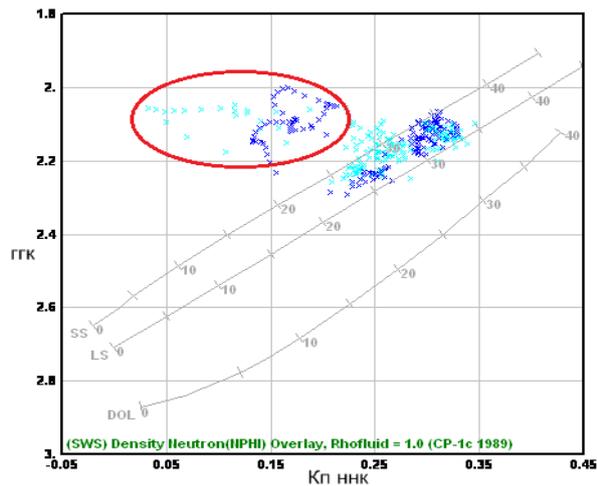


Рисунок 23 – Определение литологии по данным плотностного и нейтронного каротажей (скв. Б-1, Б-74)

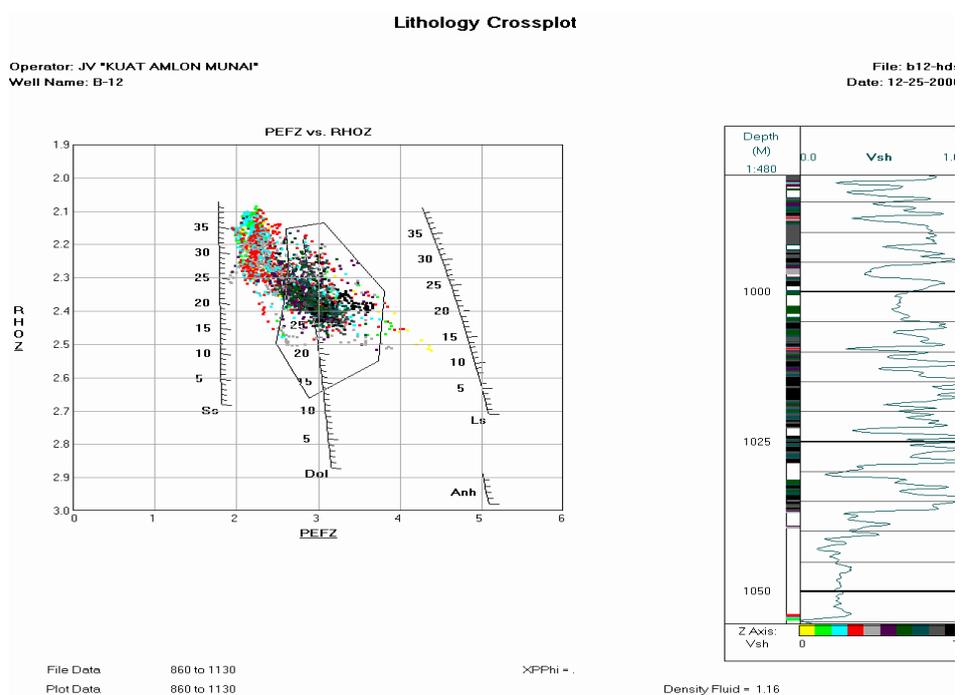


Рисунок 24 – Определение литологии по данным литоплотностного каротажа ГГК + ФЭФ (скв.Б-12)

4.4.2 Определение коэффициента глинистости

Глинистость оценивалась по кривым ГК и ПС как в комплексе, так и отдельно.

При определении глинистости по ГК использовалось уравнение Ларионова для древних пород:

$$K_{гл} = 0.333(2^{2 \cdot \Delta I \gamma} - 1),$$

заложенное в алгоритме программы.

Двойной разностный параметр ($\Delta I \gamma$) вычислялся как:

$$\Delta I\gamma = \frac{ГК - ГК_{\min}}{ГК_{\max} - ГК_{\min}}, \quad (1)$$

где ГК – текущее значение интенсивности гамма-излучения;
 ГК_{min} – значение интенсивности гамма-излучения в неглинистых породах;

ГК_{max} – значение интенсивности гамма-излучения в глинах.

При определении глинистости по ПС использовалась следующая формула:

$$\Delta ПС = \frac{ПС - ПС_{\min}}{ПС_{\max} - ПС_{\min}}, \quad (2)$$

где ПС – текущее значение потенциала самопроизвольной поляризации;

ПС_{min} – значение потенциала самопроизвольной поляризации в неглинистых породах;

ПС_{max} – значение потенциала самопроизвольной поляризации в глинах[15].

Таблица 8 – Сопоставление объемной глинистости по данным ГИС и керна

Горизонт	Керн		ГИС
	кол-во определений	Кгл.ср	Кгл.ср
М-1	5	0,20	0,21
М-1'	5	0,13	0,14
М-2 пласт А	11	0,15	0,16
М-2 пласт Б	17	0,14	0,15
М-3	5	0,17	0,18

На рисунок 25 приведено сопоставление объемной глинистости по ГИС с данными керна, где иллюстрируется хорошая сходимость этих данных.

В таблице 8 приведено сопоставление объемной глинистости по данным ГИС и керна по продуктивной части горизонта. Сопоставление по горизонту Ю-0-3 не проведено в силу непредставительности керновых образцов.

