

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

Сакаев Аслан Арманович

Обоснование подсчетных параметров и граничных условий для подсчета
запасов нефти и растворенного газа на основе данных ГИС на примере
месторождения Акшабулак Центральный

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Специальность 6М074700 – Геофизические методы поисков и 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

УДК 550. 83+553.3 (574.31)

На правах рукописи

Сакаев Аслан Арманович

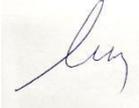
МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание академической степени магистра

Название диссертации	Обоснование подсчетных параметров и граничных условий для подсчета запасов нефти и растворенного газа на основе данных ГИС на примере месторождения Акшабулак Центральный
Направление подготовки	6М074700 – Геофизические методы поисков и разведки МПИ

Научный руководитель,
Доктор Ph.D, сениор-лектор

 Умирова Г.К.
«26» июня 2020 г.

Рецензент

 Муратова С.К.
«26» июня 2020 г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
Геофизики доктор геолога –
минералогических наук,
профессор

 Абетов А.Е.
«29» июня 2020 г.

Нормоконтроль,

 Алиакбар М.М.
«29» июня 2020 г.

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

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

Кафедра Геофизики

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
Геофизики доктор геолого –
минералогических наук,
профессор

 Абетов А. Е
“ 29 ” июня 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Сакаеву Аслану Армановичу

Тема магистерской диссертации: Обоснование подсчетных параметров и граничных условий для подсчета запасов нефти и растворенного газа на основе данных ГИС на примере месторождения Акшабулак Центральный
Утверждена приказом по университету № 1193-м от 29 октября 2018 г.

Срок сдачи законченной работы « 2 » июля 2020 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: *научная литература, статьи*

Краткое содержание диссертационной работы:

- а) Введение
- б) Общие сведения о месторождении
- в) Геолого-геофизическая изученность
- г) Геологическое строение района и месторождения
- д) Методика и техника ГИС
- е) Комплексная интерпретация данных ГИС
- ж) Геологическая модель месторождения
- з) Заключение

Рекомендуемая основная литература:

- 1 Дж.Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. Физика нефтяного пласта. 1962.
- 2 Жданов М.А. Нефтепромысловая геология и подсчёт запасов нефти и газа, Москва "Недра", 1981.
- 3 Иванов В.Т., Масютина М.С. Методы решения прямых и обратных задач электрокаротажа. - М.: Наука, 1983. - 143 с.
- 4 Итенберг С.С., Дакхильгов Т.Д. Геофизические исследования в скважинах. - М.: Недра, 1982. – 351 с.
- 5 Хамитов Р.А., Антонов К.В., Лобанков В.М. Задачи МЦ «Урал-Гео» при геологическом изучении недр// Научно-технический вестник «Каротажник». - 2003.-№ 3. - С. 56-61.
- 6 «Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов, нефти и природного углеводородного газа». Алматы, 1997.
- 7 «Инструкция по оформлению отчетов о геологическом изучении недр Республики Казахстан». Министерство энергетики и природных ресурсов Комитет геологии и охраны недр, г. Кокшетау, 2002.

ГРАФИК

подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Введение	05.04.2019	УД -
Общие сведения о месторождении	12.04.2019	УД -
Геолого-геофизическая изученность	20.04.2019	УД -
Геологическое строение района и месторождения	10.05.2019	УД -
Методика и техника ГИС	24.09.2019	УД -
Комплексная интерпретация данных ГИС	10.10.2019	УД -
Геологическая модель месторождения	10.04.2020	УД -
Заключение	15.04.2020	УД -

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
Введение	Умирова Г.К., Доктор Ph.D, сениор-лектор	05.04.2019	
Общие сведения о месторождении	Умирова Г.К., Доктор Ph.D, сениор-лектор	12.04.2019	
Геолого-геофизическая изученность	Умирова Г.К., Доктор Ph.D, сениор-лектор	20.04.2019	
Геологическое строение района и месторождения	Умирова Г.К., Доктор Ph.D, сениор-лектор	10.05.2019	
Методика и техника ГИС	Умирова Г.К., Доктор Ph.D, сениор-лектор	24.09.2019	
Комплексная интерпретация данных ГИС	Умирова Г.К., Доктор Ph.D, сениор-лектор	10.10.2019	
Геологическая модель месторождения	Умирова Г.К., Доктор Ph.D, сениор-лектор	10.04.2020	
Заключение	Умирова Г.К., Доктор Ph.D, сениор-лектор	15.04.2020	
Нормоконтролер	Алиакбар М.М. тьютор	29.06.2020	

Научный руководитель _____  _____ Умирова Г.К.

Задание принял к исполнению магистрант _____  _____ Сакаев А.А.

Дата

"26" июнь 2020 г.

АННОТАЦИЯ

Диссертационная работа “Обоснование подсчетных параметров и граничных условий для подсчета запасов нефти и растворенного газа на основе данных ГИС на примере месторождения Акшабулак Центральный”.

Работа была выполнена на основе проведения комплекса геофизических методов в скважине. В работе приведены данные о геолого-геофизической изученности, дана информация о стратиграфии района, охарактеризованы тектонические особенности, проанализированы априорные сведения о физических свойствах горных пород и нефтегазоносности участка. Для изучения достоверности данных геофизических методов выполнено сравнение результатов изучения керна и шлама с результатами ГИС. Проведена комплексная интерпретация каротажных кривых, выделены пласты с повышенными коллекторскими свойствами для которых вычислены коллекторские свойства.

Определенные коллекторские свойства продуктивных горизонтов и их эффективные толщины дадут возможность построения современной геологической модели месторождения Акшабулак Центральный, что позволит разработку экономически эффективных стратегий получения максимальной отдачи углеводородов.

В диссертационной работе использовано 10 таблиц, 90 рисунков, 15 источников литературы. Общее количество страниц дипломной работы – 97 страниц.

АНДАТПА

Диссертациялық жұмыс “ҰЗ-мәліметтері негізінде Орталық Ақшабұлақ кенорынның мұнай және ерітілген газдың қорын есептеу үшін есептеуіш параметрлер мен шекаралық жағдайларды негіздеу”.

Ұңғымада кешенді геофизикалық әдістерін жүргізу негізінде жұмыс орындалды. Жұмыста геологиялық геофизикалық зерттеулер бойынша деректер келтірілген, аймақтың стратиграфиясы бойынша мәлімет берілген, тектоникалық ерекшеліктері сипатталған, априорлық мәліметтер бойынша тау жыныстардың физикалық қасиеттері мен аймақтың мұнайгаздылығы талданды. Геофизикалық әдістердің мәліметтерінің растығын зерттеу үшін ҰЗГ нәтижелерімен керн және шламның зерттеу нәтижелерін салыстыруы орындалды. Кешенді интерпретация каротаждық қисықтары жүргізілген, жоғары коллекторлық қасиеттері бар қабаттарды бөліп, олар үшін коллекторлық қасиеттері есептелген.

Анықталған өнімді горизонттардың коллектірлік қасиеттер мен олардың тиімді қалындықтары Орталық Ақшабұлақ кен орынның заманауи геологиялық моделін құруға негіз болады, бұл көмірсутек шикізатынан максималды кіріс алудың экономикалық тиімді стратегияларын жасауға мүмкіндік береді.

Диссертациялық жұмыста 10 кесте, 90 сурет, 15 әдебиет көздерін пайдаланған. Диссертациялық жұмыстың беттерінің жалпы саны – 97 бет.

ABSTRACT

Dissertation work “Oil and dissolved gas reserves evaluation based on well logging data on the example of the Akshabulak Central field’s data”.

The work was carried out on the basis of a complex of geophysical methods in the well. The work provides data on geological and geophysical knowledge, provides information on the stratigraphy of the region, describes tectonic features, analyzes a priori information on the physical properties of rocks and the oil and gas potential of the site. To study the reliability of these geophysical methods, the results are compared. Comprehensive interpretation of logging curves, selected reservoirs with enhanced reservoir properties for which reservoir properties are calculated. A complex interpretation of well logs has been carried out, reservoirs with enhanced reservoir properties have been singled out for which the reservoir properties have been calculated.

Certain reservoir properties of productive horizons and their effective thicknesses will make it possible to build a modern geological model of the Akshabulak Central field, which will allow the development of cost-effective strategies for obtaining maximum hydrocarbon returns.

In the dissertation, 10 tables, 90 drawings, 15 sources of literature were used. The total number of pages of the diploma is 97 pages.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	13
1 Общие сведения о месторождении	15
2 Геолого-геофизическая изученность месторождения	17
2.1 Сейсмические исследования	17
2.2 Поисково-разведочное и эксплуатационное бурение	18
2.2.1 Поисковое бурение	18
2.2.2 Разведочное бурение	18
2.2.3 Эксплуатационное бурение	18
2.3 Промыслово-геофизические исследования скважин	19
3 Геологическое строение района и месторождения	18
3.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	18
3.2 Тектоника	21
3.3 Нефтеносность	30
3.4 Физические свойства горных пород	34
3.4.1 Плотностные свойства	34
3.4.2 Магнитные свойства	34
4 Методика и техника ГИС	35
4.1 Методика выделения коллекторов, определения эффективных толщин, литологии и характера насыщения	35
4.2 Комплекс методов ГИС, техника и методика проведения	38
4.3 Техника и технология проведения ГИС	40
4.3.1 Определение литологии	41
4.3.2 Определение глинистости	43
4.3.3 Определение пористости	44
5 Комплексная интерпретация данных ГИС	51
5.1 Интерпретационная модель глинистости	51
5.2 Интерпретационная модель пористости	53
5.3 Интерпретационная модель проницаемости	55
5.4 Интерпретационная модель водонасыщенности	58
5.5 Выделение пластов коллекторов	62
5.6 Диаграммы определения водонефтяного пласта	62
5.7 Граничные значения коллектора	63
5.7.1 Граничное значение глинистости	63
5.7.2 Граничное значение пористости	65
5.7.3 Граничное значение водонасыщенности	67
6 История развития подсчета запасов нефти и газа	69
7 Геологическое моделирование	71
7.1 Основные этапы построения геологической модели	72
7.2 Корреляция, выделение маркеров	74

7.3 Структурное моделирование	78
7.4 Литологическое и петрофизическое моделирования	82
7.5 Оценка запасов нефти и растворенного газа	93
Заключение	96
Список использованной литературы	97

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данных исследований основывается на том, что моделирование месторождений нефти и газа является одним из наиболее мощных средств для обоснования принимаемых решений при определении подсчетных параметров резервуаров нефти и газа. Начиная с выбора методики проведения геолого-геофизических работ и до планирования первых эксплуатационных скважин, модели дают возможность более эффективно, чем когда-либо ранее, прогнозировать и визуализировать коллекторские свойства пластов. Моделирование в геологии применяется для обоснования теории и поиска закономерностей на основе данных о геологической изученности территории. С помощью моделирования исследуются сложные взаимодействия, происходящие в природе, проводятся сопоставления, упорядочиваются и обрабатываются первичные данные, объясняются наблюдаемые ситуации. Многообразие моделей и их функций обусловлено задачами исследований, но все они в той или иной степени должны представлять собой аналогию с естественными или экспериментальными системами.

Эта задача с высокой достоверностью решается с помощью методов ГИС, что доказывает актуальность выбора наиболее рациональных и эффективных методов для построения трехмерной модели месторождения Центральный Акшабулак.

Наличие обновленной информации о геологическом строении месторождения, полученной в результате бурения последних 117 новых скважин, предусматривает выделение продуктивных горизонтов, определение их геологических параметров залегания, определение мощности коллекторов и их коллекторских свойств для дальнейшего их использования при пересчете запасов.

Резкая латеральная изменчивость физических свойств пород, большой размах амплитуды, смещения глубин фундамента, резко расчлененный рельеф с протяженными грабенообразными прогибами и наличие крупных разломов, наличие в непосредственной близости крупных нефтегазовых месторождений (Кумколь) указывают на высокую перспективность района исследований.

Для подсчета запасов необходимы всестороннее геологическое изучение месторождения, с которым связана залежь нефти или газа, и знание особенностей условий их залегания. Сам подсчет запасов значительно упрощается и может быть правильно сделан лишь после детального и всестороннего геолого-геофизического изучения залежи нефти или газа [1].

Роль ГИС существенна на всех стадиях процесса построения геологической модели месторождения. Основной задачей является получение

надежных данных о коллекторских свойствах, упругости пород и насыщении их нефтью и связанной водой [2].

Таким образом, все представленные данные доказывают актуальность и перспективность тематики диссертации «Обоснование подсчетных параметров и граничных условий для подсчета запасов нефти и растворенного газа на основе данных ГИС на примере месторождения Акшабулак Центральный».

Целью данной диссертации заключается в разработке наиболее оптимальной методики, обеспечивающей получение достоверной информации по выявлению коллекторов, определению их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), прогнозированию параметров, характеризующих продуктивность коллекторов и подготовки основы для построения современной геологической модели. Работы ГИС проводились на основе полученных в результате бурения новых скважин современных геологических данных и построения уточненной модели месторождения Акшабулак Центральный.

Цели диссертации предусматривается добиться путем решения следующих задач:

- 1) Анализ геолого-промысловых условий проведения ГИС и опробования пластов;
- 2) Выявление эффективности выбранной методики интерпретации данных ГИС по выделению пластов-коллекторов и определению их коллекторских свойств;
- 3) Анализ перспективности меловых, юрских и домезозойских отложений месторождения Акшабулак Центральный на основе сбора и систематизации фондовой и изданной литературы;
- 4) Создание трехмерной геологической модели месторождения Центральный Акшабулак.

Диссертация была написана на основе материалов, собранных во время прохождения практики. Автор диплома был непосредственным участником полевых исследований, принимал участие в первичной обработке данных ГИС. Автор диссертации благодарит администрацию компании за любезно предоставленные материалы.

1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении месторождение Акшабулак Центральный размещено в Сырдарьинском регионе Кызылординской области. Месторождение размещено южнее Торгайской низменности. Ближайшими населенными пунктами считаются железнодорожные станции: Жалгаш, Карсақпай, находящиеся в 121 км, в 140 км на юго-западе-Жусалы и поселок Сатпаево в 210 км. Месторождения Акшабулак Центральный находится на расстоянии 120 км от г. Кызылорда (Рисунок 1.1).

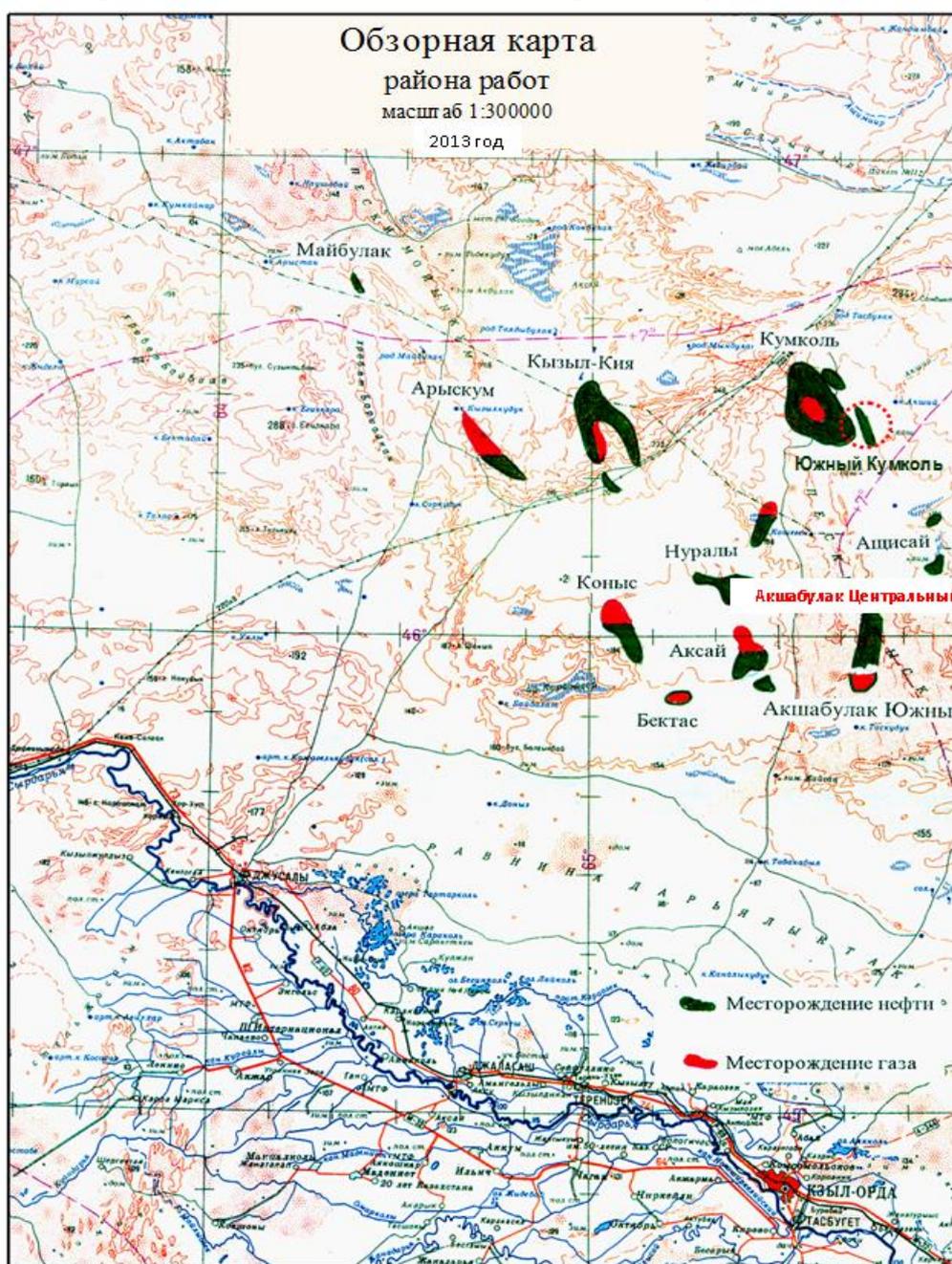


Рисунок 1.1 – Обзорная карта

Восточнее от месторождения протекает нефтепровод Омск-Павлодар-Чимкент на расстоянии в пределах 250 км. В 75 км на северо-западе размещено солидное нефтяное месторождение Кумколь с выходом нефтепровода сквозь Каракойын на нефтеперерабатывающий завод ШНОС мегаполиса Чимкента. От вахтового местечка месторождения Кумколь до месторождения Акшабулак Центральный проложена асфальтированная проезжая часть, другие дороги на площади дел грунтовые. Область работ считается слабозаселенным. В орографическом отношении область дает собой низкую равнину с безоговорочными отметками рельефа от 110 до 147 м над уровнем моря (Рисунок 1.2).