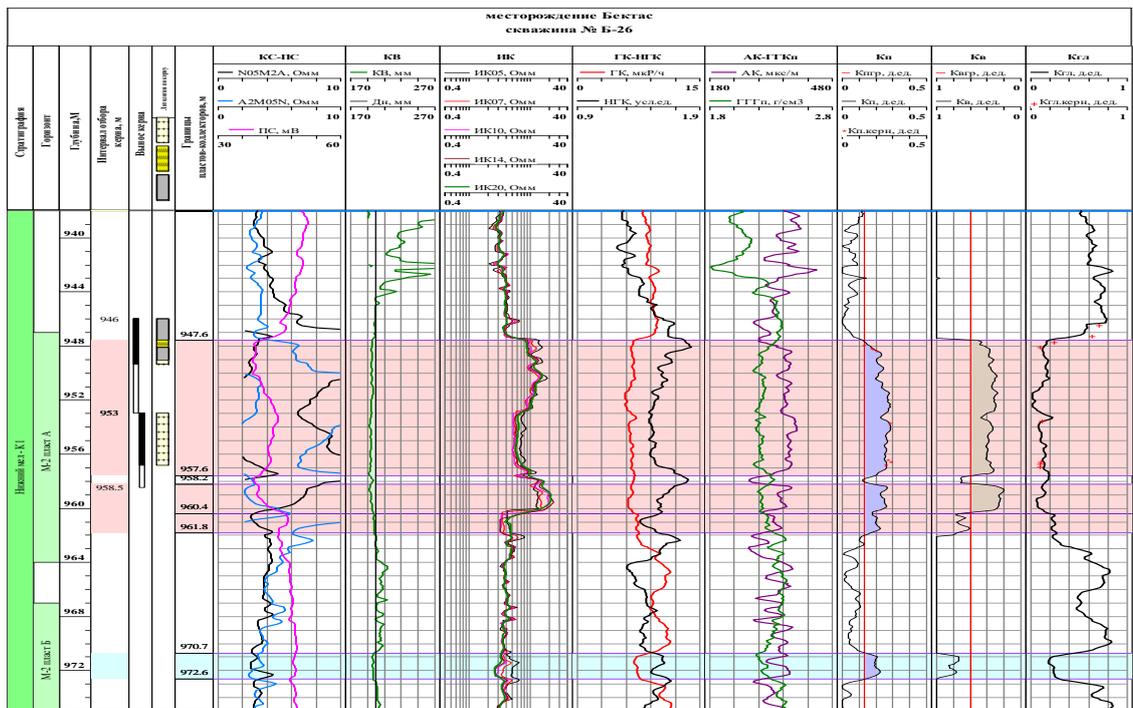


Рисунок 25 – Сопоставление глинистости по ГИС с данными керна

4.4.3 Определение коэффициента пористости

В разведочных скважинах 1-П, 2, 4, 6, 8, 10 оценка пористости была проведена по методу ГГКп. При отсутствии материалов ГГКп пористость оценивалась по данным акустического каротажа. В скважинах, где отсутствовали и эти определения, использована методика определения пористости по комплексу НГК-ГК.

Количественная оценка коллекторских свойств пластов скважин, пробуренных после 1994г., проводилось в программе InteractivePetrophysics, а также с использованием петрофизических констант, которые были получены в результате исследования керна месторождения Бектас.

Для расчета пористости использовались кривые ГГКп, ННК (НГК) и АК. Пористость в скважине рассчитывалась и принималась по тому методу пористости, который наиболее достоверно отображает литологию разреза, а также исходя из комплекса (наличию метода), проведенного в исследуемой скважине и его качества.

Определение пористости по Кп/нгк осуществлялось по формуле

$$\phi = (\phi_{neu} - Vcl \times NeuCl + NeuMatrix + Exfact + NeuSal) / (Sxo + (1 - Sxo) \times NeuHyNI), \quad (3)$$

где ϕ_{neu} - текущее значение общей нейтронной пористости;
 Vcl – объемная глинистость;

NeuCl – значение для глины по данным нейтронного каротажа (водородосодержание глины 0,35), значение водородосодержания глины является среднеарифметическим, которое взято из таблицы опорных пластов.

NeuMatrix – поправка нейтронной матрицы;

NeuSal – поправка нейтронной солености по данным нейтронного каротажа;

Exfact – коэффициент экскавации по данным нейтронного каротажа;

NeuHyHI – кажущийся водородный показатель углеводородов по данным нейтронного каротажа;

Sxo – водонасыщенность промытой зоны.

Для определения пористости по данным НГК, записанные в усл.ед. нейтронная пористость определялась по общепринятой методике. В качестве опорных пластов были взяты пласты глины в подошве горизонта М-2 пласт Б. Определение пористости по ГГКп осуществлялось по формуле:

$$Kn = ((\delta_{ск} - \delta) / (\delta_{ск} - \delta_{ж})) - K_{гл} * ((\delta_{ск} - \delta_{гл}) / (\delta_{ск} - \delta_{ж})), \quad (4)$$

где δ – текущее значение кривой;

$\delta_{ск}$ – значение плотности в породе, равное 2,68 г/см³ (для мела и юры);

$\delta_{ж}$ – значение плотности в жидкости, заполняющей поровое пространство породы, равное 1,0 г/см³;

$\delta_{гл}$ – значение плотности в глинах;

$K_{гл}$ – объемная глинистость.

Пористость по АК рассчитывалась по следующей формуле:

$$\phi = \frac{Dt - Dt_{ma} - V_{cl} \times (Dt_{cl} - Dt_{ma})}{(Dt_{fl} \times Sxo + Dth_{y} \times (1 - Sxo) - Dt_{ma}) \times C_p}, \quad (5)$$

где Dt – текущее значение интервального времени;

Dt_{ma} – значение интервального времени в породе, равно 180 мкс/м;

Dt_{fl} – значение интервального времени в промывочной жидкости, равно 620 мкс/м;

Dt_{cl} – значение интервального времени в глинах, равно 345 мкс/м для меловых отложений; _ - для юрских отложений;

Dth_{y} – значение интервального времени в нефти;

V_{cl} – объемное содержание глинистых минералов в породе;

Sxo – промытая зона пласта;

C_p – коэффициент разуплотнения, равная - 1 (согласно методическим рекомендациям, принятая для цементированного песчаника).

Достоверность расчетов проверялась сопоставлением расчетных и керновых данных. Строили графики типа « $Kp^{кern}$ - $Kp^{ГИС}$ » по результатам поточечного сопоставления значений пористости по ГИС со значениями пористости по керну, приведенные на рисунок 26, 27.

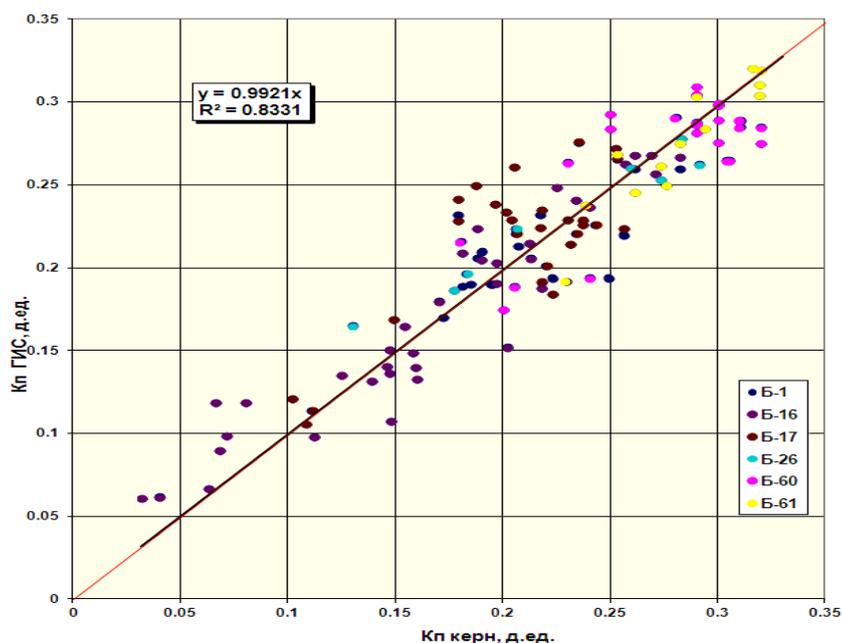


Рисунок 26 – Сопоставление Кп ГИС – Кп керн

Коэффициент корреляции при этом равен 0,83, что в целом указывает на неплохую сопоставимость величины пористости Кп керн - Кп ГИС.

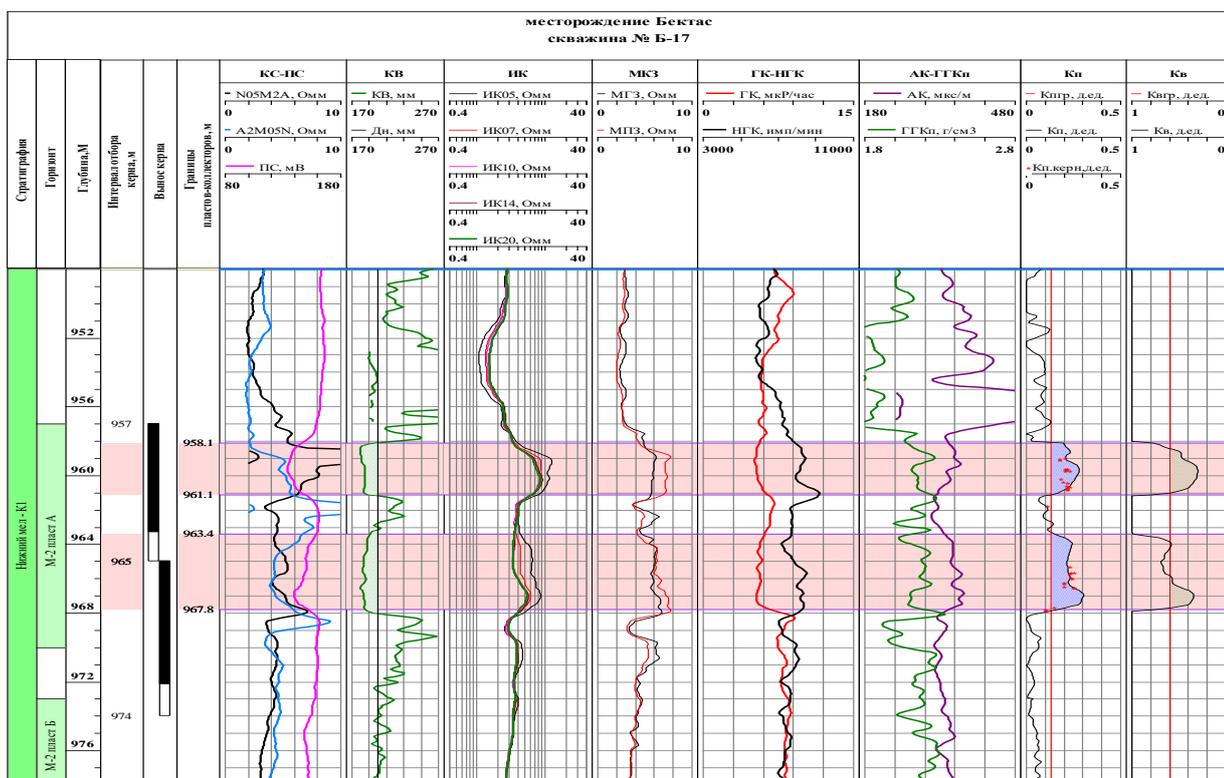


Рисунок 27 – Пример сопоставления с данными керна

В таблице 14 приведено сопоставление открытой пористости по данным ГИС и керна по продуктивной части горизонта. Сопоставление по

горизонту Ю-0-3 не проведено в силу непредставительности керновых образцов.

Как видно из таблицы 9 хорошая сопоставимость K_p по данным керна

Таблица 9 – Сопоставление открытой пористости по данным ГИС и керна

Горизонт	Керн		ГИС			
	кол-во определений	$K_{пкр}$	Газ		Нефть	
			K_p	K_g	K_p	K_n
			срд взв	срд взв	срд взв	срд взв
М-1	4	0.21	0.23	0.50	-	-
М-1'	6	0.26	0.23	0.44	-	-
М-2 пласт А	44	0.23	0.24	0.64	0.24	0.65
М-2 пласт Б	47	0.27	-	-	0.27	0.63
М-3	12	0.22	0.23	0.44	0.23	0.44

ГИС наблюдается по горизонтам М-2 пласт А, М-2 пласт Б и М-3, где имеется наибольшее количество представительных образцов.

Меньшая сопоставимость K_p по данным керна и ГИС по горизонтам М-1 и М-1' связана с малым количеством представительных образцов.

Таким образом, учитывая возможность реализации определения K_p по данным ГИС и неплохую сходимость данных $K_p^{керна}$ и $K_p^{ГИС}$, в текущем отчете при расчете запасов были использованы значения пористости, полученные по результатам ГИС[5].

4.4.4. Определение коэффициента нефтенасыщенности

Коэффициент нефтегазонасыщенности определяется как:

$$K_{нг} = 1 - K_v = 1 - (a * R_v / K_p^m R_p)^{1/n}, \text{ где}$$

$K_{нг}$ – коэффициент нефтегазонасыщенности;

K_v – коэффициент водонасыщенности;

R_v – сопротивление пластовой воды;

K_p – пористость по каротажу;

R_p – истинное сопротивление пласта в непромытой зоне;

m – экспонента цементации;

n – экспонента насыщения.

Расчет сопротивления пластовой воды (R_v) проводился по соответствующей палетке, исходя из данных минерализации и температуры.

Для меловых отложений УЭС пластовой воды при минерализации 26,6г/л и температуре пласта 38°C принята равным 0,18 Ом, для юрских отложений принято по аналогии с соседним месторождением Коньс –

$R_{пл.в}=0,075$ Омм.

Сопротивление пласта определяли по индукционному или боковому каротажу, исходя из наличия каротажа в разрезе скважины.

В предыдущих отчетах за 1994г, 2007г. Кнг оценивался с использованием петрофизических зависимостей:

$$R_{п}=0,640/K_{п}^{-1.780} (R^2=0,91);$$

$$R_{н}=1,065/K_{в}^{-1.582} (R^2=0,98),$$

построенных на 43 образцах керн из скважин 2, 4, 6 для продуктивных меловых отложений.