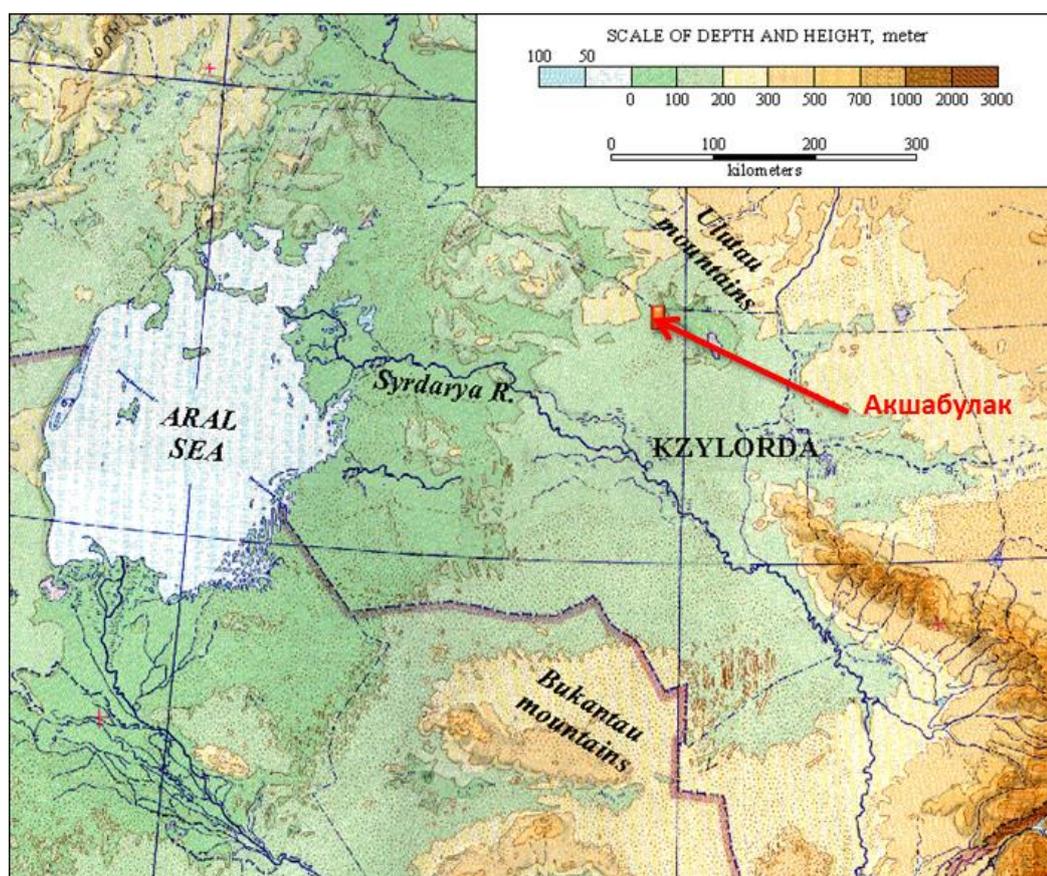


Рисунок 1.2 – Месторождение Акшабулак на гипсометрической карте Восточного Приаралья (Веселов В.В.)

Климат района резко континентальный, сухой, с большими колебаниями дневных и сезонных температур. Максимальные температуры летом $+30$ $+35^{\circ}\text{C}$, минимальные зимой -35 -38°C , годовое количество осадков 115-150 мм. Характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время - метели и бураны.

2 Геолого-геофизическая изученность

2.1 Сейсмические исследования

Поднятие Акшабулак выявлено и подготовлено к поисковому бурению детальным сейсмопрофилеированием методом ОГТ, проведенным в 1986-87гг. Турланской геофизической экспедицией. По результатам работ выделены и протрассированы отражающие горизонты по поверхности фундамента (PZ), кровле юры (Ш), кровле арыскупского горизонта нижнего неокома (Паг). Акшабулакский выступ широтным разломом разделяется на южный и северный своды, которым по ОГ-Ш и Паг соответствуют малоамплитудные (до 25 м) брахиантиклинальные складки.

В 1989-90гг была проведена переобработка сейсмического материала (КОМЭ), в результате чего выявлены зоны выклинивания горизонта Ю-Ш на юго-западной и северо-западной частях структуры.

В 1990-92гг. Турланской ГФЭ произведена детальная сейсморазведка продольным профилированием МОГТ с отработкой дополнительных широтных сейсмопрофилей между отработанными ранее. По результатам проведенных работ, с учетом геолого-геофизических данных по пробуренным скважинам, уточнены границы выклинивания продуктивного горизонта Ю-Ш.

С декабря 2001г. по февраль 2002г. на территории лицензионного участка Акшабулак проводились сейсмические исследования (ЗД). Целью исследований являлось детальное изучение отложений юрско-мелового комплекса, определение геометрии резервуара и зон развития коллекторов, и других особенностей структурного строения месторождения Акшабулак, а также лицензионного участка в целом. Результаты работ использованы для оптимального расположения проектируемых скважин и построения геологической модели месторождения.

В 2005г с учетом данных по пробуренным новым скв. №№208, 210, 310, 316, 335, 344 компанией ЕЕГ была проведена повторная интерпретации сеймики.

Целью переинтерпретации ЗД сеймики является: детализация структурной модели продуктивных горизонтов; обоснование тектонических нарушений; выделение в горизонте Ю-0 и Ю-1 зон распространения русловых отложений; прогнозирование распространения коллектора с применение сейсмических атрибутов. Зоны русловых отложений хорошо прослеживаются на сейсмических профилях. В Ю-Ш продуктивном горизонте, результаты пере обработанной сеймики и бурение скв. №344 позволили уточнить границу выклинивания горизонта на западной части структуры.

2.2 Поисково-разведочное и эксплуатационное бурение

2.2.1 Поисковое бурение

В 1988-89 гг. на месторождении пробурена первая поисковая скважина №1.

В 1989-90гг. пробурены скв. №7 и №11 в южного свода и северного свода структуры Центральный Акшабулак, которыми установлена нефтеносность меловых коллекторов (горизонт М-II) и нижнеюрских (горизонт Ю-I, II, III), а также выветренной кровельной части пород фундамента. В дальнейшем заложение скважин велось на продуктивный горизонт Ю-III, по которому ожидался основной прирост запасов нефти, с попутным изучением вышележащих горизонтов.

Всего на структуре Акшабулак Центральный пробурено 9 поисковых скважин (скв. №№1, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 18) общим метражом 17716м, из которых 2 скважины (скв. №№ 1, 10) оказались за контуром нефтеносности.

Все скважины пробурены до фундамента со вскрытием коры выветривания в сводовых и присводовых частях структуры с целью оценки их нефтеносности.

2.2.2 Разведочное бурение

Проектом предусмотрено бурение 7-ми разведочных скважин. Реализация данного проекта начата в июне 1991 года. На крыльях и в седловине структуры Акшабулак Центральный пробурено 7 разведочных скважин (скв. №№ 19, 22, 24, 26, 28, 29, 30) общим метражом 13728 м. Все скважины вскрыли отложения протерозоя.

Также в 2007 и 2009гг с целью уточнения геологического строения были пробурены скважины №№209,271, соответственно. При этом скважина №209 в последствии была ликвидирована по геологическим причинам, так как по данным ГИС все пласты оказались водоносные, а в скв. №271 по данным ГИС выделены нефтеносные пласты в мелу и юре. В результате бурения разведочных скважин установлено, что нефтяная залежь горизонта Ю-III является единой на всей площади структуры Акшабулак Центральный.

2.2.3 Эксплуатационное бурение

В 1995г. был выполнен “Проект пробной эксплуатации месторождения Акшабулак Центральный” в соответствии, с которым, в 1998-99 гг. было

пробурено 6 опережающих добывающих скважин (скв. №№300, 306, 312, 321, 330, 334) на горизонт Ю-III общим метражом 11572,7 м. Скв. №300 попала в законтурную зону и переведена в разряд нагнетательных. Добывающие скважины расположены в соответствии с утвержденным вариантом разработки по квадратной сетке с плотностью 800x800м. Разработка велась на естественном режиме без поддержания пластового давления. Основной задачей данного проекта являлось изучение продуктивных характеристик месторождения горизонтов М-II-1+2 и Ю-III.

Результаты бурения опережающих добывающих скважин уточнили строение залежей как меловых, так и юрских горизонтов. Залежь горизонта, представленная по результатам разведочных работ как единая, была разделена на две залежи нефти (северный и южный своды) в связи с проведением разрывного нарушения по данным бурения скв. №321, где по результатам ГИС коллектора горизонта Ю-III оказались водонасыщенными.

С учетом пробуренных скважин в проекте по рекомендуемому варианту было предусмотрено разрабатывать I объект на естественном режиме без ввода новых скважин (с переводом одной скважины с нижнего объекта), II объект – реперфорация действующих скважин, бурение 5-ти вертикальных и одной горизонтальной добывающей скважины, а также 5-ти нагнетательных скважин.

Основной целью данной работы являлось опробование новой технологии бурения горизонтальных скважин в условиях месторождения Акшабулак Центральный, а также продолжение изучения продуктивных характеристик месторождения. Опытно-промышленная разработка начата в июне 2001г. после утверждения в ЦКР, срок действия - пять лет.

2.3 Промыслово-геофизические исследования скважин

По последним показаниям на месторождении Акшабулак Центральный было пробурено 117 скважин.

В настоящей работе выполнена интерпретация материалов ГИС по всем скважинам. При интерпретации материалов ГИС были использованы данные анализов керна, результаты опробования пласта, профиля притока и результаты газового каротажа.

Основными задачами геофизических исследований скважин месторождения являлись: изучение геолого-геофизического разреза скважин, выделение реперов и корреляция разреза, литологическое расчленение, определение границ пластов, залегания, размещение по площади, выделение в разрезе пластов-коллекторов, разделение коллекторов по характеру насыщенности.

3 Геологическое строение района и месторождения

3.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В строении района и месторождения участвуют складчатые метаморфизованные образования докембрийского фундамента протерозойско-нижнепалеозойского возраста, на которых с региональным стратиграфическим несогласием залегает комплекс осадочных отложений мезозоя и кайнозоя: юрский рифтогенный комплекс, мел-палеогеновый, плиоцен-четвертичный плитные яруса, отличающиеся тектоническим режимом формирования [1].

На рисунках ниже представлены стратиграфический (Рисунок 3.1) и сводный геологический разрезы (Рисунок 3.2) продуктивной части Акшабулакского месторождения с привязкой к основным отражающим горизонтам Арыскупского прогиба.

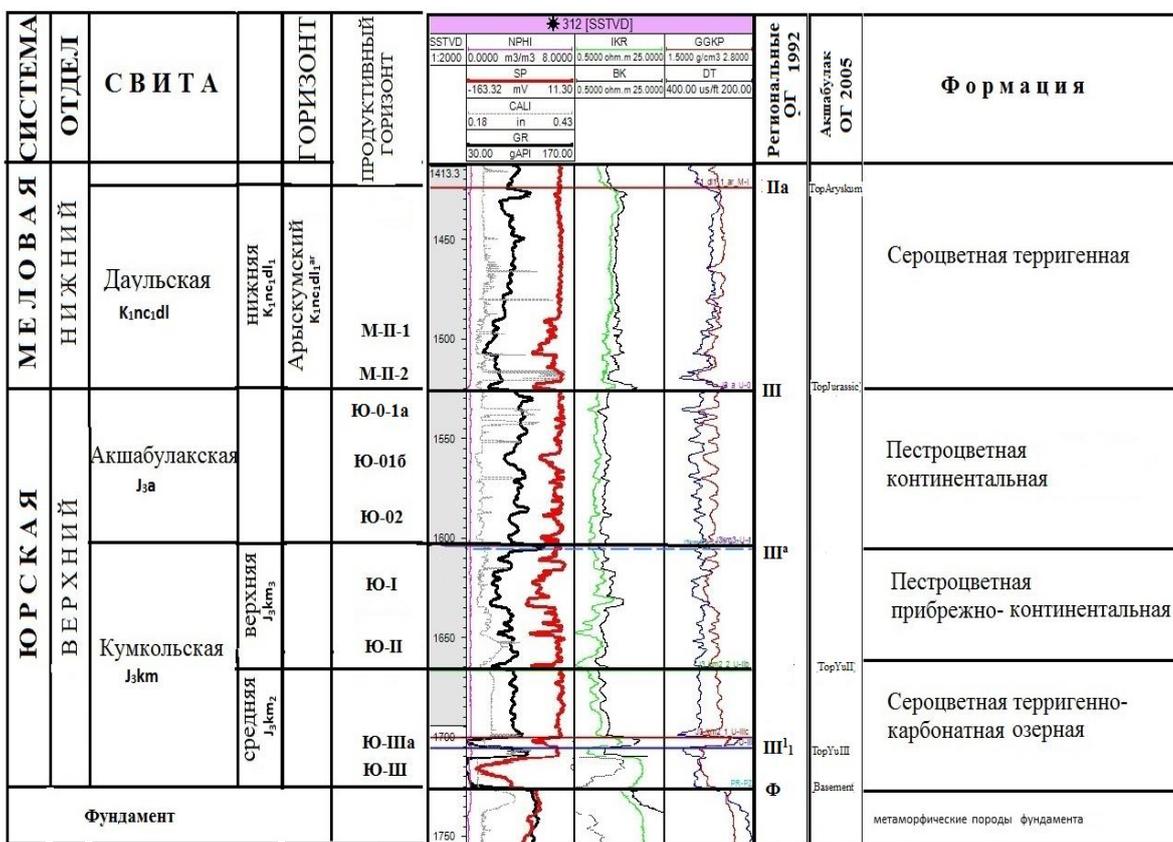


Рисунок 3.1 – Стратиграфия продуктивной части разреза Акшабулакского месторождения

Фундамент-PR-PZ. Породы фундамента представлены гнейсами, хлорито-сирицитовыми, глинистыми сланцами и кварцитами. По имеющимся образцам керна породы фундамента трещиноватые, в кровельной части разрушенные с образованием коры выветривания и представляют собой вторичные коллекторы с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

В пределах месторождения Акшабулак в 61 скважинах вскрыты прослой пород палеозойского комплекса, определенные по керну как породы нижнего карбона, представленные известняками, мергелями, доломитами серыми и темно-серыми аргиллитами, алевролитами.

Максимальная вскрытая толщина на текущий момент достигает до 165,9м в скважине №7.

В региональном плане отложения фундамента имеют хорошую перспективу, что доказано по результатам бурения и испытания скв. №9, и №18, где из выветренной части фундамента получены фонтанные притоки нефти дебитами соответственно 29,4 м³/сут и 16,4 м³/сут.

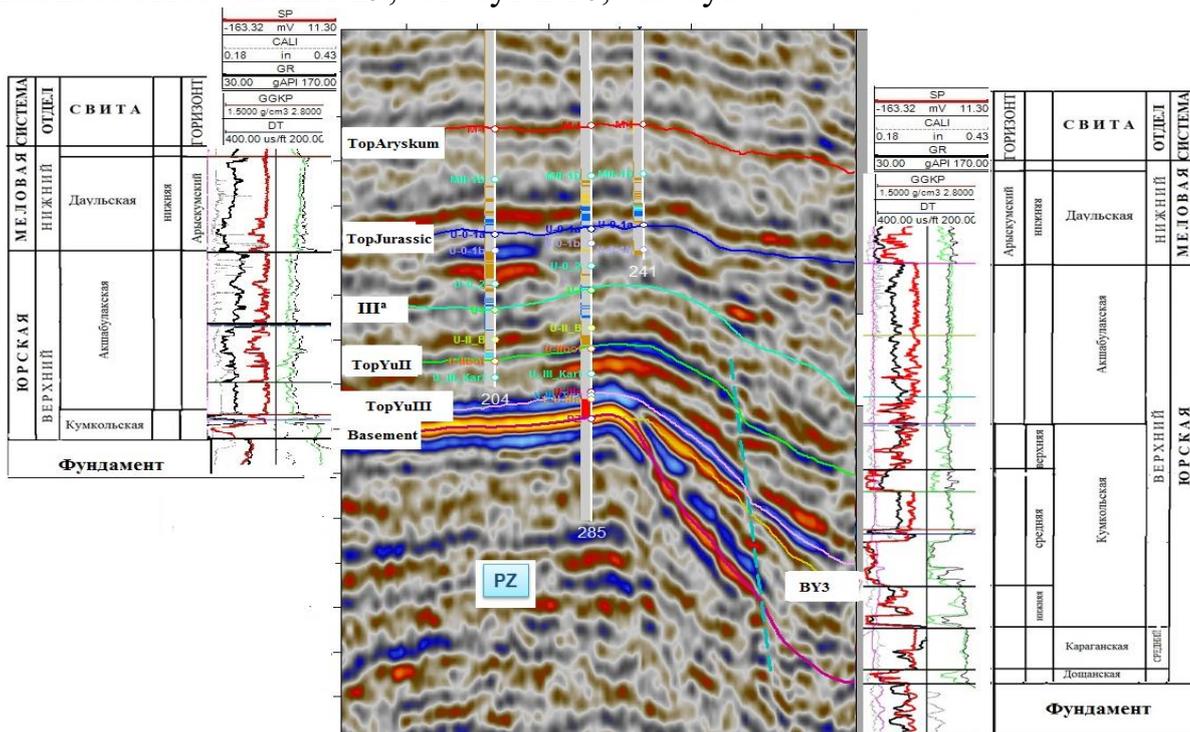


Рисунок 3.2 – Сводный геологический разрез отражающих горизонтов

Мезозойская эратема (MZ)

Юрская система (J) представлена только верхним отделом (J₃).

В разрезе юрских отложений выделяется три ритмокомплекса: нижний в составе бектасской и айбалинской свит, средний – в составе дощанской (нижний-средний отделы) и карагансайской свит и верхний – в составе кумкольской и акшабулакской свит. Нижний и средний ритмокомплексы в пределах площади месторождения отсутствует.

В строении Акшабулакского выступа участвует верхний ритмокомплекс в составе кумкольской и акшабулакской свит. По спорово-пыльцевым комплексам возраст отложений кумкольской свиты, определен как оксфорд-келловейский, акшабулакской - титон-кимериджский.

Оксфордский + келловейский ярусы - J₃₀+k1

Кумкольская свита -J₃km

В Арыскумском прогибе кумкольская свита расчленяется на три подсвиты:

нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя подсвита развита только во внутренних частях грабен-синклиналей.

Нижнекумкольская подсвита (J_3km_1). На Акшабулак Центральном подсвита вскрыта в 10 скважинах (№№ 12, 19, 285, 286, 293, 308, 316, 331, 333, 338). Верхняя часть пачки (15-20 м) представлена аргиллитами темно-серыми до черных, серо-зеленые, иногда переходящие в алевролиты, с прослоями алевролитов, песчаников. Встречаются тонкие прослой угля. По керну отмечаются плоскости скольжения. К нижней части приурочена пачка песчаников, достигающая 44 м (скв. №19). Песчаники серые, массивные, среднезернистые, кварц-полевошпатовые, цемент глинисто-карбонатный. Толщина подсвиты варьирует от 34,4 до 73 м. К пачке приурочен горизонт Ю-IV.

Среднекумкольская подсвита (J_3km_2) в свою очередь расчленяется на два горизонта: нижний и верхний.

Нижний горизонт ($J_3km_2^1$) в основании разреза сложен песчаником светло-серым, разномзернистым, кварцевым, слабо уплотненным и рыхлым песком, переходящим в гравелит с размером обломков от 2 мм до 1,5 см. Толщина слоя достигает 23 м. На большей части площади отложения горизонта залегают на поверхности фундамента. К песчаной пачке приурочен продуктивный горизонт Ю-III, который литологически разделяется на два горизонта: терригенный Ю-III и карбонатный Ю-IIIа.