К отчету 2014г. прежние данные были дополнены спец.анализами керн по определению параметров пористости и насыщения, выполненных на 12 образцах из пробурены в период 2008-2014гг.скважин Б-16, Б-17, Б-26.

В предыдущей работе(Пересчет запасов, 2014г.) вышеуказанные зависимости для меловых отложений в связи с получением дополнительных данных были уточнены и описываются следующими уравнениями:

$$R_{п}=0,679/K_{п}^{-1.717} (R^2=0,85);$$

$$R_{н}=1,093/K_{в}^{-1.585} (R^2=0,88).$$

В юрских отложениях были использованы петрофизические связи, полученные на керне аналогичных отложений соседнего месторождения Коньс, и описываемые уравнениями:

$$R_{п} = 1,065/K_{п}^{-1,846} (R^2 = 0,982);$$

$$R_{н} = 1,043/K_{в}^{-1,81} (R^2 = 0,944).$$

Определение характера насыщения продуктивных пластов осуществлялось также по критическим значениям коэффициента нефтегазонасыщенности.

Граничное значение Кнг определено по данным опробования и принято равным 0,40 д.ед.

В таблице 10приведены средневзвешенные величины Кп, Кг, Кн по горизонтам.

Таблица 10 – Предлагаемые в текущий отчет средневзвешенные величины коэффициента пористости и насыщенности по горизонтам

Горизонт	Газ		Нефть	
	К _{псрвз} , д.ед.	К _{гсрвз} , д.ед.	К _{псрвз} , д.ед.	К _{нсрвз} , д.ед.
М-1	0,23	0,50	-	-
М-1'	0,23	0,44	-	-
М-2 пласт А	0,24	0,64	0,24	0,65
М-2 пласт Б	-	-	0,27	0,63
М-3	0,23	0,44	0,23	0,44
Ю-0-3	-	-	0,23	0,46

На рисунок 28 показано распределение рассчитанных Кнг в

опробованных пластах по скважинам, где при опробовании были получены притоки газа, нефти и воды.

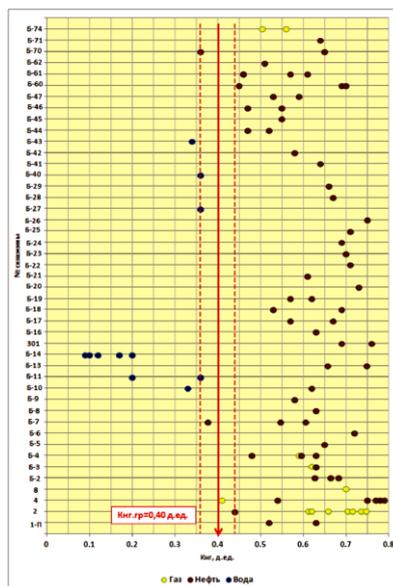


Рисунок 28 – Определение граничного значения Кг по результатам опробования

В таблице 11 приведено сопоставление средневзвешенных величин Кп, Кг, Кн, принятых в предыдущем пересчете запасов (на 02.01.2014г.) и предлагаемых в настоящем отчете

Таблица 11 – Сравнение пористости и насыщенности с предыдущим пересчетом запасов нефти и газа

Продуктивный горизонт	Принятые средневзвешенные величины				Предлагаемые средневзвешенные величины			
	Пересчет запасов (на 02.01.2014г.)				Текущий отчет (на 01.01.2016г.)			
	Газ		Нефть		Газ		Нефть	
	Кп _{срвз}	Кг _{срвз}	Кп _{срвз}	Кн _{срвз}	Кп _{срвз}	Кг _{срвз}	Кп _{срвз}	Кн _{срвз}
М-1	0,23	0,50	-	-	0,23	0,50	-	-
М-1'	0,23	0,44	-	-	0,23	0,44	-	-
М-2 пласт А	0,24	0,64	0,24	0,65	0,24	0,64	0,24	0,65
М-2 пласт Б	-	-	0,27	0,63	-	-	0,27	0,63
М-3	0,23	0,44	0,23	0,44	0,23	0,44	0,23	0,44
Ю-0-3	-	-	0,23	0,46	-	-	0,23	0,46

4.4.5 Определение газонефтяных и водонефтяных контактов по данным ГИС

Положение газонефтяного контакта (ГНК) установлено по комплексным данным геофизических методов АК, ННК(НГК) и ГГКп [16]: против газоносной части пласта наблюдается повышение показаний интервального времени и нейтронного гамма-каротажа, наблюдается значительное разуплотнение на кривой ГГКп, не связанное с каверной, а также аномально низкая пористость по методу нейтронного каротажа (рисунок 28).

В скважинах Б-3, Б-4, Б-25, Б-29, Б-47, Б-77, 301 ГНК по данным ГИС отбивается на абсолютной отметке равной минус 775,2м в горизонте М-2-пласта А на блоке II.

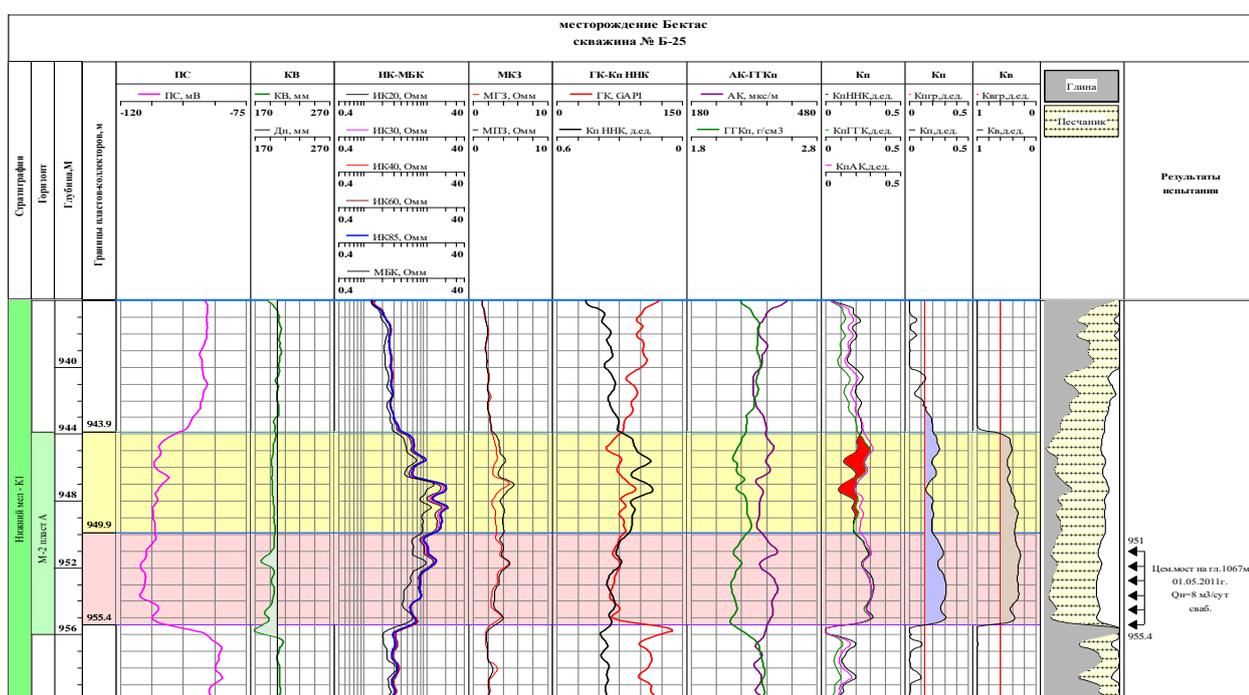


Рисунок 29 – Пример определения ГНК по данным ГИС

Водонефтяной контакт (ВНК) по данным ГИС определяется по данным методов сопротивления: по резкому спаду сопротивления против водоносной части пласта относительно нефтеносной при равных коллекторских свойствах пласта (рисунок 29) [16].

Прямой водонефтяной контакт (ВНК) по данным ГИС отбивается на III-блоке в горизонте М-2 пласт А в скв.Б-70 на абсолютной отметке минус 791,5м и на II-блоке в горизонте М-2 пласт Б в скв.Б-28 на абсолютной отметке минус 795,4м

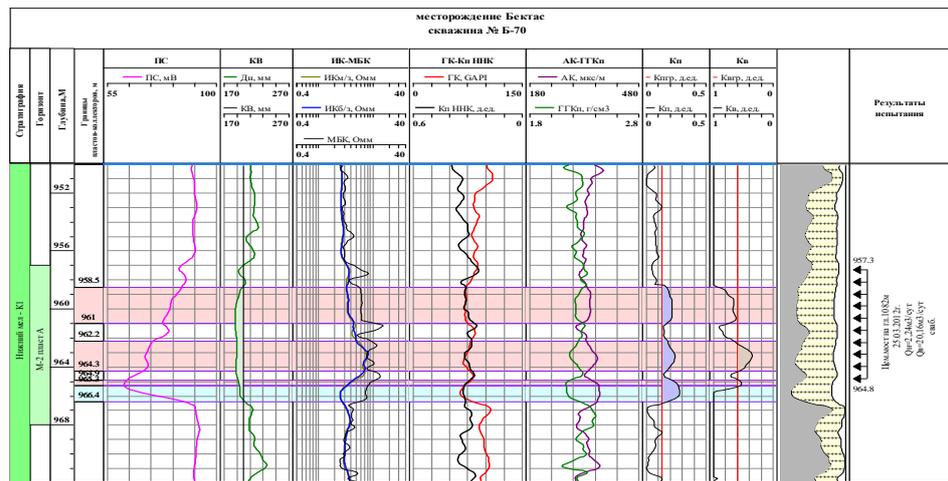


Рисунок 30 – Пример определения ВНК по данным ГИС и опробования

Таблица 12 – Положение контактов

Горизонт	№ скв.	Интервалы и результаты испытаний	Прямой контакт	
			Газонефтяной контакт (ГНК) каротажная/ абсолютная, м	Водонефтяной контакт (ВНК) каротажная/ абсолютная, м
М-2 пласт А	Б-3	952-956 м, 964-968 м Q _Г =0,7 тыс.м ³ /сут Q _Н =17 м ³ /сут	948,7м / -775,2м	-
М-2 пласт А	Б-4	950-955 м Q _Г =24,9 тыс.м ³ /сут Q _Н =25,6м ³ /сут	948м / -775,2м	-
М-2 пласт А	Б-25	951-955,4м Q _Н =8,0 м ³ /сут	949,9м / -775,2м	-
М-2 пласт А	Б-29	955,4-960,7м Q _Н =35,0 м ³ /сут	949,02м / -775,2м	-
М-2 пласт А	Б-47	960,5-966м Q _Н =35,0 м ³ /сут	948,8м / -775,2м	-
М-2 пласт А	301	949-952,8м Q _Н =33,3 м ³ /сут	946,2м / -775,2м	-
М-2 пласт Б	Б-28	-	-	970,8м / -795,4м
М-2 пласт А	Б-70	957,3-964,8м Q _Н =2,24 м ³ /сут Q _В =20,16 м ³ /сут	-	965,3м / -791,5
М-2 пласт А	Б-77	957-962м Q _Н =39,9 м ³ /сут	950,5м / -775,2м	-

5 Результаты исследований

5.1 Литолого-физическая характеристика коллекторов продуктивных горизонтов

Коллекторы продуктивных горизонтов относятся к типу гранулярных и представлены песчаниками и алевролитами с редкими прослоями гравелитов, песков.

Горизонт М-1

Песчаники – зеленовато-серые, серые, мелко-среднезернистые, зерна в основном угловатые, полуокатанные размером 0,25-0,5мм. Содержание кварца в составе зерен 5-13%, полевого шпата 10-38%.

Обломки, составляющие до 55%, представлены кремнистыми, глинисто-сланцевыми породами.

Углистость практически отсутствует. Из примесей отмечается значительное содержание апатита, циркона, граната.

Текстура песчаников массивная, состав цемента глинисто-карбонатный, глинистый, с примесями хлорита. Тип цемента базальный, контактово-поровый.

Алевролиты - серые, голубовато-серые, крупнозернистые.

Текстура алевролитов – массивная, реже слоистая. Содержание зерен кварца в составе от единицы до 24%, полевого шпата от 15 до 45%. Форма зерен полуокатанная, угловатая, неправильная. Обломки (20-25%) представлены кремнистыми, кварцево-глинисто-сланцевыми, глинистыми породами.

Цемент по составу глинистый, карбонатный, базального и контактового типов.

Величина обменной емкости глин цемента алевролитов меняется в пределах 35-100 мгэкв/100г, по составу глины гидрослюдисто-монтмориллиновые. Содержание монтмориллонита в составе глинистого цемента изменяется от 40 до 100%, гидрослюды от 3 до 80%, каолинит содержится до 10%.

Гравелиты зеленовато-серые, массивной текстуры. Структура мелкогравистая. В составе гравия-кварца (30%), полевого шпата (15,7%). Форма гравия угловатая, полуокатанная, неправильная. Размер гравия 0,55-2,0 мм.

Обломки (до 50%) представлены кремнистыми, глинисто-сланцевыми, кварц-полевошпатовыми породами. Цемент по составу глинисто-карбонатный, контактово-порового типа разъединения.