Терригенный горизонт Ю-III – залегает в основании разреза и представлен песчаником светло-серым, разномзернистым, кварцевым, слабо уплотненным и рыхлым песком.

Карбонатный горизонт Ю-III^а сложен известняками светло-серыми, часто с тонкими прослоями алевролита и песчаника.

Титонский+кимериджский ярусы - J_3tt+km

Акшабулакская свита - J_3a

В Арыкумском прогибе свита расчленяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. В пределах свиты получили развитие древние русла палеорек различной направленности и характеризующихся мощными скоплениями песка и песчаника с хорошей проницаемостью и нефтенасыщенных по данным ГИС и испытаний скважин.

Общая толщина акшабулакской свиты варьирует в пределах 9,2-99,1 м.

По данным пробуренных скважин в пределах свиты получил развитие продуктивный горизонт Ю-0, который в свою очередь делится на Ю-0-1 (пласты А и Б) и Ю-0-2.

Нижняя подсвита на площади Акшабулак Центральный делится на три части. В нижней части сложена пачкой серых глин и глинистых алевролитов, содержащих линзы мелкозернистого песчаника, иногда нефтенасыщенного. Толщина изменяется в пределах 5-18 м. Средняя часть сложена преимущественно глинистыми алевролитами с прослоями тонкозернистого, плотного песчаника на карбонатно-глинистом цементе и песка. В средней и нижней частях пачки встречаются песчаные прослой с высокими ФЕС. Толщина

изменяется в пределах 19-27,2м. Верхняя часть сложена зеленовато-серыми глинами и глинистыми алевролитами. Толщина пачки в пределах 4-18,5м.

К нижней подсвете приурочен продуктивный пласт Ю-0-1б.

Верхняя подсвета сложена пестроцветными (фиолетовыми, коричневыми, серыми, желтыми) глинами и глинистыми алевролитами с прослоями песчаников в верхней части.

К кровле свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт III, номенклатура которого по сейсмике 3Д принята как "BAR", соответствующий ОГ Ша.

Меловая система (К). Отложения расчленяются на нижний отдел в составе: даульской свиты неокома, карачетауской свиты верхнего апта – нижнего – среднего альба, кызылкиинской свиты верхнего альба-сеномана и верхний отдел в составе: балапанской свиты нижнего турона, нерасчлененных отложений верхнего турона сенона.

Арыскупский горизонт ($K_{1nc1d1ar}$) в нижней части представлен базальным слоем, сложенным переслаиванием коричневых и серых слабосцементированных разномерных песчаников и коричневых глинистых алевролитов. В южной части площади песчаники переходят в гравелиты. Песчаники кварцево-полевошпатовые с глинистым цементом. К этой пачке приурочены продуктивные горизонты М-II-1 и М-II-2, разделенные локальной покрывкой из глинистых алевролитов. Толщина пачки 30-49м. Верхняя пачка сложена слабокарбонатными алевролитистыми глинами. Толщина ее достигает 46-69м.

Общая толщина арыскупского горизонта уменьшается с северо-востока на юго-запад от 137 до 92м. В горизонте прослеживается опорный сейсмический отражающий горизонт. В кровле арыскупского горизонта прослеживается опорный отражающий горизонт "BULD", соответствующий номенклатуре Паг.

Верхний горизонт представлен красноцветными глинами с прослоями алевролитов. Толщина горизонта изменяется не значительно от 121,6 до 169,7м.

Кайнозойская эратерма (KZ)

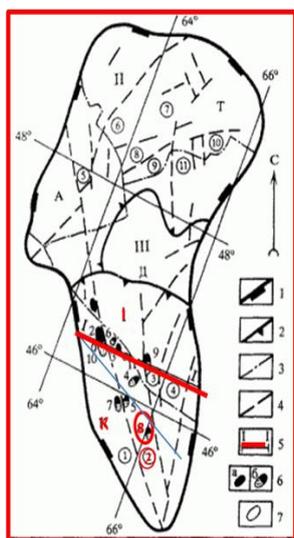
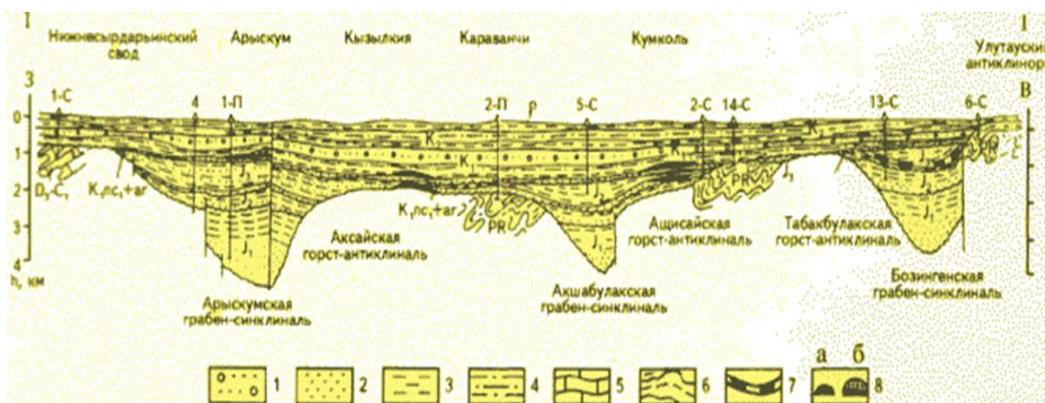
Палеоген (P) представлен нерасчлененной на ярусы сероцветной морской толщей, сложенной глинами, содержащими в нижней части мергели и песчаники, залегающие на размытой поверхности верхнего мела. Толщина отложений изменяется от 108 до 257м. В подошве палеогена прослеживается отражающий горизонт I.

Плиоцен-четвертичные отложения (N_2-Q) Плиоцен-четвертичные отложения залегают на эродированной поверхности верхнего эоцена, представлены палевыми глинами, суглинками, четвертичные - эоловыми песками. Толщина изменяется от 43 до 83 м.

3.2 Тектоника

Тектоника с образом палеотектонических реконструкций. Основной структурой, определяющей современный структурный план региона, является

Южно-Тургайский внутриконтинентальный рифт как фрагмент единой крупнейшей внутриконтинентальной рифтовой системы, протягивающейся на север в Западную Сибирь и юго-восток в зону Талассо-Ферганского сдвига. В структуре отчетливо выделяются два прогиба: на юге - Арыскупский, а на севере - Жиланчикский, разделенные Мынбулакской седловиной. В Арыскупском прогибе расположены все открытые месторождения. В его пределах в фундаменте прослеживаются относительно узкие грабены триасовых и юрских пород, а меловые и палеогеновые отложения полностью перекрывают прогиб. Здесь выделяются Арыскупская, Акшабулакская, Сарыланская и Бозингенская грабен-синклинали с амплитудой 2,0-3,5км. Мощность осадочного чехла обычно не превышает 2,0-3,5км, а максимальная достигает 5,5км (Рисунок 3.3). Представленная на рисунке линия регионального профиля проходит севернее площади месторождения Акшабулак, расположенного в южной части Акшабулакской грабен-синклинали, ближе к ее западному борту [6].



1 - конгломераты и гравелиты; 2 - песчаники; 3 - аргиллиты; 4 - алевролиты; 5 - известняки; 6 - метаморфические породы фундамента; 7 - нефтенасыщенный горизонт; 8 - залежи: а - нефтяные, б - нефтегазовые

1 - контуры Тургайской НГО;
 2 - границы структур II порядка: I - Арыскупский прогиб, II - Жиланчикский прогиб, III - Мынбулакская седловина;
 3 - границы областей: А - Актюбинской, Т - Тургайской, Д - Джезказганской, К - Кызыл-Ординской;
 4 - разломы;
 5 - линия профиля;
 6 - месторождения: а - нефтяные; б - газонефтяные: 1 - Майбулак, 2 - Арыскуп, 3 - Кызылкия, 4 - Нуралы, 5 - Аксай, 6 - Коныс, 7 - Бектас, 8 - Акшабулак, 9 - Кумколь;
 7 - поисковые площади: 10 - Дошан, 11 - Караванчи;
 Отрицательные структуры III порядка (грабен-синклинали) (цифры в кружках):
 1 - Арыскупская, 2 - Акшабулакская, 3 - Сарыланская, 4 - Бозингенская, 5 - Ащикольская, 6 - Баймуратская, 7 - Жанакуральская, 8 - Кулагакская, 9 - Черкитауская, 10 - Сарынская, 11 - Бошакольская

Рисунок 3.3 – Карта тектонического районирования территории Тургайской НГП и разрез по профилю I-I (В.И. Корчагин 1996 г.)

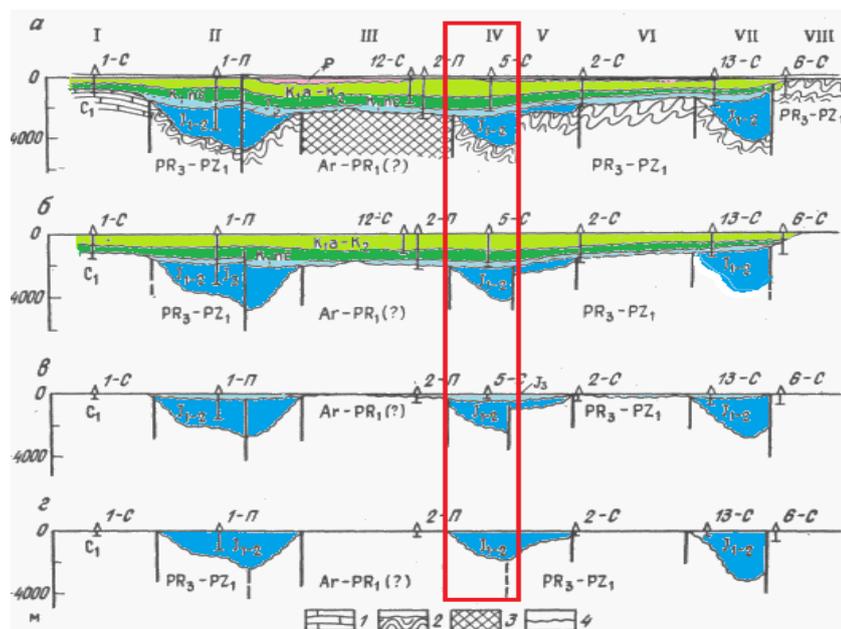
Интенсивные подвижки инверсионного характера сформировали в неокомский век огромный по площади межгорный прогиб, где в условиях аридного климата накапливались красноцветные отложения русел мелких рек,

ручьев, проток и других стоков. Тектонические движения этих этапов создавали благоприятные условия для миграции УВ, генерируемых ниже-среднеюрским угленосно-терригенным комплексом, и их аккумуляции в неантиклинальных ловушках бортовых зон грабен-синклиналей и склонов горст-антиклиналей. При этом в ловушках длительного конседиментационного развития (Кумколь) формировались преимущественно залежи нефти, а в структурах, возникших за счет одноактовых подвижек инверсионного геодинамического этапа (Арыскум), образовались в основном газовые залежи.

Раннесинеклизный и позднесинеклизный геодинамические этапы знаменуются накоплением озерных, аллювиально-равнинных и морских комплексов отложений, медленным и стабильным прогибанием центральных частей Южно-Тургайской синеклизы, что благоприятствовало сохранению образовавшихся залежей нефти и газа, вызвало дальнейшее погружение ниже-среднеюрских толщ, дополнительную генерацию ими УВ и их миграцию в сторону бортовых частей грабен-синклиналей и разделяющих их горстов.

В тектоническом плане Акшабулакское поднятие расположено на стыке двух крупных тектонических элементов II порядка: Аксайской горст-антиклинали и Акшабулакской грабен-синклинали.

К северо-востоку от выступа расположено локальное поднятие Восточный Акшабулак, отделенное седловиной от Акшабулак Центрального.



а – к современному моменту; к началу периода: б – палеогенового, в – мелового; г – к началу позднеюрской эпохи. 1 – известняки; 2 – алевролиты; 3 – карбонаты; 4 – граница слоев. Тектонические элементы: I – Нижнесырдарьинский свод; грабен-синклинали: II – Арыскупская; IV – Акшабулакская; VII – Бозынгенская; горсты: III – Кудукский; V – Сорбулакский; VI – Акшийский; VIII – антиклинорий Улутау

Рисунок 3.4 – Палеотектонические профили Южно-Тургайской синеклизы

Месторождение Акшабулак Центральный расположено в южной части Акшабулакской грабен-синклинали, приуроченной к Арыскупскому прогибу (представляющему южную часть Южно-Тургайской впадины на крайнем севере Туранской плиты. Арыскупский бассейн выполнен отложениями мезозоя и кайнозоя (от нижней юры до четвертичной системы), залегающими на протерозойском складчатом фундаменте.

По данным сейсмоки и бурения скважин Акшабулак Центральный представляет собой брахиантиклинальную складку с двумя сводами, северным и южным и осложнен рядом тектонических нарушений. В южной части ограничено сбросом F_1 , являющаяся границей между Центральным и Южным Акшабулак с амплитудой порядка 55 м. В западной части отмечается выклинивание горизонта Ю-III, контролируемое сбросом F_2 , в восточной части по отложениям фундамента и верхнеюрского комплекса осложнено сбросом f_2 . Амплитуда сброса по фундаменту 50 м, в юрских отложениях уменьшается до 10 м и затухая в предмеловое время [8].

По кровле горизонта Ю-III структура представляет собой брахиантиклиналь, вытянутую в субмеридианальном направлении с двумя сводами и перешейком в районе скв. №351 и наличием сброса f_3 . В западной части по данным переинтерпретации и бурения скважин выделяется сброс F_2

который контролирует зону распространения горизонта Ю-III в пределах структуры Центральный Акшабулак, т.е. за нарушением горизонт не прослеживается. На большей площади поднятия горизонт Ю-III залегает на поверхности фундамента и, лишь, в восточной и юго-западной частях структуры он перекрывает породы нижнекумкольской подсвиты, в разрезе которой выделяется продуктивный горизонт Ю-IV. На западном крыле структуры горизонт Ю-III выклиниваются на фундамент. На северном своде в районе скв. №18 по сейсмическим и данным бурения выделяется выступ фундамента, в пределах которого отмечается выклинивание горизонта Ю-III.

Горизонт Ю-II нефтеносен, в основном, на южном своде, на северном - продуктивные отложения выделены по ГИС только в одной скв. №312. Размеры структуры по замкнутой изогипсе -1680 м составляют 4,1x2,4км на северном своде и 5,3x2,9км на южном своде, амплитуда соответственно 40м и 30м.

В горизонте Ю-I в отличие от нижележащего горизонта Ю-II основные запасы приходится на северный свод. По кровле горизонта Ю-I по замкнутой изогипсе -1660м размеры залежи северного свода 7,1x2,8км, амплитуда более 55м, южного—6,5x2,8км, амплитуда 51м.

Меловые горизонты М-I, М-II-1 и М-II-2 повторяют структурное построение нижележащих горизонтов, т.е. выделяется два свода с разделяющейся седловиной. В это время происходит затухание сброса f_3 и развитие по данным пробуренных скважин (по характеру насыщения) в северо-восточной части сброса f_4 .