По горизонту анализ керн проведен только в скв.6 по 43 образцам, из них на продуктивную часть приходится – 8, представительные – 5.

По результатам анализов керн фильтрационно-емкостные свойства и физические характеристики коллекторов по горизонту изменяются в

следующих пределах:

- по 4 образцам диапазон изменения открытой пористости составляет 19–23,2%, среднее значение – 21,2%;

- по 2 образцам проницаемость меняется от 7,23 до 11,55 мД, среднее значение – 9,39 мД;

- по 5 образцам плотность породы - от 2,02 до 2,3 г/см³, среднее значение – 2,12 г/см³.

Горизонт М-1'

Песчаник серый, мелкозернистый, полимиктовый, структура псаммитовая, массивный, слюдистый, слабосцементированный, сортировка зерен неравномерная, окатанность зерен средняя, цемент глинистый контактового типа.

Горизонт освещен 7 анализами керна из скважины 6, все из которых входят в интервал эффективной мощности. Количество представительных образцов – 6.

По результатам анализов керна фильтрационно-емкостные свойства и физические характеристики коллекторов по горизонту изменяются в следующих пределах:

- по 6 образцам диапазон изменения открытой пористости составляет 20,0 – 27,7%, среднее значение – 26,17%;

- по 6 образцам плотность породы - от 1,9 до 2,12 г/см³, среднее значение – 1,96 г/см³;

- по имеющимся 7 образцам проницаемость не определена;

- по 6 образцам плотность породы - от 1,9 до 2,12 г/см³, среднее значение – 1,96 г/см³.

Горизонт М-2 пласт А

Горизонт в литологическом плане сложен песчаниками и алевролитами.

Песчаники горизонта серые, полимиктовые, мезомиктовые, в основном, мелкозернистые. Под микроскопом зерна слабой сортировки, полуокатанной и угловатой формы. В составе зерен присутствует кварц (16,5%), полевой шпат (20%), отмечаются слюды. Обломки, составляющие 54,5%, представлены глинистыми, кремнистыми, глинисто-слюдистыми породами. Отмечается рассеянный пирит. Тип цемента контактовый и контактово-поровый. Состав цемента песчаников глинисто-карбонатный.

Алевролиты полимиктовые, массивной текстуры. Структура крупнозернистая.

По составу зерен алевролиты и алевропесчаники относятся к кварц-полевошпатовым. Содержание кварца 23-25%. Размер зерен 0,07-0,10 мм. Зерна полуокатанные, угловатые, реже остроугольные. Среди обломков (которые составляют от 40 до 70%) наиболее распространены кремнистые, глинисто-слюдистые породы, встречаются обломки кислых эффузивов. Состав цемента в основном глинистый, глинисто-слюдистый. Тип цемента контактово-поровый, контактный, базальный. Величина обменной емкости

глин цемента изменяется от 65 до 100 мгэкв/100г. Глины цемента по составу монтмориллонитового типа. Содержание в них монтмориллонита колеблется от 80 до 88%, гидрослюды от 5 до 15%.

Горизонт освещен анализами керн 7-и скважин (скв.4, 6, 8, Б-16, Б-17, Б-26, Б-60). Общее количество отобранных образцов - 105, из них 11 образцов – с трещинами, 14 – разрушены. Всего исследовано 91 образцов, на продуктивную часть приходится – 68, из них представительные – 44.

По результатам анализов керн фильтрационно-емкостные свойства и физические характеристики коллекторов по горизонту изменяются в следующих пределах:

- по 46 образцам диапазон изменения открытой пористости составляет 13,0 – 29,1%, среднее значение – 22,79%;

- по 43 образцам проницаемость меняется от 2,23 до 653,84 мД, среднее значение – 92,45 мД;

Горизонт М-2 пласт Б

Коллекторы горизонта представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, реже песков.

Песчаники серые, светло-серые, коричневые, коричневато-желтоватые, от мелко до грубозернистых, участками переходящие в гравелиты. Состав, в основном, кварц-полевошпатовый. Форма классического материала окатанная и полукатанная, остроугольная. Обломки представлены глинистыми и слюдистыми материалами. Цемент глинистый, карбонатный. Тип цемента порово-базальный.

Алевриты пестроцветные, серовато-зеленые, коричневые полимиктового состава, в основном, кварц-полешпатового. Структура алевритовая, алевро-псаммитовая. Среди обломков наиболее распространены микрокварциты, кремнистые, встречаются обломки кислых эффузивов.

Цемент алевритов глинистый, глинисто-слюдистый от 10-40%. Тип цемента контактово-поровый, контактовый, базальный.

Пески серые, зеленовато-серые, от мелко- до крупнозернистых, местами переходящие в гравелиты, кварц-полешпатового состава, слабослюдистые, слабоуплотненные.

Всего по горизонту по 5-ти скважинам (скв.4, 6, Б-60, Б-61, Б-62) отобрано 125 образцов, из них 1 – трещиноватый, 10 - разрушенные. Исследовано 122 образцов, на продуктивную часть приходится 94, количество представительных – 74.

По результатам анализов керн фильтрационно-емкостные свойства и физические характеристики коллекторов по горизонту изменяются в следующих пределах:

- по 73 образцам диапазон изменения открытой пористости составляет 12,4 – 32,8%, среднее значение – 25,54%;

- по 58 образцам проницаемость меняется от 1,88 до 1880 мД, среднее значение – 350,05 мД;

Горизонт М-3

Коллекторы представлены песками и песчаниками.

Пески зеленовато-серые, зеленые, мелкозернистые. Кварц-полевошпатового состава. Иногда слабосцементированные глинистым цементом.

Песчаники пестроцветные, красные, мелкозернистые, массивные, полимиктовые, слабослюдистые. Зерна весьма неравномерной сортировки, слабосцементированы глинистым материалом, местами рыхлые. Наблюдается слабая трещиноватость, слоистость под углом до 45° к оси зерна.

По горизонту проанализировано 26 образцов, отобранных из 2-х скважин (скв.2, Б-1), из них на продуктивную часть приходится – 16, из них представительные - 12.

По результатам анализов зерна фильтрационно-емкостные свойства и физические характеристики коллекторов по горизонту изменяются в следующих пределах:

- по 12 образцам диапазон изменения открытой пористости составляет 17,93 – 28,16%, среднее значение – 22,13%;

- по 12 образцам проницаемость меняется от 1,48 до 56,9 мД, среднее значение – 13,35 мД;

- плотность породы по 1 образцу составляет 2,06 г/см³.

Горизонт М-II

Горизонт непродуктивный, освещен анализами 2-х скважин (скв.4, 8), проанализировано 23 образца.