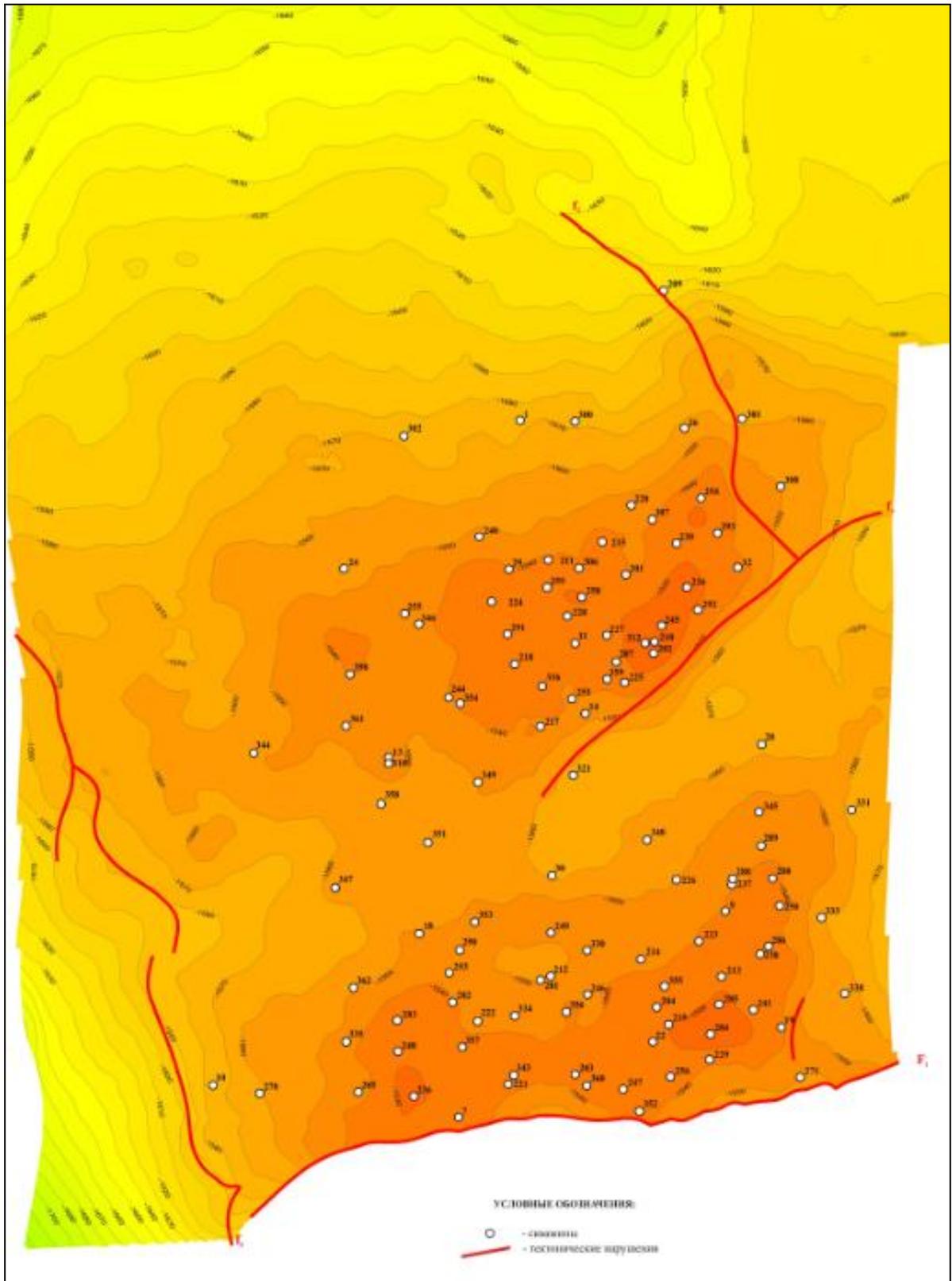


Рисунок 3.6 – Структурная карта по кровле верхней юры

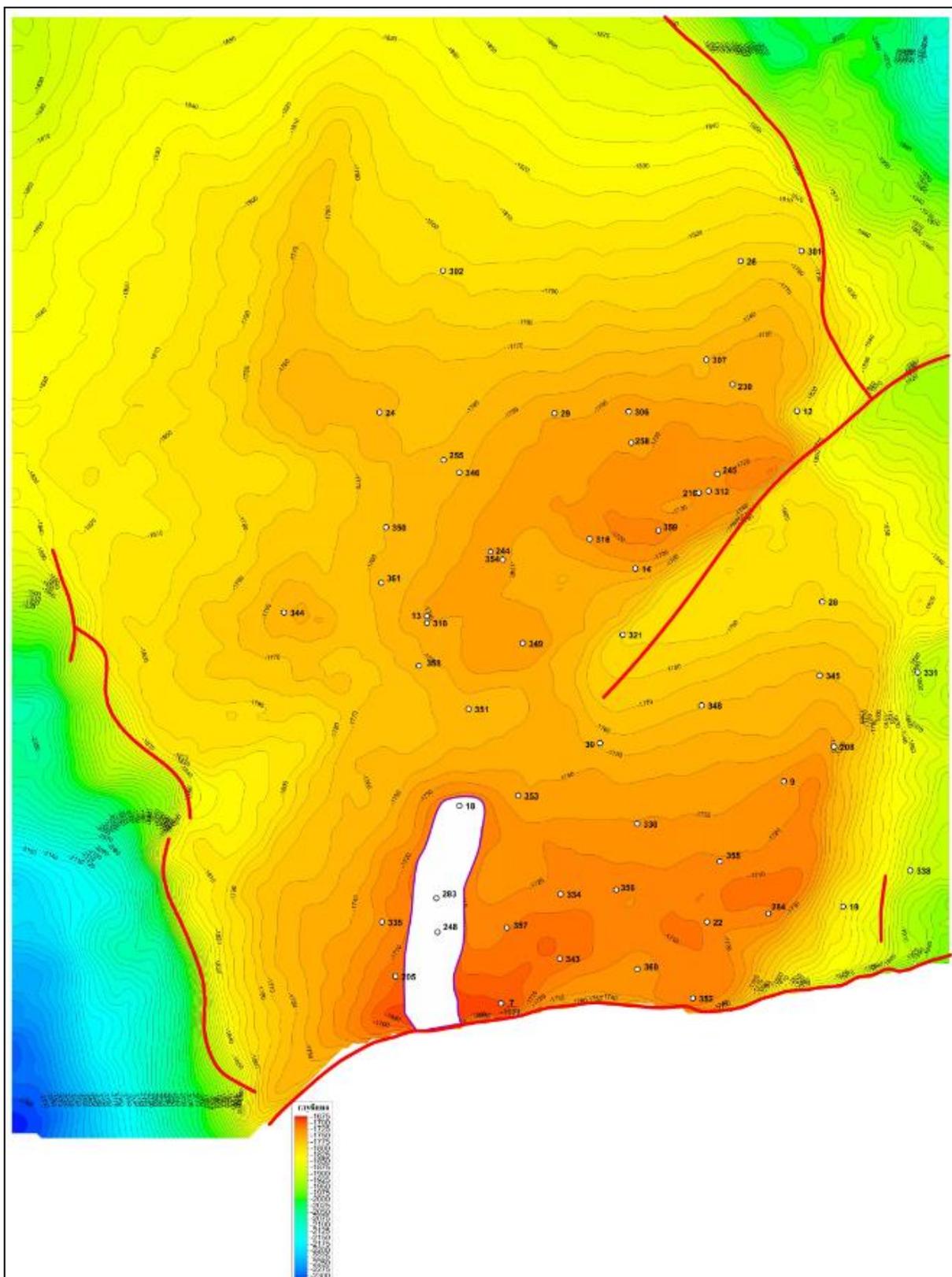


Рисунок 3.8 – Структурная карта по кровле фундамента

3.3 Нефтеносность

Структуры, в Южно-Тургайской нефтегазаносной области, контролируемые в основном нефтяные и газонефтяные месторождения, представляют собой сложно построенные куполовидные и брахиантиклинальные складки, имеющие в низах разреза выступы домезозойского фундамента, на которые ложатся верхнеюрские и неокомские слои, унаследовавшие строение поверхности этих выступов в виде брахиантиклинальных и куполовидных структур вплоть до аптско-верхнемеловых. Палеоген-неогеновые породы, уже залегают практически горизонтально.

На Южном Тургае промышленно нефтегазоносными являются юрско-меловые отложения. Промышленная нефтегазоносность этой территории установлена открытием месторождения нефти Кумколь в 1984 г.

По строению месторождений в Южно-Тургайской нефтегазоносной области выделяются следующие типы: эрозионных выступов, возрожденных (унаследованных) брахиантиклинальных и куполовидных поднятий, погребенных и бескорневых брахиантиклинальных и куполовидных структур.

На месторождении Акшабулак Центральный пробуренными скважинами установлена промышленная нефтеносность неокомских, верхнеюрских и протерозойской-палеозойских (фундамент) отложений.

В данной работе была сделана попытка детальной попластовой корреляций разреза с привязкой сейсмическим отражающим горизонтам, с выделением в целом 16 продуктивных горизонтов.

Особое внимание было обращено на детальную корреляцию разрезов меловых и верхнеюрских отложений. В результате были выделены: продуктивные горизонты М-I, М-II-1 (в составе пласты: МII-1д, МII-1с, МII-1б, МII-1а) и М-II-2 приуроченные к отложениям нижнего неокома; верхнеюрские отложения Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-I, Ю-II, Ю-III и Ю-IV; в свою очередь Ю-0-1 условно по характеру насыщения делится на две пачки Ю-0-1а и Ю-0-1б как и горизонт Ю-I, а горизонт Ю-III по литологическому составу на Ю-IIIа и Ю-IIIб.

Нижне-неокомская продуктивная толща представлена переслаиванием песчаников, песков и алевролитов. Здесь выделяются два продуктивных горизонта: М-II-1, М-II-2.

В горизонте М-II выделяются два продуктивных пласта – М-II-1 и М-II-2, разделенных глинистой перемычкой. Детальное сопоставление разрезов скважин показало, что пласты М-II-1 и М-II-2 имеют неоднородное строение и в этих комплексах возможно выделение пяти циклов, характеризующихся уменьшением зернистости отложений вверх по разрезу (М-II-2, М-II-1д, М-II-1с, М-II-1б, М-II-1а)

Продуктивный горизонт М-II-1

Продуктивный горизонт М-II-1 приурочен к отложениям *арыскумского*

горизонта нижнедаульской подсвиты, коллектора представлены переслаиванием песчаников, песков и алевролитов. В нижней части горизонта встречаются слои плотных гравелитов на глинисто-карбонатном цементе.

Залежь представлена северным и южным сводами к которым приурочены нефтяные пластово-сводовые залежи, тектонически ограниченная на северном своде с восточной стороны разломом f_4 , выявленного по результатам бурения скважин, а на южном своде разломом.

Продуктивный горизонт М-II-2

Продуктивный горизонт М-II-2 приурочен к нижней песчаной пачке арыскупского горизонта. К горизонту приурочен нефтяной пластово-сводовый залежь получивши развитие на северном участке, тектонически и литологически ограниченный тектоническим нарушением и зонами глинизации коллекторов.

Коллекторы представлены разнозернистыми песчаниками и песками с примесью гравелитов и карбонатов.

Продуктивный горизонт Ю-0-1

Продуктивная пачка Ю-0-1а приурочена к верхней части акшабулакской свиты. В пределах горизонта получило развитие пластово-сводовые нефтяные залежи приуроченных к сводам структуры, тектонически экранированные разломами и литологически зоной замещения коллекторов. По каротажным кривым пласт характеризуется повышенной глинистостью, значительной каверзностью, повышенной изрезанностью кривых акустического каротажа. Толщина горизонта меняется от 3 до 12,1 м.

По данным сейсмоки и бурения скважин здесь получило развитие палеоруло простирающееся через центральную часть свода с юго-востока на запад.



Рисунок 3.9 – Сейсмический куб

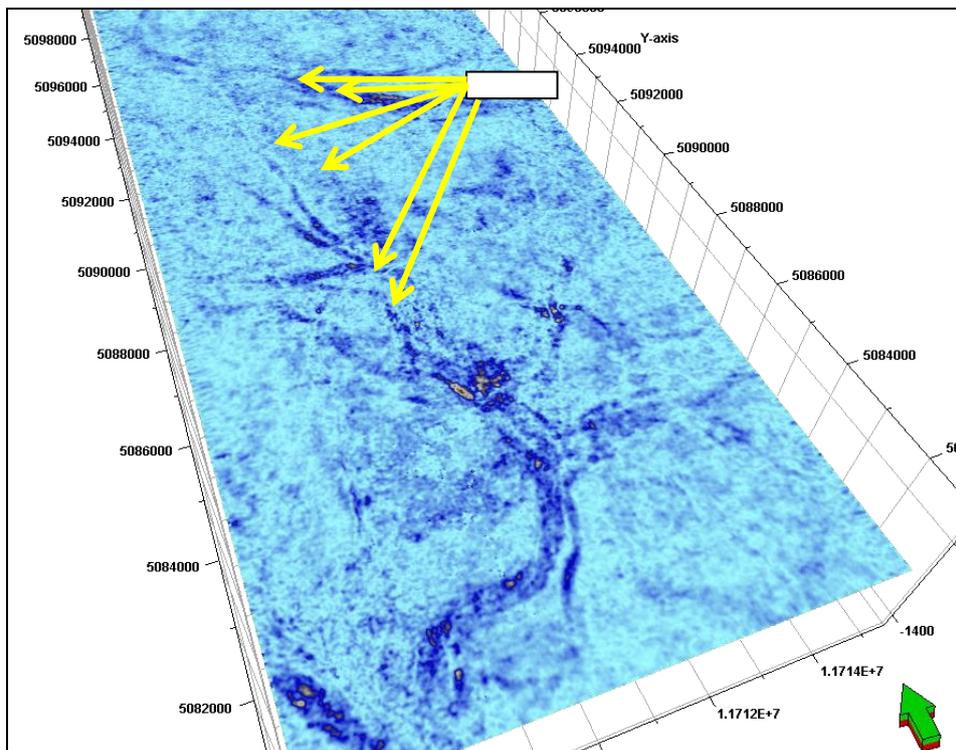


Рисунок 3.10 – Горизонтальное сечение на времени 1281мс, атрибута sweetness

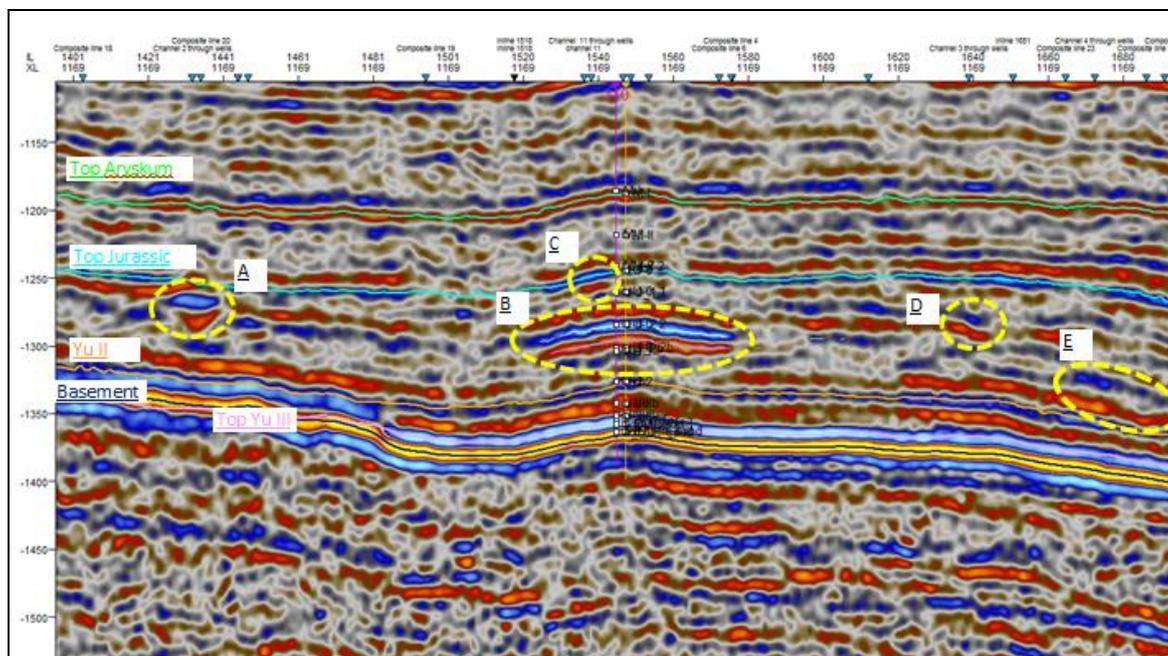


Рисунок 3.11 – Пример выделения палеорусел (А-Е) на сейсмическом разрезе по линии crossline 1169

Продуктивный пласт Ю-Іб
Северный свод. Пласт водоносный по данным ГИС.

Южный свод продуктивная часть доказана бурением. Испытание произведено: скв. №7 опробован в интервале 1738-1755м совместно с вышележащим пластом Ю-I-a, в результате получен нефть с дебитом 41,1м³/сут. В скв. №19 испытание произведено в верхней части (пласт Ю-Ia) с интервала 1762-1776м получена вода, вторичное испытание произведено совместно с Ю-I-a и б в интервале 1764-1785,7м получен приток воды с пленкой нефти.

Продуктивный горизонт Ю-II. Стратиграфически относится к верхнекумкольской подсвите верхней юры. Нефтяные пластово-сводовая залежь выделен только в южной части структуры. Залежь тектонически и литологический экранированный разломами F₁, f₃ и зоной замещения коллекторов.

Коллектора сложены, в основном, мелко-среднезернистыми кварцево-полевошпатовыми песчаниками на глинистом цементе и мелкозернистыми песками. Тип коллекторов поровый.

Продуктивный горизонт Ю-IIIa стратиграфически приурочен к среднекумкольской подсвите верхней юры. Горизонт представляет собой единую залежь, пластово-сводовую, экранированную сбросами F₁, F₂ и f₃.

Водонефтяной контакт по горизонту Ю-IIIa для основного участка принят на абсолютной отметке -1776,3 м по кровле воды по ГИС в скважине 308. В районе скв. №360 которое ограничен с зоной глинизаций Высота залежи составляет 68 м.

Продуктивный горизонт Ю-III стратиграфически приурочен к среднекумкольской подсвите верхней юры. Горизонт представляет собой залежь, пластово-сводовую, экранированную разломами F₁, F₂ и f₃, зоной замещения в районах скв. №362 и №344.

Коллектора представлены слабощементированными песчаниками, песками разномзернистыми с примесью гравия и карбонатов.

На западном крыле структуры горизонт полностью выклинивается на фундамент. На южном своде в районе скв. №18 отмечается выступ фундамента, где отложения горизонта Ю-III также выклиниваются.

Горизонт Ю-III в пределах Акшабулак Центрального практически повсеместно залегает на эрозионной поверхности платформенной части фундамента.

Продуктивность горизонта подтверждена испытанием в открытом и обсаженном стволе в 56 скважинах из пробуренных 58 скважин. В подавляющем большинстве скважин получены фонтанные высокодебитные притоки нефти. В процессе бурения горизонт опробован в 10 скважинах получены фонтанные притоки нефти. В пяти скважинах песчаный пласт опробован совместно с карбонатным и отложениями фундамента. Получены притоки нефти.

3.4 Физические свойства горных пород

3.4.1 Плотностные свойства

В геологическом разрезе рабочей области показано описание шести плотностных границ. Для исследования гравиметрии они приводят к благоприятным физико-геологическим условиям.

В основном наблюдается уплотнение пород с глубиной, и уменьшению пористости. В интервале встречаются физические параметры высоких аномальных зон. Средняя плотность $-2,48 \text{ г/см}^3$ у терригенных осадочных палеозойда.

Плотность осадочных средней и нижней юры $-2,48 \text{ г/см}^3$, в составе встречаются прослой алевролитов песчаников и аргиллитов. Плотность осадочных в верхней юре $-2,36 \text{ г/см}^3$.

В нижнем меле плотность осадочных $2,0 \text{ г/см}^3$ в составе прослой глины и песчаников.

3.4.2 Магнитные свойства

Магнитные свойства горных пород были опробованы в лабораториях. Погрешность измерения составляет 4%. По данным магнитных свойств не дают полный и точный рисунок дифференциаций стратиграфических и литологических границ. Слабо магнитными считаются только палеозойские песчаники алевролиты и сланцы (магнитная восприимчивость составляет 86×10 , не превышает 1 СГС).

Ниже меловые породы не намагниченны, магнитная восприимчивость 21×10 равно 1 СГС.

В результате исследования можно сделать вывод, что в рабочей области не надо проводить магнитометрию.

4 Методика и техника ГИС

4.1 Методика выделения коллекторов, определения эффективных толщин, литологии и характера насыщения

Отложения месторождения Акшабулак представлены терригенными породами с прослоями глин. В разрезе скважин коллекторы представлены песчаниками и алевролитами, которые хорошо выделяются по геофизическим методам.

Литология по данным ГИС определялась традиционным способом, путем построения кросплов по данным АК и ННК (ННК-ГГКп).

При выделении коллекторов информативными являются многозондовый ИК (по изменению зоны проникновения), ДС (наличие глинистой корки или номинальный диаметр скважины), ПС (отрицательная аномалия). Повышение ГГКп и АК, уменьшение Кнгк, уменьшение ГГКс – также являются признаками коллектора.

При оценке эффективных толщин из общей толщины выделенных коллекторов исключались глинистые, плотные и углистые прослои, контролируемые данными ГК, СГК, НГК, АК, ГГКп, МКЗ, МБК.

Используемый комплекс позволяет выделить визуально глинистые прослои по кривым ГК, КВ и МКЗ толщиной более 0,4 м. Менее тонкие прослои и рассеянная глинистость учитывались автоматически при оценке нефтенасыщенности – увеличение глинистости ведёт к снижению сопротивления нефтенасыщенных коллекторов, то есть к уменьшению коэффициента нефтенасыщенности.

Глины в разрезе выделяются уверенно по низким УЭС сопротивлениям (1,5-4,0 Ом), минимальным показаниям на кривой НГК (1,2-1,9 усл.ед.), при максимальных показаниях ГК (6-14 мкР/час). Интервальное время на кривой акустического каротажа при этом равно 330 мкс/м и более.

Выделение плотных разностей по данным ГИС не вызывало особых затруднений, так же как и отдельных углистых прослоев. Плотные прослои выделяются достаточно надёжно по повышенное значение по ГГКп (2,5 -2,7 гр/см³), низкие значения по АК (168-200 мкс/м), низкую естественную радиоактивность (4-6 мкр/час). Песчаники имеют пониженное значение ГК (3-6 мкр/час), по методу ГГКп меняются плотность от 2,1 до 2,5 гр/см³), время пробега упругой волны в зависимости от литологии (от 270 до 320 мкс/м).

Наряду с качественными признаками использовались количественные критерии.

Количественные критерии разделения пластов на коллекторы и неколлекторы установлены по керну, которые были уточнены с учетом новых анализов, ими являются граничные значения соответственно по мелу, юре и фундаменту:

По пористости по керну: М-II – 11,8%; Ю-0+Ю-I – 17,5%; Ю-II – 15%; Ю-IIIк – 6,5%, Ю-IIIт. – 13,6%.

В качестве дополнительного подтверждения были определены по результатам опробования:

Граничное пористости по опробованию: М-I; М-II – 11,5%; Ю-0+Ю-I – 17,3%; Ю-IIIкарб. – 7,0%; PR-PZ (фундамент) – 7,5%.

Максимальная объемная глинистость была определена по керну: М-II – 40%;

Ю-0+Ю-I(русл.) – 35,4%; Ю-0+Ю-I(нерусл.) – 40,8%; Ю-II – 35,77%; Ю-IIIкарб. – 7,6%, Ю-IIIтер. – 30,0%.

В палеозойском горизонте проводилось опробование пластов. Выделение коллекторов в данном горизонте проводилось на количественном уровне, по граничному значению пористости, где по данным опробования составил – 7,5%.

По описанию керна и шлама тип коллектора в палеозойском горизонте трещинный. Характеристика опробованных пластов имеют широкий диапазон значений. По данным АК имеют низкие значения (190~240 мкс/м), по значениям ГГКп (2,6 -2,75 гр/см³), при максимальных показаниях ГК (5-13 мкР/час) и высоких показаниях метода НГК (1,5-2,5 усл.ед.)

Оценка характера насыщения коллекторов продуктивных горизонтов осуществлялось по удельному электрическому сопротивлению (УЭС) и расчетному коэффициенту нефтегазонасыщенности (Кнг).

Для продуктивных коллекторов критические значения сопротивления нефтенасыщенных коллекторов следующие: пласт уверенно продуктивен для мелового горизонта при значениях сопротивления от 3,0-10,0 Ом, к водоносным отнесены пласты – от 0,5 Ом до 2,0 – 2,5 Ом. Для Ю-О горизонта сопротивления в нефти составляет от 2 до 10 Ом. По Ю-III-Т горизонту нефтеносный пласт четко выделяется в диапазоне сопротивлений от 5-6 Ом до 200 Ом.

При разделении коллекторов по характеру насыщения, использовали коэффициента нефтегазонасыщения Кнг по опробованным пластам: к водоносным отнесены коллекторы с $Кнг \leq 0.60$, к нефтеносным – с $Кнг \geq 0.40$.

Обоснование методов

Обоснование и выбор комплекса геофизических методов. Задачи, решаемые каждым методом ГИС.

Выбор рационального комплекса определялся задачами дипломного проекта по литологическому расчленению разреза скважин и определению нефтенасыщенных интервалов в поисково-разведочных скважинах нефтяного месторождения Кумколь.

При обосновании рационального комплекса геофизических исследований скважин и включения в него того или иного геофизического метода учитывались глубинность и специфика исследования этим методом.

Во всех скважинах будет выполнен обязательный комплекс геофизических исследований скважин для решения поставленных геологических и технических задач.

Комплекс, будет включать общие исследования по всему разрезу

скважины в масштабе глубин 1:500 методами: БКЗ, ПС, ГК, НГК, АК, кавернометрия, инклинометрия.

Основным комплексом при проведении исследований в разведочных скважинах являются следующие методы: БКЗ, ПС, ГК, инклинометрия, кавернометрия. Данные методы будут проводиться в первую очередь, так как необходимо знать об искривлении скважины, а также о возникновении каверн или сужений скважины. Следующие и дополнительные методы которые мы будем проводить: НГК и АК. Соответственно будет 2 спуско-подъемных операций.

Метод Бокового каротажного зондирования (БКЗ)

БКЗ применяется как для литологического расчленения разреза, так и для определения проницаемости коллекторов. Определение проницаемости нефтеносных пластов по удельному сопротивлению базируется на оценке остаточной водонасыщенности $K_{во}$ или коэффициента увеличения сопротивления R_n . Оценку проницаемости по удельному сопротивлению производят на основании экспериментальной кривой зависимости $R_n = f(K_{пр})$ для конкретного нефтеносного пласта или группы пластов. Значение R_n вычисляют по измеренным удельным сопротивлениям в скважине, проницаемость $K_{пр}$ определяют на кернах.

Метод самопроизвольной поляризации (ПС)

Каротаж самопроизвольной поляризации. Большая разница фильтрационных свойств и подвижности ионов в коллекторе и окружающих его плотных породах вызывают существенное изменение потенциалов собственной поляризации (ПС). Поэтому аномалия ПС (отрицательная при большой минерализации пластовых вод) служит хорошим поисковым признаком коллектора особенно в песчано-глинистом разрезе.

Метод естественной радиоактивности (ГК)

ГК применяется для определения естественной радиоактивности пород и для литологического расчленения [9].

Инклинометрия и кавернометрия

Инклинометрия и кавернометрия являются методами для контроля технического состояния скважин. Этими методами измеряются угол наклона и диаметр скважин соответственно. Применение кавернометрии обязательно, т.к. в местах увеличения диаметра происходит размыв – это явный признак того, что это пласт глин. Сужение диаметра говорит о наличии глинистой корки, что является свидетельством проникновения фильтрата бурового раствора в пласт-коллектор.

Метод Акустического каротажа (АК)

АК эффективно применяется при определении пористости коллекторов и их насыщения в необсаженных скважинах. Предназначен для исследования нефтяных и газовых скважин с целью определения пористости коллекторов, в том числе нефтегазонасыщенных аргиллитов, и прогнозирования зон аномально высокого пластового давления в песчано-глинистых разрезах, а также выделения трещиновато-кавернозных коллекторов и интервалов

газонасыщенных пород.

Метод Нейтронного-гамма каротажа (НГК)

НГК будет применяться для определения коэффициента пористости и литологического расчленения разреза по водородосодержанию.

Экономическая эффективность данного комплекса обеспечивается повышением производительности труда, снижением стоимости основных и вспомогательных работ, своевременным и качественным обслуживанием скважин промыслово-геофизическими работами, бережливым использованием техники, материалов, сокращением времени на выдачу оперативного заключения по скважине, улучшением организации управления геофизическими работами.

4.2 Комплекс методов ГИС, техника и методика проведения

Геофизические исследования до 1994г. в разведочных скважинах состояли из общих исследований по всему стволу в масштабе глубин 1:500 и детальных исследований в интервале продуктивной толщи в масштабе 1:200, запись велась в аналоговом виде. В дальнейшем, в эксплуатационных скважинах, где исследования проводилась компанией производилась уже цифровая запись.

Геофизические исследования в разведочных скважинах

Основной объем разведочного бурения приходится на 1988-1993 годы, за этот период было пробурено 7 скважин.

В разведочных скважинах комплекс общих геофизических исследований по всему стволу в масштабе глубин 1:500, где включал запись в открытом стволе следующих методов: стандартный каротаж кровельными (В0.5А2М, N0.25М2.25А) и подошвенным градиент зондами (М2А0.5В) с одновременной записью кривой потенциалов собственной поляризации (СП), кавернометрию (ДС).

Радиоактивный каротаж (РК) включал кривые записи естественной радиоактивности (ГК) и вторичного гамма-излучения (НГК).

Диаграммы РК в модификации ГК и НК записаны различными видами аппаратуры, которая менялись по мере обновления и модернизации. На начальной стадии эксплуатации месторождения это были приборы СП (СП-60, СП-62, СП-80), позже – ТРКУ-100 и ДРСТ (ДРСТ-1, ДРСТ-3). Запись ГК осуществлялась в мкР/ч, а НК в условных единицах.

С целью изучения геотермического градиента в отдельных скважинах после длительной стоянки (не менее 10 суток) проведена запись термометрии по всему стволу.

Виды геофизических исследований, выполненных в разведочных скважинах, и тип применяемой аппаратуры приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Вид исследований и тип применяемой аппаратуры в разведочных скважинах

№ п/п	Вид исследований	Масштаб записи на 1см	Скорость записи м/ч	Тип зонда	Тип аппаратуры
1	Стандартный каротаж (СК)	1-250мм	1800	кровельный N0.5M2.0A подошвенный A2.0M0.5N	СКПД-3, Э-1
2	Кавернометрия (КВ)	20мм	1800		СКО-11 СКП-1 СКС-4
3	Боковой каротаж (БК)	1 Омм	1200-2000		Э-1, КЗ-741
4	Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	1-25 Омм	1200-2000	A0.4M0.1N A0.1M0.1N A4.0M0.5N A8.0M1.0N	Э-1
5	Микробоковой каротаж (МБК)	0.5 Омм Логарифмический с модулем 4 см	1000-1200		МБКУ
6	Радиоактивный каротаж (ГК, НГК)	1γ, 0, 1 усл.ед	600-800	НГК-50 НГК-60	ДРСТ-3-90 ДРСТ-60 РК-4
7	Акустический каротаж (АК)	50 мкс	1500		АКВ, АК1-841
8	Плотностной гамма-каротаж	0,1 усл.ед			СПП-2
9	Инклинометрия		точка		КИТ ИК-2 ИК-200

Геофизические исследования в эксплуатационных скважинах

В эксплуатационных скважинах проводился полный комплекс ГИС, где приведено в таблице 4.2.

Исследования проводились комплексными приборами, включающим высокочувствительную термометрию (ВТ), манометрию (М), разноскоростную расходомерию (РГД малый и большой), термоиндикатор притока (СТИ), резистивиметрию (РЕЗ), локатор муфтовых соединений (ЛМ) и гамма каротаж (ГК).

Контроль над пространственным положением ствола скважины во время бурения осуществлялся инклинометрами.

Для оценки качества цементирования колонн использовались термометрия и акустическая цементометрия (АКЦ).

Таблица 4.2 – Современный комплекс ГИС в новых эксплуатационных скважинах

№№ п/п	Методы	Роль в оценке петрофизических свойств коллектора
1	МБК (RMSL; MLL)	Определение сопротивления ближней зоны
2	БК (RILM; RILD; RS; LLS)	Определение сопротивления пласта
3	АК (DT35)	Определение пористости
4	КНК (компенсированный нейтрон-нейтронный каротаж) (NPRL; NPRI; TNPH)	Определение нейтронной пористости
5	ГТК (лито-плотностной каротаж) (RHOV; DEN)	Определение пористости, литологии
6	ИК (широкополосный многозондовый каротаж) (VEC0~VEC5; RO05~RO20)	Определение сопротивления пласта и радиуса проникновения фильтра бурового раствора
7	КВ (CALI)	Замер диаметра ствола скважины
8	Гамма - спектральный каротаж (GRSL)	Выделение глинистых интервалов и интервалов с повышенной радиоактивностью
9	Инклинометрия	Замер угла искривления и пространственного положения ствола скважины
10	ГК (GR)	Выделение глинистых интервалов
11	Фотоэлектрический каротаж (PE; PEF)	Оценка минерального состава горных пород
12	PLT (Расх, МН, Т, Плот, Влаг, СТИ)	Определение мест притока, количества и характера пластового флюида

4.3 Техника и технология проведения ГИС

В разведочных скважинах каротаж проводился за два - три цикла по мере вскрытия разреза. В эксплуатационных скважинах – за один цикл, после вскрытия отложений проектного горизонта.

Первыми выполняются электрические и электромагнитные методы (ПС, БКЗ, БК, ИК, МК, БМК), затем методы, отражающие литологию и пористость пород – ГК, НК, АК, ГТК-П.

В таблице 20 представлена аппаратура, применяемая при проведении

геофизических исследований, где также приведены масштабы записи аналоговых кривых и скорости движения приборов. Выполненный комплекс ГИС по месторождению представлен в виде рисунка 4.1.

Выполненные промыслово-геофизические исследования в скважинах месторождения Акшабулак Центральный в целом соответствуют требованиям «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах».

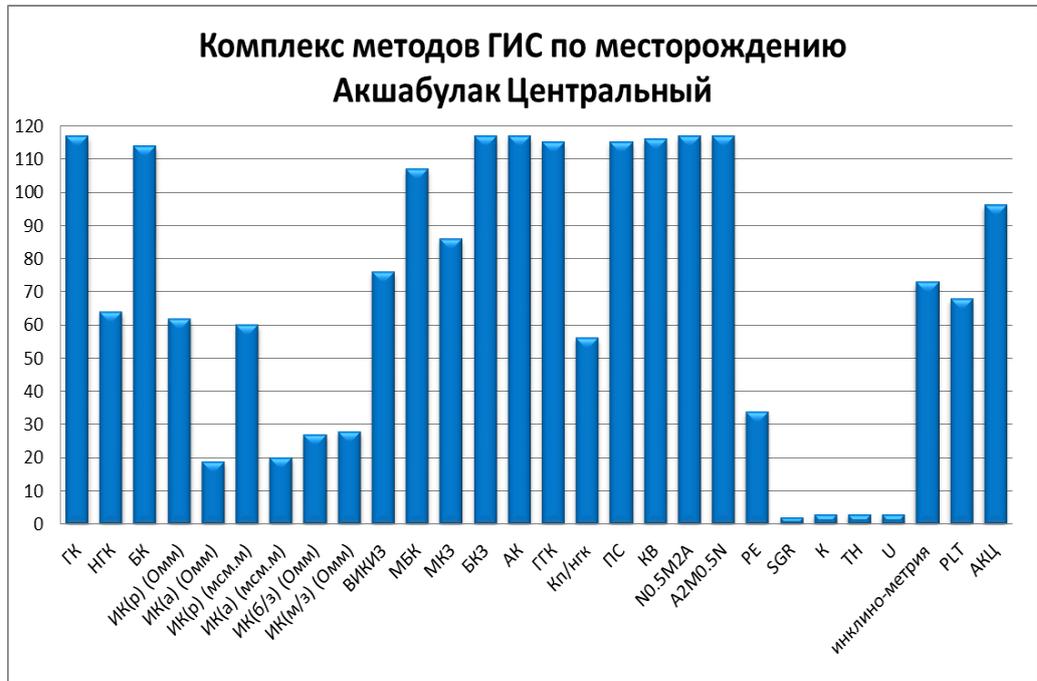


Рисунок 4.1 – Объем выполненных исследований

4.3.1 Определение литологии

Начальным этапом интерпретации ГИС для определения емкостных свойств породы являлось определение литологии вскрытого разреза. Литология оценена по комплексу нейтронного - плотностного каротажа, нейтронного - акустического каротажа, с использованием соответствующих палеток и данных керна и шлама.

Как видно из рисунка 4.2, основная область точек в интервале коллектора находится на линии песчаников. Исключение составляет облако точек, расположенных в районе известняка и доломита, рисунки 4.2, 4.3 (на рисунке выделено красным кружком), которые связаны с прослоями алевролитами и глинистыми разностями.

На примере кроссплота акустического метода от гамма метода рисунка 4.4 видно, что интервальное время для глины меняется от 285 до 360 мкс/м.

Метод фотоэлектрического каротажа получил широкое распространение в терригенных отложениях и является неплохим литологическим индикатором, на данном месторождении, и имеет довольно узкий диапазон 2-4 барн/электрон,

на рисунке 4.5 обозначен красным кружком и использовался на качественном уровне.

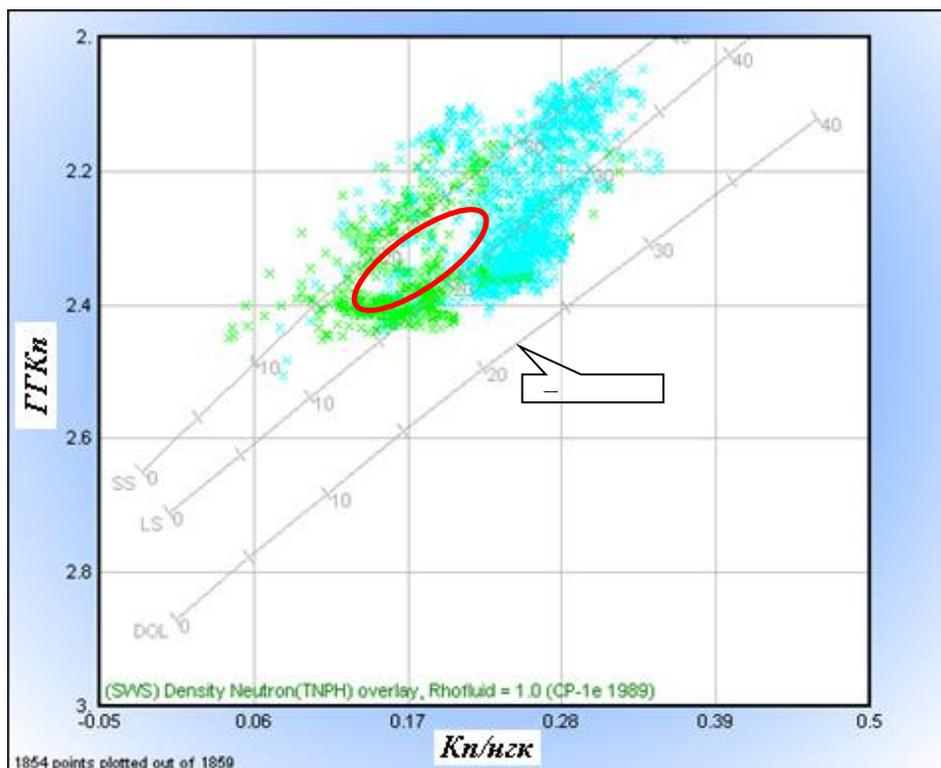


Рисунок 4.2 – Пример определения литологии с помощью кроссплота W-GTKп.

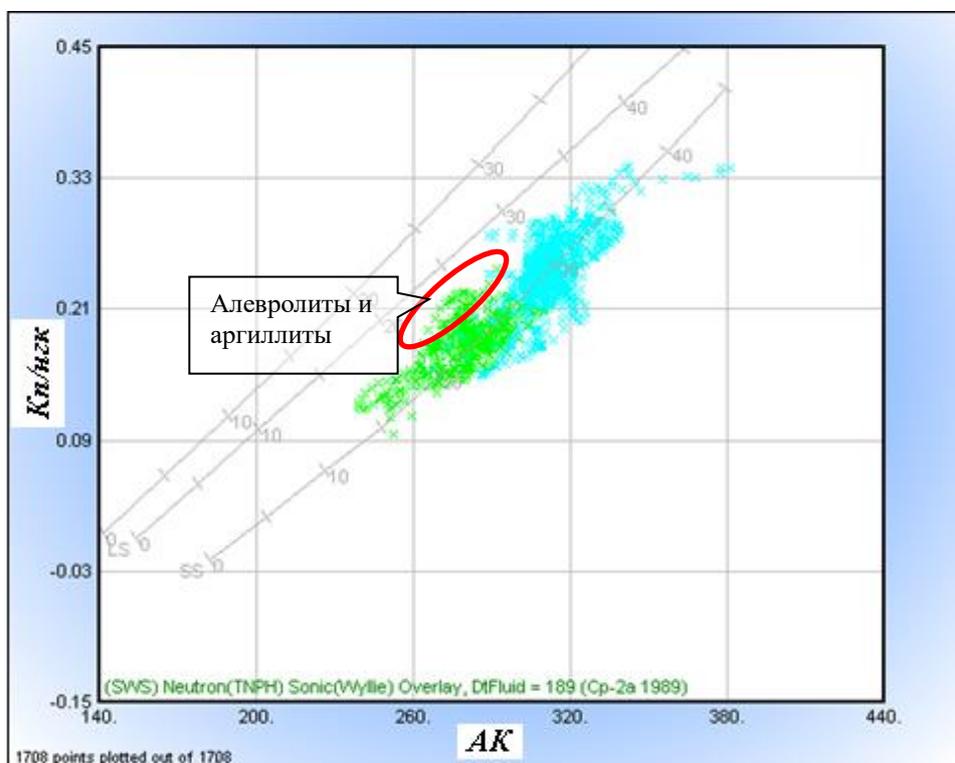


Рисунок 4.3 – Пример определения литологии с помощью кроссплота W-AK.