Литологически представлен чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов, гравелитов и конгломератов.

Песчаники темно-коричневые, зеленые, мелкозернистые, пятнистые. Кварц-полевошпат-слюдистые. Цемент глинистый.

Алевролиты коричневатого-серые, с зеленоватым оттенком, песчанистые, участками слабосцементированы, слабопесчанистые, с вкрапленностью слюды.

Аргиллиты коричневые, светло-коричневые, темно-коричневые, алевролитовые, участками слабоалевролитовые. Трещиноватые, с открытыми трещинами различной ориентировки, ширина раскрытия 1-2мм, заполнены карбонатным материалом.

Гравелиты пестрые от мелкого до крупнообломочного, обломки окатанные, полуокатанные размером от первых мм до 5х7см. Состав породы кварц, кремний, полевошпаты. Цемент глинисто-песчанисто-карбонатный.

Конгломераты пестроцветные, коричневые, коричневатого-бурые, серовато-зеленые, состоящие из слабоокатанных и остроугольных обломков и галек песчаников, алевролитов, аргиллитов, реже кварцевых размером до 3-4см, твердые, имеются включения прозрачного крупнокристаллического кальцита и маломощные прослои гравелита. Цемент карбонатный.

Гравелито-конгломераты коричнево-серые. Состоят из обломков кварца и известняков овальной, изометричной формы, окатанных, размером

от 0,5 до 6см. Цемент глинисто-песчано-карбонатный.

Горизонт Ю-0-3

Горизонт освещен анализами керна 2-х скважин (скв.1-П, 4), всего исследовано 46 образцов, однако анализы имеются лишь по 22 образцам. Это связано с тем, что в подсчете запасов 1994г. по скв.1-П отсутствуют данные результатов исследования керна по 24 образцам (лаб.№1086-1109).

Фильтрационно-емкостные свойства и физические характеристики коллекторов по горизонту не изучены, так как все исследованные образцы отобраны из непродуктивной части.

По описанию керна горизонт сложен в основном песчаником и алевролитом.

Песчаник зеленовато-серый, полосчатый за счет тонких неоконтрастных прослоек пестроцветной глины, мелкозернистый, слюдистый массивный, плотный, крепкий, цемент глинистый, местами карбонатный.

Алевролит некарбонатный, песчано-глинистый, глинистый, местами сильноглинистый.

5.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Коллекторы продуктивных горизонтов относятся к типу гранулярных и представлены песчаниками и алевролитами с редкими прослоями гравелитов, песков.

Так как в данной диссертации уточняются остаточные запасы нефти и растворенного в нефти газа, ниже приводятся данные рассматриваемых горизонтов.

Данные о толщинах продуктивных горизонтов и их неоднородности, коэффициентах пористости, нефтегазонасыщенности по горизонтам представлены в таблицах 13-15.

Горизонт М-2 пласт А. Толщина пласта изменяется от 4,0 м до 23,0 м, средняя 14,4м, газонасыщенная толщина от 1,2м до 15,8 м, в среднем 5,9 м, нефтенасыщенная от 1,9 м до 17,5 м, в среднем 9,1 м, коэффициент песчаности в среднем 0,656 д.ед., коэффициент расчлененности 3.

По данным ГИС коэффициент пористости коллектора изменяется от 0,181 до 0,345 д.ед, в среднем составляет 0,245 д.ед, коэффициенты: газонасыщенности 0,644 д.ед., нефтенасыщенности 0,640 д.ед.

ФЕС коллекторов изучены по керну, отобранных из шести скважин, где пористость изменяется от 0,130 до 0,291 д.ед., в среднем 0,228 д.ед., проницаемость 0,092 мкм².

По результатам гидродинамических исследований проницаемость коллекторов определена в 11 скважинах и в среднем составляет 0,506 мкм².

Горизонт М-2 пласт Б. Толщина пласта варьирует в пределах от 6,0 м

до 20,4 м, средняя 11,4 м, нефтенасыщенная толщина 0,7 – 11,5 м, в среднем 4м, коэффициент песчаности в среднем 0,373 д.ед., коэффициент расчлененности в среднем 2.

По данным ГИС коэффициенты изменяются: пористости коллектора от 0,160 до 0,350 д.ед, в среднем 0,271 д.ед., нефтенасыщенности от 0,480 до 0,703 д.ед., в среднем 0,629 д.ед.

ФЕС коллекторов изучены по керну, отобранного из четырёх скважин, где пористость изменяется от 0,131 до 0,328 д.ед., в среднем составляет 0,255 д.ед, проницаемость 0,350 мкм².

По результатам гидродинамических исследований проницаемость коллекторов определена в 7 скважинах и в среднем составляет 0,198 мкм².

Горизонт М-3. Толщина горизонта изменяется от 23,6 м до 54,0 м, средняя 34,3 м. газонасыщенная толщина 6,2 м, нефтенасыщенная 1,4 м, коэффициент песчаности 0,392 д.ед., коэффициент расчлененности в среднем 4.

По данным ГИС коэффициент пористости коллектора 0,230 д.ед, коэффициенты: газонасыщенности 0,433 д.ед, нефтенасыщенности 0,442 д.ед.

ФЕС коллекторов изучены по керну, отобранных из двух скважин, где пористость от 0,178 до 0,282 д.ед., в среднем составляет 0,221 д.ед., проницаемость 0,013 мкм².

По результатам гидродинамических исследований проницаемость коллекторов определена в одной скважине и составляет 0,105 мкм².

Горизонт Ю-0-3. Толщина горизонта изменяется от 64,0 до 83,5 м, средняя 72,5 м, нефтенасыщенная толщина 2,9 м, коэффициент песчаности 0,171 д.ед, коэффициент расчлененности в среднем 3.

По данным ГИС коэффициент пористости коллектора в среднем 0,221 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,456 д.ед. ФЕС коллекторов по керну и гидродинамические исследования не изучены.

проницаемость 0,013 мкм².

По результатам гидродинамических исследований проницаемость коллекторов определена в одной скважине и составляет 0,105 мкм².

Горизонт Ю-0-3. Толщина горизонта изменяется от 64,0 до 83,5 м, средняя 72,5 м, нефтенасыщенная толщина 2,9 м, коэффициент песчаности 0,171 д.ед, коэффициент расчлененности в среднем 3.

По данным ГИС коэффициент пористости коллектора в среднем 0,221 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,456 д.ед. ФЕС коллекторов по керну и гидродинамические исследования не изучены.