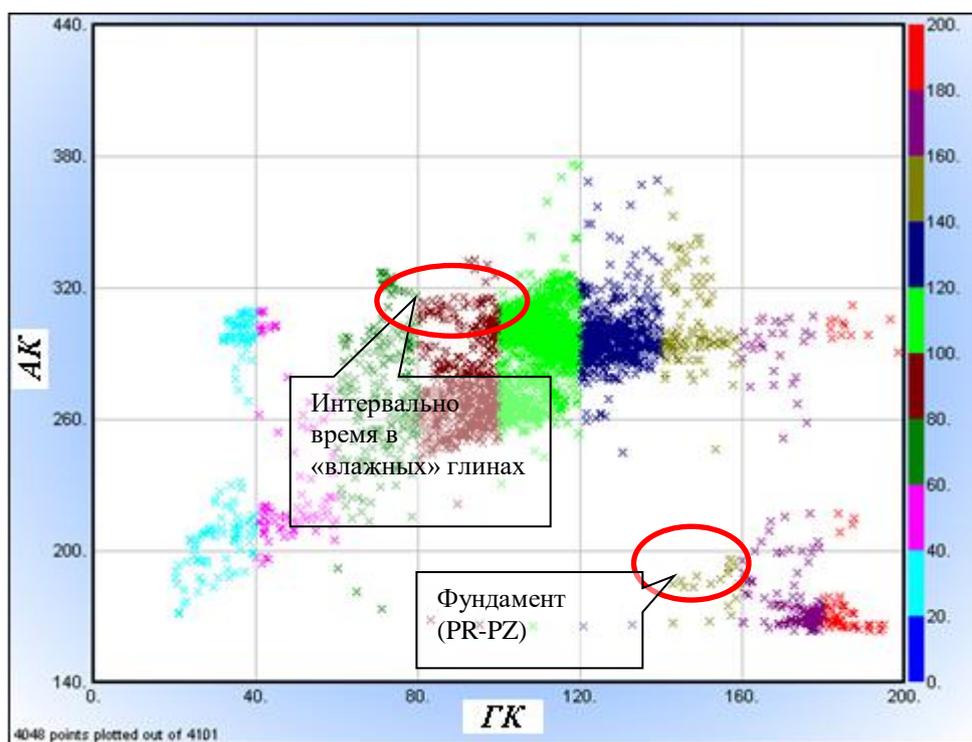


Рисунок 4.4 – Пример сопоставления акустического метода АК с гамма методом ГК.

4.3.2 Определение глинистости

Глинистость оценивалась по кривым ГК и ПС как в комплексе, так и раздельно рисунок 4.6.

При определении глинистости по ГК использовалось по двойному разностному параметру, с использованием зависимости Ларионова В.В:

$$K_{гг} \text{ по ГК} = 0.333 \times (2^{(2 \times Z)} - 1) \quad (1)$$

Где, при определении глинистости по ГК использовалось линейное уравнение:

$$Z = (ГК - ГК_{\text{мин}}) / (ГК_{\text{макс}} - ГК_{\text{ми}}) \quad (2)$$

- где, Z - двойной разностный параметр по ГК;
 ГК - текущее значение интенсивности гамма-излучения;
 ГК_{мин} - значение интенсивности гамма-излучения в неглинистых породах;
 ГК_{макс} - значение интенсивности гамма-излучения в глинах.

При определении глинистости по ПС также использовалось линейное уравнение (3):

$$K_{глПС} = (ПС - ПС_{мин}) / (ПС_{макс} - ПС_{мин}) \quad (3)$$

- где, ПС – текущее значение потенциала самопроизвольной поляризации;
- ПС_{мин} – значение потенциала самопроизвольной поляризации в неглинистых породах;
- ПС_{макс} – значение потенциала самопроизвольной поляризации в глинах.

При расчете глинистости по скважинам использовалась связь с тем геофизическими параметрами, которая наиболее отображала литологию.

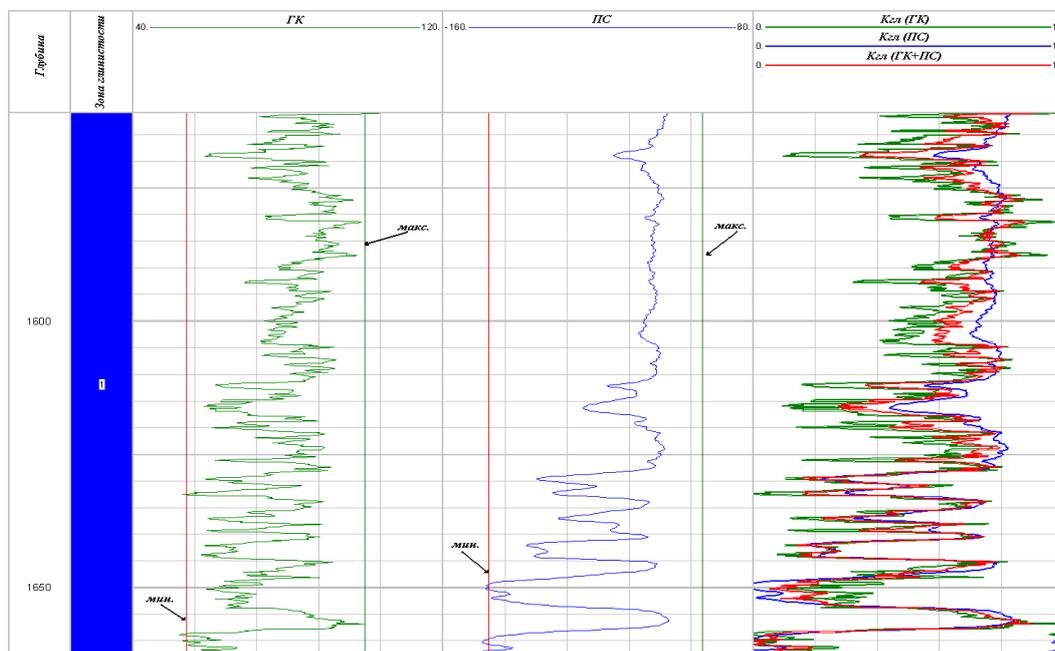


Рисунок 4.5 – Пример определения глинистости.

4.3.3 Определение пористости

В настоящем подсчете для расчета пористости использовались кривые ГГКп, W(ННК) и АК, предварительно кривые были нормализованы. 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. Подтверждением правильности расчетов пористости является совпадение расчетных пористостей по этим методам с коэффициентами пористости, полученными по анализам керна.

Определение пористости по плотностному каротажу осуществлялось по уравнению:

$$K_{п_ггк} = (\sigma_{ск} - \sigma_{пл}) / (\sigma_{ск} - \sigma_{ж}) - K_{гл} (\sigma_{ск} - \sigma_{гл}) / (\sigma_{ск} - \sigma_{ж}) \quad (4)$$

Где, $\sigma_{ск}$ – плотность скелета породы (2,65 г/см³);
 $\sigma_{ж}$ – плотность флюида (1 г/см³);
 $\sigma_{пл}$ – текущее значение кривой.

Пористость по АК рассчитывалась по уравнению среднего времени с поправкой за глинистость:

$$K_{п_ак} = (\Delta T - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}) - K_{гл} * (\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}) \quad (5)$$

Где ΔT – текущее значение интервального времени;
 $\Delta T_{ск}$ – время пробега в скелете принято равным 170 мкс/м;
 $\Delta T_{ж}$ – время пробега в жидкости - 600 мкс/м;
 $\Delta T_{гл}$ – время пробега на глинах.

Достоверность расчета пористости проверялась сопоставлением расчетных и керновых данных, с добавлением анализов отобранные по новым скв. №248,285,290,294. Строили графики типа «Кпкерн-КпГИС» по результатам пластопересечений, где сопоставлялись значения пористости пласта по ГИС со значениями пористости этого пласта по керну.

На рисунках 4.6 – 4.11 показано сопоставление значений коэффициентов пористости определенной по данным ГИС и керну отдельно по горизонтам, по поточечным и попластовым методами. Как видно из рисунков сопоставление по керну и ГИС имеют хорошую сходимость сопоставимости величины пористости Кп керн - Кп ГИС. Также на рисунках 4.12, 4.13, 4.14, 4.15 показаны сопоставление керновых данных в программе, по новым скважинам.

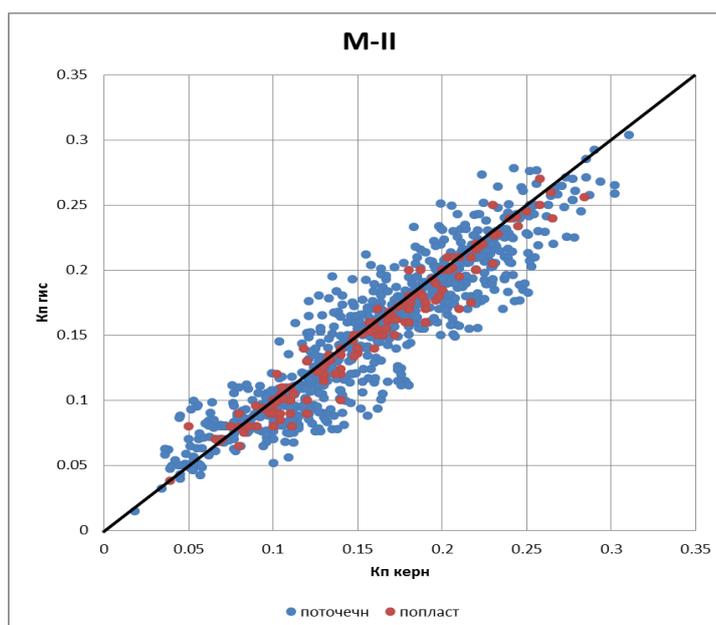


Рисунок 4.6 – Сопоставление Кп керн и Кп ГИС по горизонту М-II

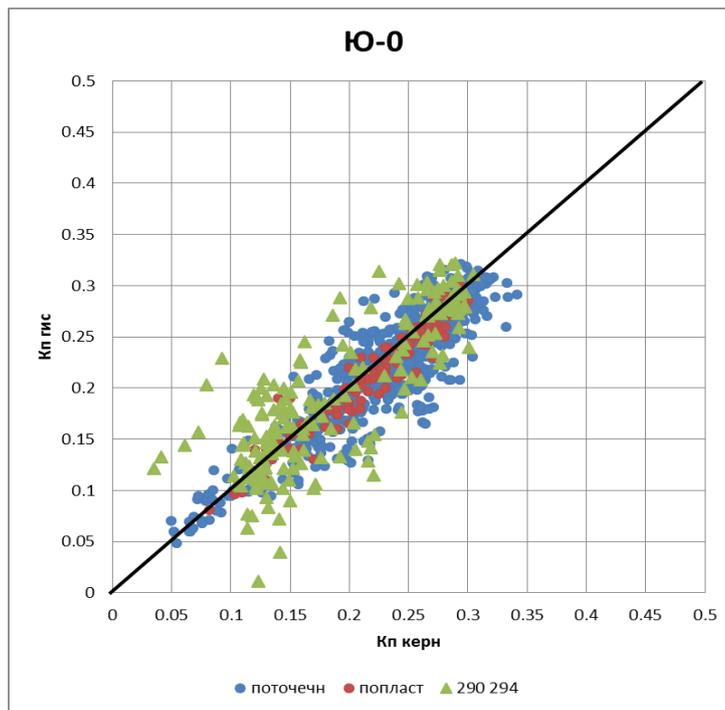


Рисунок 4.7 – Сопоставление Кп керн и Кп гис по горизонту Ю-0 (новые скважины обозначены зеленым маркером)

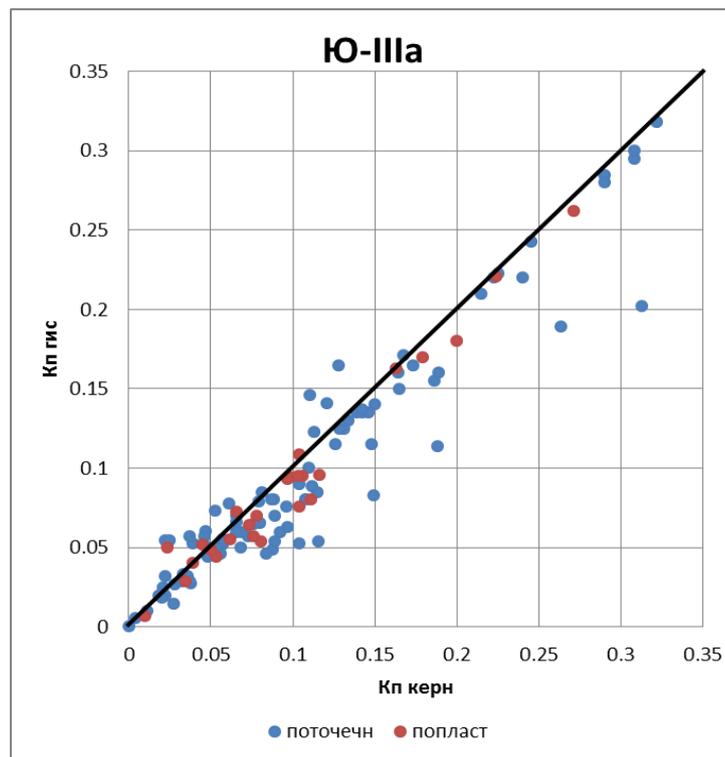


Рисунок 4.8 – Сопоставление Кп керн и Кп гис по горизонту Ю-IIIa

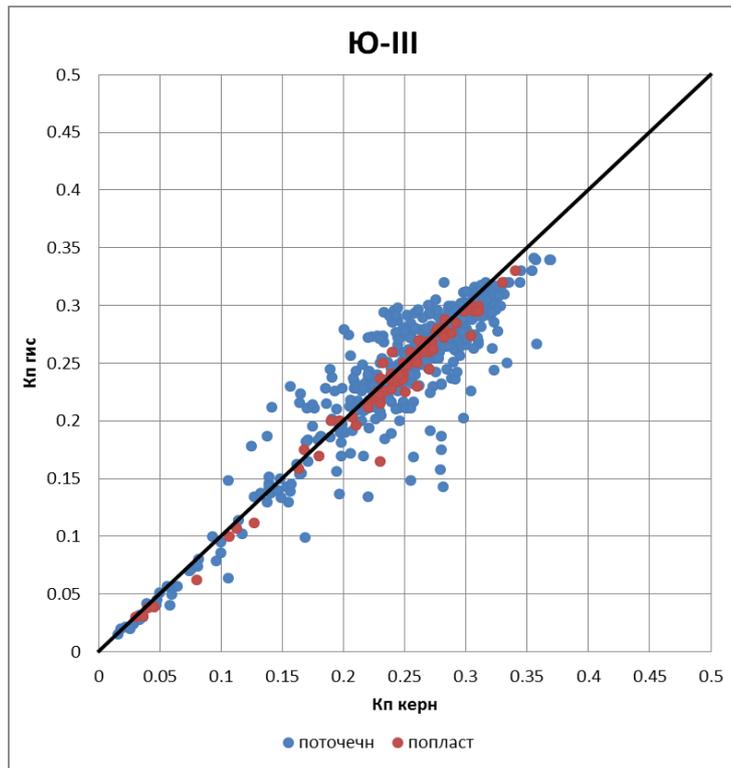


Рисунок 4.9 – Сопоставление Кп керн и Кп гис по горизонту Ю-III

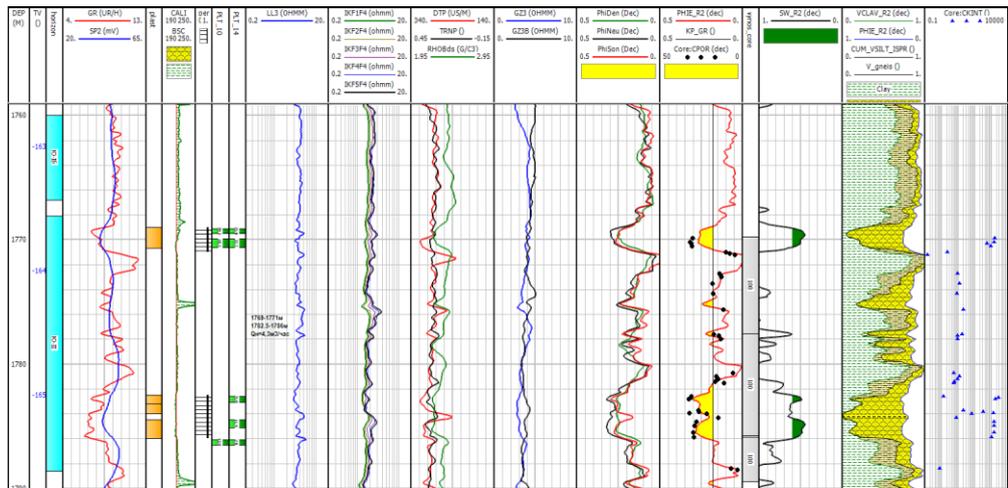


Рисунок 4.10 – Пример сопоставления с данными керна в программе. Скважина 248 Горизонт Ю-П

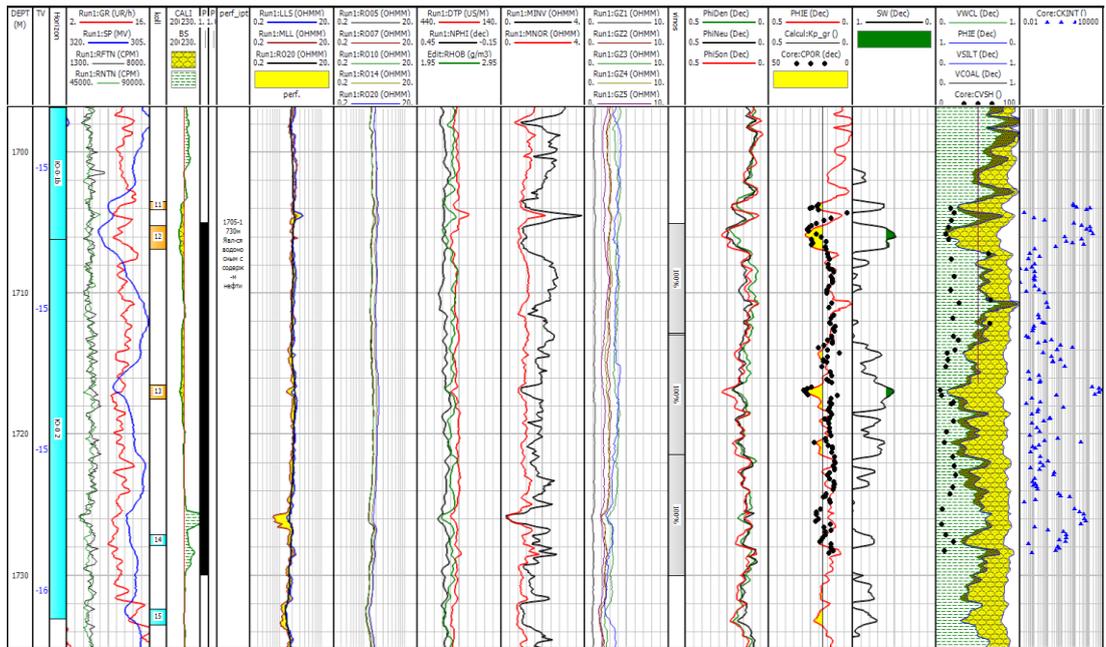


Рисунок 4.11 – Пример сопоставления с данными керна в программе. Скважина 294 Горизонт Ю-0

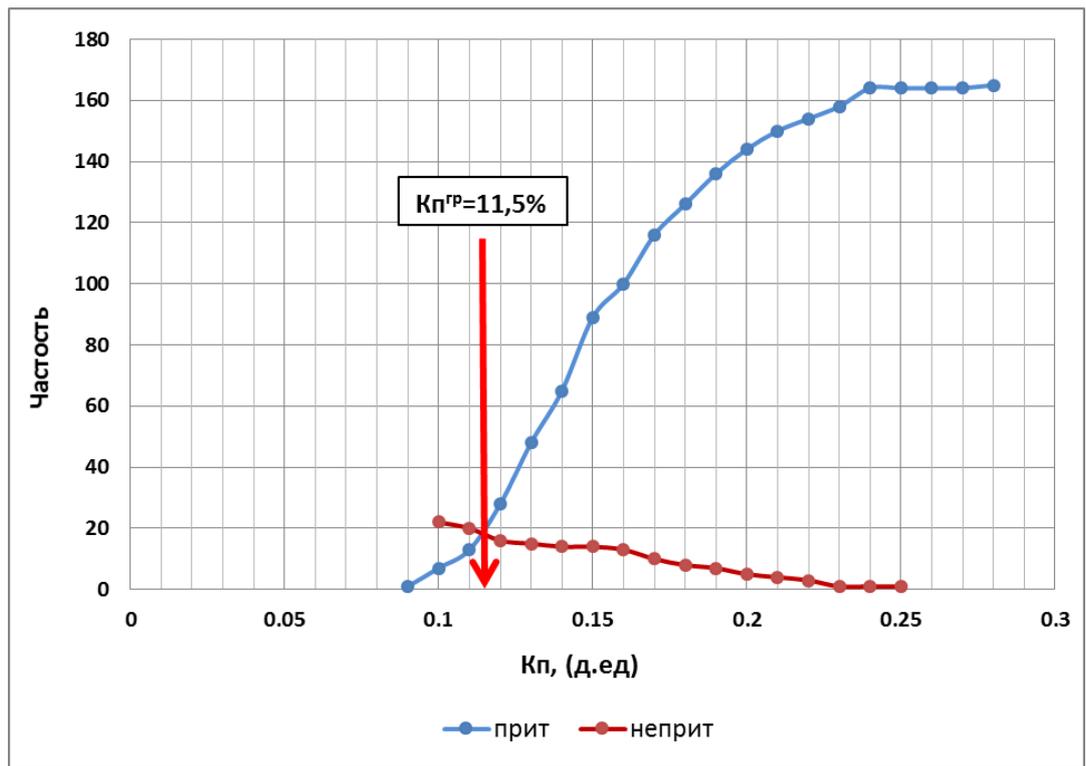


Рисунок 4.12 – Определение граничного значения пористости по данным испытания скважин. Горизонт М-П

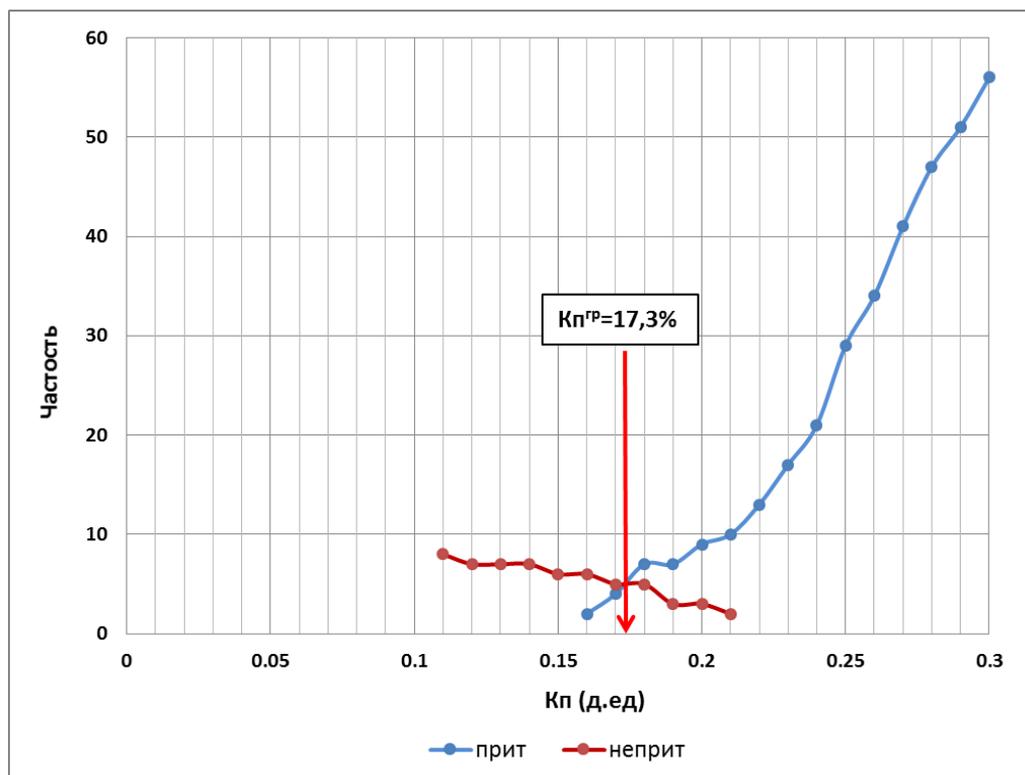


Рисунок 4.13 – Определение граничного значения пористости по данным испытания скважин. Горизонты Ю-0; Ю-1

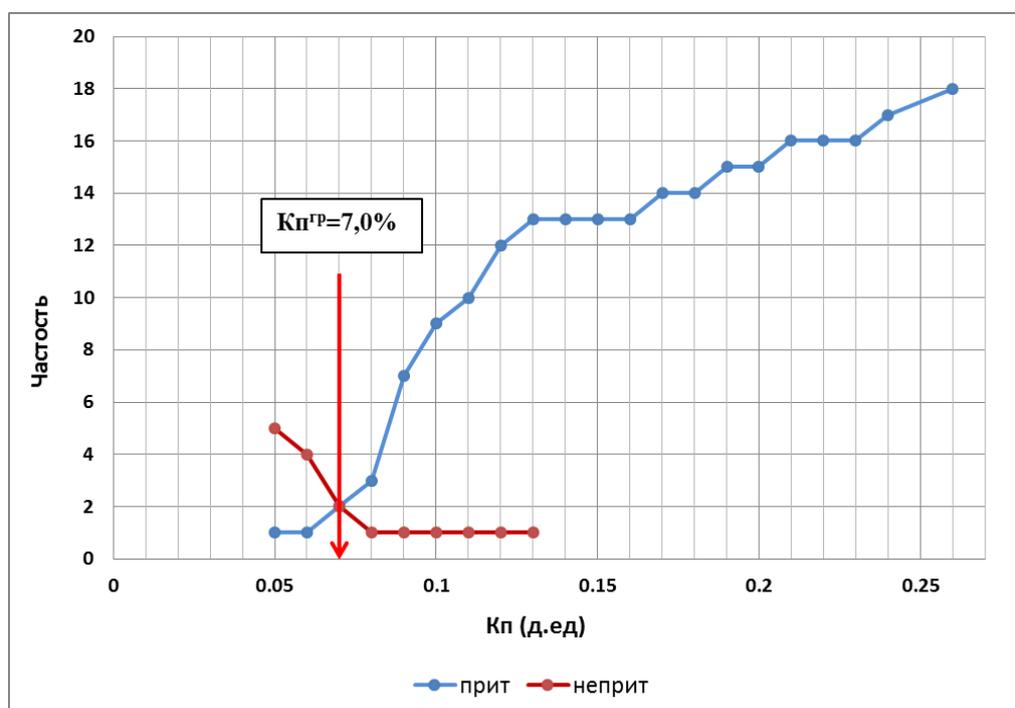


Рисунок 4.14 – Определение граничного значения пористости по данным испытания скважин. Горизонт Ю-3а (карбонатный)

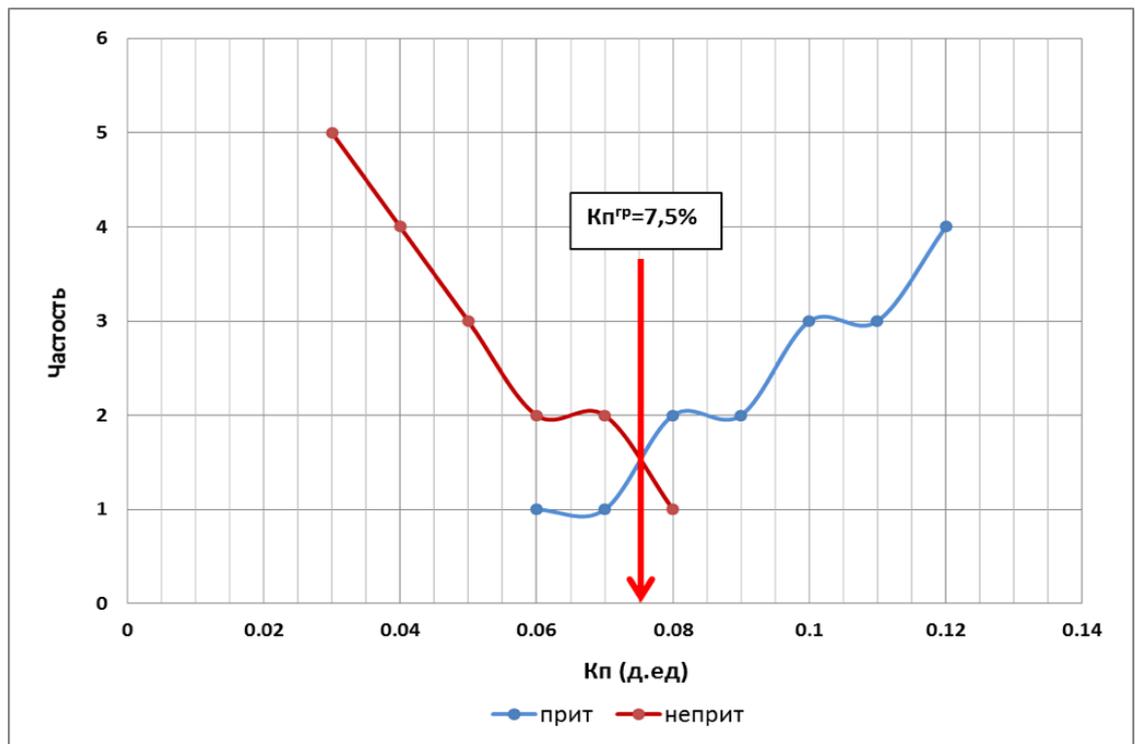


Рисунок 4.15 – Определение граничного значения пористости по данным испытания скважин. Горизонты PR-PZ (фундамент)

5 Комплексная интерпретация данных ГИС

Китайским институтом проведена интерпретация данных ГИС по 176 скважинам и сбор информации по ГТИ, данные анализа керна, опробовании и анализа пластовой воды.

Перед началом интерпретации материалов была осуществлена коррекция глубины отбора керна по кривым ГИС, где имелись погрешности по глубине. Детальная коррекция отбора керна была проведена по кривым ГК.

Проведена стандартизация кривых ГИС по опорным пластам, которая прослеживается по всем скважинам, выбор реперного пласта базировалось на том, где выдерживалось по кривым ГИС, с равномерной толщиной по всему району.

5.1 Модель интерпретации глинистости

Объемная глинистость определена по кривым ГК, ПС и комплексу ГГК-НК.

Глинистость по ГК определялась по следующей формуле:

$$V_{sh} = \frac{2^{G_{CUR} \cdot \Delta GR} - 1}{2^{G_{CUR}} - 1} \quad (7)$$

$$\Delta GR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (8)$$

где V_{sh} - Глиннистость;
 DGR - относительное значение гаммы;
 G_{CUR} - эмпирическая постоянная, новый пласт - 3,7, стальной пласт - 2. в этом районе значение - 3.7;
 GR, GR_{min}, GR_{max} - соответственны значения гаммы по объекту, чистым песчанику и чистой глине, GAPI.

Глинистость по ПС рассчитывалась следующим образом:

$$V_{sh} = 1 - \frac{PSP}{SSP} \quad (9)$$

где, PSP — псевдостатический природный потенциал, $PSP = SP - SP_{sh}$
 SSP — самый высокой статический природный потенциал,
 $SSP = SP_{sd} - SP_{sh}$.

Для определения глинистости в коллекторах с повышенной радиактивностью применялся комплекс ГГК-НК:

$$V_{sh} = \frac{(RHOV - RHOV_{ma})(NPHI_{ma} - NPHI_f) - (NPHI - NPHI_{ma})(RHOV_{ma} - RHOV_f)}{(RHOV_{sh} - RHOV_{ma})(NPHI_{ma} - NPHI_f) - (NPHI_{sh} - NPHI_{ma})(RHOV_{ma} - RHOV_f)} \quad (10)$$

Где, $RHOV$ - значение ГИС по плотности, г/куб.см.;
 $NPHI$ - значения ГИС по нейтронной пористости, д.ед
 $RHOV_{ma}$ - соответственное значение плотности скелета,
 $RHOV_f$ и пористого флюида и глины, г/куб.см.;
 $RHOV_{sh}$
 $NPHI_{ma}$ - нейтронная пористость скелета, пористому флюиду
 $NPHI_f$ и и глине, д.ед.
 $NPHI_{sh}$

С целью уточнения расчета глинистости проведены исследования по определению глинистости по пластам (Рисунок 5.1). Анализ показывает, что при одинаковых значениях гамма-каротажа содержание глины по анализам керна имеет большой диапазон.

При расчете глинистости с помощью нейтронной плотности, значения скелета песчаника и глины составило 2,65 г/куб.см. и 2,5 г/куб.см. соответственно, значение нейтронной пористости скелета песчаника и глины составило 0,03 и 0,35 соответственно.

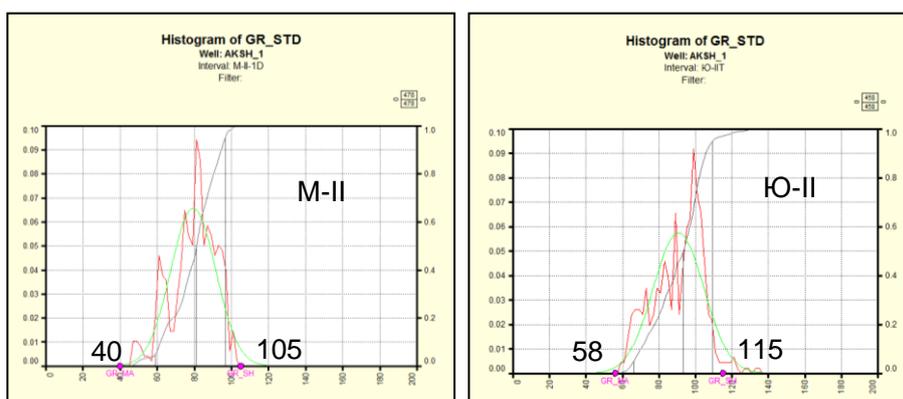


Рисунок 5.1 – Схематическая карта определенного значения гаммы по пластам месторождения Акшабулак (скв.№1)

В рассматриваемом участке разреза скважины почти нет чистой глины, поэтому составлены два метода расчета глинистости, определена глинистость по самому маленькому значению, гарантировано целое распределение коллекторов (Рисунок 5.2).

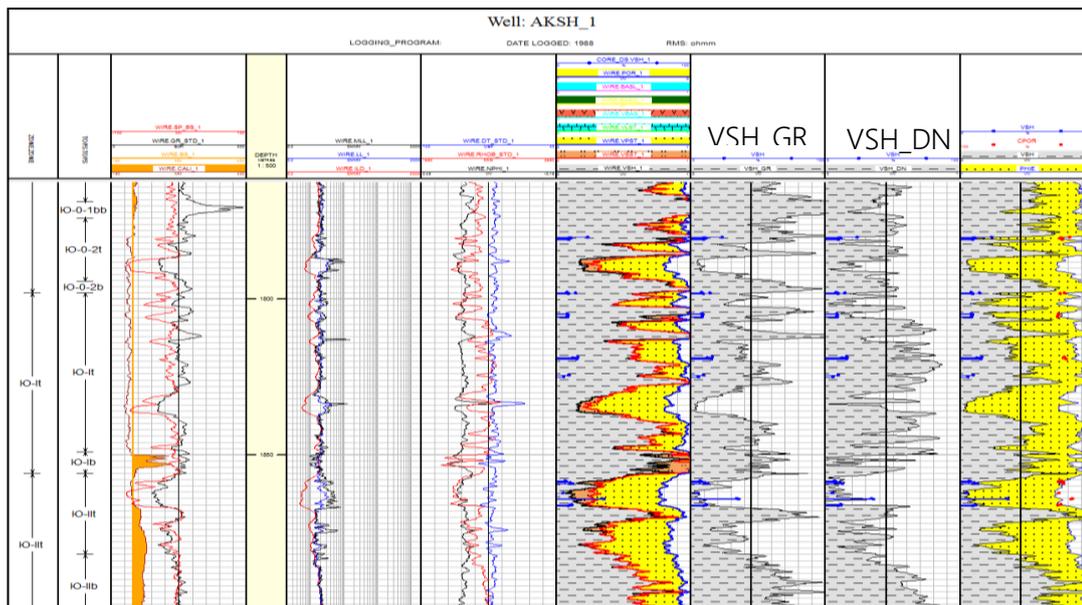


Рисунок 5.2 – Результаты расчета глинистости метсорождения Акшабулак (скв.№1)

5.2 Интерпретационная модель пористости

Определение пористости коллекторов выполнено по методам плотностного, нейтронного и акустического каротажей.

Расчет пористости по гамма-гамма плотностному методу проводился по формуле:

$$\phi = \frac{RHOB - RHOB_{ma}}{RHOB_f - RHOB_{ma}} - V_{sh} \times \frac{RHOB_{sh} - RHOB_{ma}}{RHOB_f - RHOB_{ma}} \quad (11)$$

Формула расчет пористости по акустическому каротажу:

$$\phi = \frac{DT - DT_{ma}}{DT_f - DT_{ma}} - V_{sh} \times \frac{DT_{sh} - DT_{ma}}{DT_f - DT_{ma}} \quad (12)$$

- Где, Φ - открытая пористость, д.ед.;
- DT - значение ГИС по разнице акустического времени, мкс/м;
- DT_{ma} , DT_{sh} и DT_f - соответственные значения времени пробега акустического времени по скелету песчаника, глины и пористому флюиду, мкс/м.