Таблица 13 – Характеристика толщин пластов

Толщина	Наименование	Горизонты			
		М-2 пласт А	М-2 пласт Б	М-3	Ю-0-3
Общая	Средняя, м	14,4	11,4	33,7	72,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,266	0,252	0,103	0,093
	Интервал изменения, м	4,0 - 23,0	6 - 20,4	23,6 - 43,0	64,0 - 83,5
Газонасыщенная	Средняя, м	5,9	-	6,2	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,720	-	-	-
	Интервал изменения, м	1,2 - 15,8	- - -	6,2	- - -
Нефтегазы- щная	Средняя, м	9,1	4,0	1,4	3,6
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,484	0,825	-	0,836
	Интервал изменения, м	1,9 - 17,5	0,7 - 11,5	1,4	0,6 - 6,7
Водонасыщенная	Средняя, м	5,6	3,6	12,6	12,7
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,554	0,653	0,615	0,726
	Интервал изменения, м	1,1 - 10,4	0,8 - 9,1	1,0 - 29,9	1,0 - 25,2
Эффективная	Средняя, м	9,5	4,1	12,8	11,9
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,433	0,726	0,599	0,729
	Интервал изменения, м	2,1 - 7,5	,7 - 1,5	,0 - 9,9	,0 - 5,2

Таблица 14 – Статистические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта)

Горизонт	Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчаности, доли ед.			Коэффициент расчлененности		
		среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменения	среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменения
М-2 пласт А	52	0,656	0,327	0,189 - 1,000	3	0,735	1,0 - 11
М-2 пласт Б	39	0,373	0,703	0,050 - 0,936	2	0,482	1,0 - 3
М-3	55	0,382	0,607	0,029 - 0,906	4	0,491	1,0 - 9,0
Ю-0-3	7	0,173	0,760	0,014 - 0,360	3	0,504	1,0 - 6,0

Таблица 15 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности по горизонтам

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм ²	Пористость, д.ед.	Газонасыщенность, д.ед.	Нефтенасыщенность, д.ед.
Горизонт М-2 пласт А					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	6	6	-	-
	Количество определений, шт	43	46	-	-
	Среднее значение	0,092	0,228	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,504	0,067	-	-
	Интервал изменения	0,002 - 0,654	0,130 - 0,291	- - -	- - -
Горизонт М-2 пласт А					
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	41	41	41
	Количество определений, шт	-	101	22	66
	Среднее значение	-	0,245	0,644	0,640
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,125	0,163	0,219
	Интервал изменения	- - -	0,180 - 0,345	0,462 - 0,811	0,360 - 0,790
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	11	-	-	-
	Количество определений, шт	14	-	-	-
	Среднее значение	0,506	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	1,459	-	-	-
	Интервал изменения	0,002 - 4,150	- - -	- - -	- - -

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Магистерская работа посвящена комплексной интерпретации геофизических исследований скважин и лабораторных анализов керна продуктивных горизонтов Арыкумского нефтегазоносного района.

Большой объем геолого-геофизической информации по продуктивным горизонтам арыкумского нефтегазоносного района, внес значительные коррективы в представления о геологическом строении и продуктивности месторождений, качестве коллекторов, подсчетных параметров и подходов к рациональному освоению залежей.

Месторождения Бектас расположено в пределах Арыкумского нефтегазоносного района Южно-Тургайской нефтегазоносной области, где выявлены и разрабатываются газонефтяные месторождения - Арыкум, Кумколь, Коныс и др.

Коллекторы продуктивных горизонтов представлены песками, песчаниками, алевролитами и гравелитами, переслаивающимися с тонкими пачками глин. Границами залежей служат положения контактов, линии литолого-фациального замещения коллекторов и тектонические нарушения. Месторождение по характеру геологического строения относится к сложным.

С целью изучения и уточнения строения геологического разреза, физико-литологической характеристики пород, слагающих разрез, при бурении скважин отбирался и анализировался керновый материал. Специальный комплекс исследований включал определение относительной проницаемости для нефти и воды, пористости и проницаемости под давлением, вытеснение нефти водой, анализ зернистости.

В разведочных скважинах проведен комплекс ГИС, который позволил выделить пласты коллектора и с достаточной степенью точности определить подсчетные параметры: эффективную толщину, коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности продуктивных горизонтов.

В диссертации критически проанализированы техника и технология геофизических исследований. Дана оценка качеству полевых геофизических исследований скважин, достоверности построенных каротажных диаграмм.

На примере месторождения Бектас проведен анализ и оценка возможности комплексной интерпретации геолого-геофизических данных для

- доизучения геологического строения месторождения по пробуренными скважинами;
- выделения и оценки свойств коллекторов ;
- определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов (коэффициента глинистости, пористости; нефтегазонасыщения) по результатам комплексного анализа данных ГИС и керна скважин;
- определение газонефтяных и водонефтяных контактов по данным ГИС.

Перечень принятых сокращений, терминов

ГИС – геофизические исследования скважин
ПС- потенциал самопроизвольной поляризации
КС- кажущееся сопротивление
БК- боковой каротаж
ИК- индукционный каротаж
ГК – гамма-каротаж
ГГКп – гамма-гамма плотностной каротаж;
НГК- нейтрон-гамма каротаж
ННК – нейтрон нейтронный каротаж
МКЗ- – микрозондирование
ГГКп – гамма-гамма плотностной каротаж;
ГНК - газонефтяной контакт
ВНК – водонефтяной контакт
Кнг - Коэффициент нефтегазонасыщенности
Кп- коэффициент пористости
Скв - скважина
Кгл – коэффициент глинистости
Кво- коэффициент водонасыщенности
УЭС – удельное электрическое сопротивление
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1 Основы геофизических методов исследования нефтяных и газовых скважин : учебное пособие [Электронный ресурс] / сост. Б.Б. Квеско, Н.Г. Квеско, В.П. Меркулов. – Электрон. дан. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016. – 239 с.

2 Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И., Резванов Р.А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений: Учеб. для вузов. — М.: Недра, 1991. — 223 с.

3 Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И. Петрофизические методы исследования кернового материала. (Терригенные отложения) Учебное пособие в 2-х книгах. Кн. 1. - М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008. - 112 с.

4 ОСТ 39-204-86 Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления. – введ. 1986-07-29. – М.: Миннефтепром, 1987. – 8с.

5 Тиаб Д., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов 2-е доп. изд., Пер. с англ. — М.: Премиум Инжиниринг, 2009. — 868 с. — (Промышленный инжиниринг).

6 Способ построения геологической и гидродинамической моделей месторождений нефти и газа / Алексеев В. П., Русский В. И., Фролова Е. В., Хасанова К. А.: пат. 2475646 Рос. Федерация. № 2011134564/03; заявл. 17.08.2011; опубл. 20.02.2013. Бюл. № 5. 5 с.

7 Латышова М.Г., «Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин» М., Недра, 1981, 182 с.