Пористость по нейтронному каротажу рассчитывалась по следующей формуле:

$$\phi = \sqrt{\frac{\phi_D^2 + \phi_N^2}{2}} \quad (13)$$

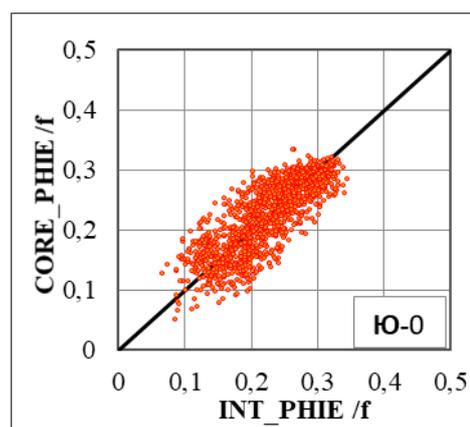
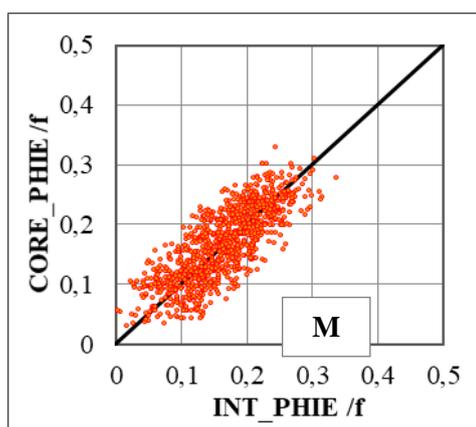
где: Φ_D и Φ_N - открытая пористости по кривой плотности и нейтронной пористости.

Использованные параметры скелета породы приведены в таблице 5.1. С помощью 3 модели проведена отработка и интерпретация материалов кернов. Сравнительный анализ пористостей, рассчитанной по плотностному и нейтронному методам, и полученной по керну, показывает хорошую сходимость.

Таблица 5.1 – Параметры пористой модели месторождения Акшабулак

Каркас породы	Плотность (g/cm ³)	Компенсация нейтронов (v/v)	Разница акустического времени (μs/m)
песчаник	2.65	-0.03	182
карбонат	2.71	0	156
глина	2.50	0.35	280-310
вода	1.05	1	620

С применением параметров модели ГИС проведена интерпретация 175 скважин. Результаты сравнения пористости по ГИС с керновой пористостью указывает на хорошую сходимость, смотреть рисунки 5.3 и 5.4.



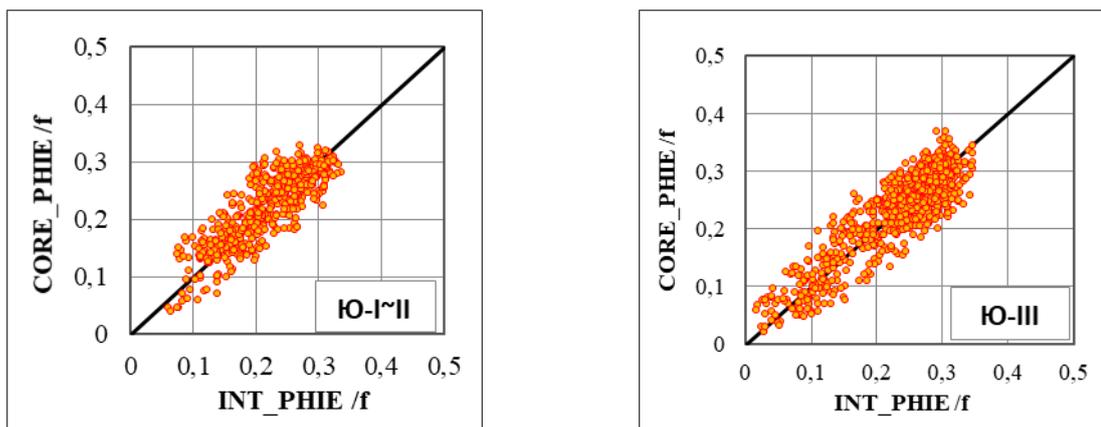


Рисунок 5.3- Схема пористости по анализу кернов и интерпретации ГИС месторождения Акшабулак

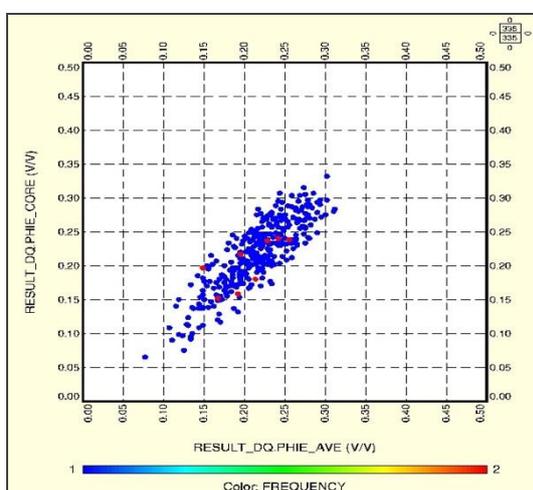


Рисунок 5.4 – Схема пористости по анализу кернов и интерпретации ГИС по пластам месторождения Акшабулак

5.3 Интерпретационная модель проницаемости

Путем анализа материалов керна созданы модели проницаемости по пластам М-II, Ю-0, Ю-I~II, Ю-III и Ю-IIIa:

1) Нефтеносная пластовая группа М-II

Выбраны 830 образцов из 27 скважин, создана схема корреляции эффективной пористости и проницаемости по пласту М-II месторождения Акшабулак (Рисунок 5.5), коэффициент корреляции - 0,8673.

$$K=10^{-2.3391+0.2033\Phi} \quad (14)$$

где: k - воздушная проницаемость, мД;
 Φ - эффективная пористость, %.

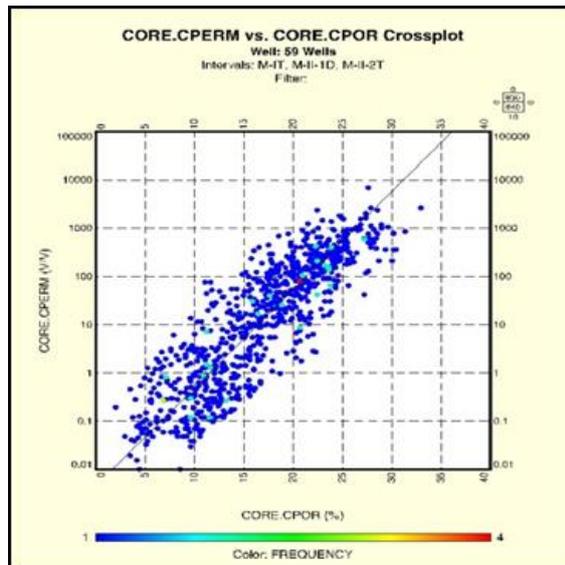


Рисунок 5.5 – Схема корреляции пористости и проницаемости по анализу кернов по пласту М-II месторождения Акшабулак

2) Нефтяносная пластовая группа Ю-0

Выбраны 1280 образцов из 38 скважин, создана схема корреляция эффективной пористости и проницаемости по пласту Ю-0 месторождения Акшабулак (Рисунок 5.6), коэффициент корреляции - 0,8767.

$$K=10^{-3.8365+0.2262\Phi} \quad (15)$$

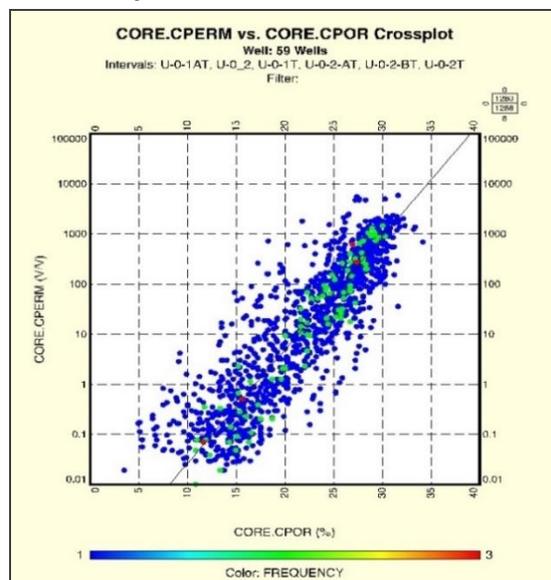


Рисунок 5.6 – Схема корреляции пористости и проницаемости по анализу кернов по пласту Ю- месторождения Акшабулак

3) Нефтяносная пластовая группа Ю-I и Ю-II

Выбраны 464 образцов из 22 скважин, создана схема корреляция эффективной пористости и проницаемости по пластам Ю-I и Ю-II

месторождения Акшабулак (Рисунок 5.7), коэффициент корреляции - 0,8598.

(16)

$$K=10^{-3.2127+0.2096\Phi}$$

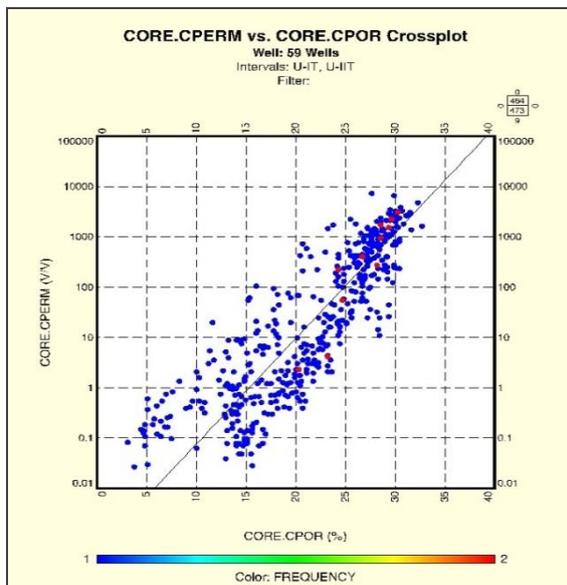


Рисунок 5.7 – Схема корреляции пористости и проницаемости по анализу кернов по пластам Ю-I и Ю-II месторождения Акшабулак

4) Нефтеносная пластовая группа Ю-III

Создана схема корреляция эффективной пористости и проницаемости по пласту Ю-III месторождения Акшабулак (Рисунок 5.8), коэффициент корреляции - 0,8711.

$$K=10^{-2.0314+0.1918\Phi}$$

(17)

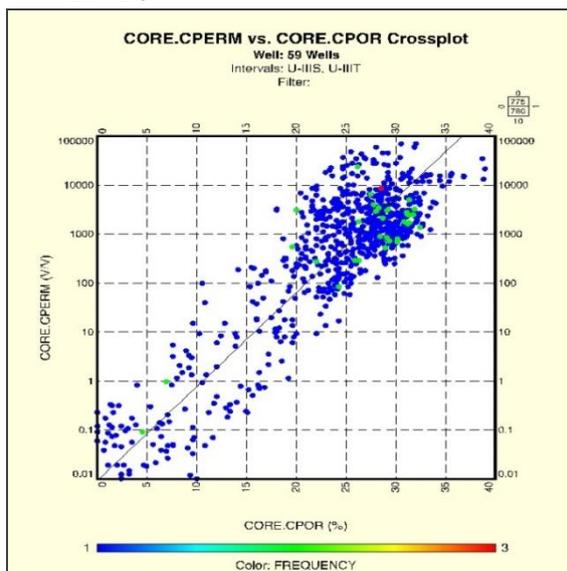


Рисунок 5.8 – Схема корреляции пористости и проницаемости по анализу кернов по пласту Ю-III месторождения Акшабулак

5) Нефтеносная пластовая группа Ю-Ша

Нефтяная пластовая группа Ю-Ша образована карбонатными коллекторами, в некоторых скважинах присутствует песчаная полоса (например, скв. №30, №37), однако на схеме корреляция пористости и проницаемости по песчаной полосе соответственна с корреляцией пористости и проницаемости по карбонату. Использованы 775 образцов из 29 скважин, создана схема корреляция эффективной пористости и проницаемости по пласту Ю-Ша месторождения Акшабулак (Рисунок 5.9), коэффициент корреляции - 0,862.

$$K=10^{-2.4146+0.1693\Phi} \quad (18)$$

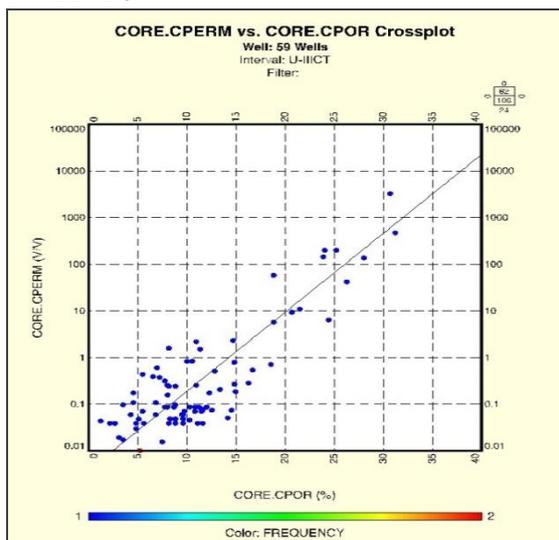


Рисунок 5.9 – Схема корреляции пористости и проницаемости по анализу кернов по пласту Ю-Ша месторождения Акшабулак

5.4 Интерпретационная модель водонасыщенности

При построении интерпретационной модели водонасыщенности принимали участие методы ГИС и J-функция, определена водонасыщенность по пластам в исследуемом участке.

1) Метод ГИС

Расчет водонасыщенности коллектора по ГИС обычно проводится с учетом региональной геологии, глинистости коллектора и минералогического состава глины. В пластах М-II, Ю-0, Ю-I и Ю-II глинистость высокая, в основной состав глин входят иддингсит, монтмориллонит, редкий хлорит. В пласте Ю-III глинистость низкая, глинистый состав - иддингсит и каолинит, поэтому для пласта Ю-III выбрана формула Арчи (19) за расчет начальной водонасыщенности, для других пластов выбрана формула Indonesia (20) за расчет начальной водонасыщенности.

Формула Арчи (Ю-III):

$$S_w = \left[\frac{abR_w}{R_t \Phi^m} \right]^{1/n} \quad (19)$$

где: S_w - водонасыщенность коллекторов, v/v;
 Φ - эффективная пористость коллекторов, v/v.
 R_t - УЭС коллекторов, ohmm;
 R_w - УЭС начальной пластовой воды, ohmm;
 m и n - показательность пористости и насыщенности коллекторов.

Уравнение Индонезии (горизонты М-II, М-0, М-I и М-II):

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{sh}^{1-V_{sh}/2}}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\Phi^{n/2}}{\sqrt{abR_w}} \right] \times S_w^{n/2} \quad (20)$$

где: V_{sh} и R_{sh} - соответственные глинистость (v/v) и УЭС глины (ohmm).

а) Определение параметров УЭС

Выполнены исследования по определению параметров УЭС по 23 образцам керна (Таблица 5.2)

Из-за отсутствия экспериментальных данных УЭС по меловым отложениям приняты данные результатов прежнего исследования, меловая свита: $a=1.0$, $m=1.74$; $b=1.0$, $n=1.964$.

б) Определение УЭС пластовой воды

Обычно УЭС пластовой воды получают с помощью анализа образцов воды. В данном исследовании использовались результаты анализа воды прежнего исследования. Собраны новые данные анализов пластовой воды, в таблице 5.3 показаны результаты анализов пластовой воды по пластам. УЭС пластовой воды по меловым и юрским горизонтам Ю-0, Ю-I, Ю-II в прежних и новых данных почти одинаковые. Небольшая разница имеется только в горизонте Ю-II, поэтому при расчете водонасыщенности использованы три значения, т.е. УЭС пластовой воды по меловой свите - 0,055 Ом, по юрским горизонтам Ю-0, Ю-I и Ю-II - 0,045 Ом, по юрскому горизонту Ю-III - 0,035 Ом.

(2) Метод капиллярного давления

Начальная водонасыщенность с использованием кривых капиллярного давления определена по следующим шагам:

Первый шаг: пересчет капиллярного давления из лабораторных условий к пластовым условиям

$$(Pc)_R = \frac{\sigma_R \cos \theta_R}{\sigma_L \cos \theta_L} (Pc)_L \quad (21)$$

Таблица 5.2 – База лабораторных данных УЭС месторождения Акшабулак

№ скв.	Горизонт	№ образцов	Глубина (м)	Пористость (f)	Воздушная проницаемость (мд)	Пластовый фактор (F)	УЭС водяносно й породы (ohmm)	УЭС пластовой воды (ohmm)
42	Ю-IIIГ	A3	2021.98	0.265	2785	13.21	1.1530	0.0873
248	Ю- II	B2	1775.68	0.290	1697	13.93	1.4413	0.1035
280	Ю-0-2	C3	1777.58	0.282	132	13.19	1.8611	0.1411
285	Ю- II	10	1781.44	0.268	504	13.59	1.4067	0.1035
285	Ю- II	22	1785.22	0.283	1033	11.72	1.2135	0.1035
285	Ю- II	30	1787.78	0.280	1348	11.92	1.2341	0.1035
294	Ю-0	3	1706.6	0.216	73.8	18.3	1.52	0.085
294	Ю-0	4	1707.0	0.27	617.1	12.3	1.02	0.085
294	Ю-0	5	1718.1	0.246	1540	15.5	1.29	0.085
294	Ю-0	6	1722.1	0.229	251.3	16.3	1.35	0.085
294	Ю-0	7	1727.0	0.231	708.7	16	1.33	0.085
294	Ю-0	8	1727.7	0.22	530	19	1.58	0.085
294	Ю-0	9	1727.8	0.212	582.2	19	1.58	0.085
501	Ю-III	5	1883.5	0.195	6.26	25.45	1.54	0.098
501	Ю-III	6	1883.5	0.242	38.3	14.9	2.13	0.098
501	Ю-III	7	1883.6	0.234	99.1	18.18	1.71	0.098
501	Ю-III	9	1883.9	0.236	55.2	17.62	1.68	0.098
501	Ю-III	10	1886.1	0.195	7.22	25.41	1.86	0.098
501	Ю-III	8	1883.7	0.144	35.9	37.49	2.76	0.098
501	Ю-III	4	1880.8	0.109	46.38	61.48	4.81	0.098
501	М-II	1	1656.3	0.14	5.16	48.59	1.92	0.098
501	М-II	2	1657.2	0.11	3.37	63.47	3.42	0.098
501	М-II	3	1659.7	0.141	23.6	48.23	3.01	0.098

Второй шаг: расчёт функции j в пластовых условиях

$$J(S_w) = \frac{(Pc)_R}{\sigma_R \cos \theta_R} \left(\frac{K}{\phi}\right)^{0.5} \quad (22)$$

Третий шаг: Создание зависимости функции j от водонасыщенности в пластовых условиях

$$J(S_w) = aS_w^b \quad (3-17) \quad (23)$$

Таблица 5.3 – Статическая таблица результатов анализа пластовой

ВОДЫ ПО ГОРИЗОНТАМ

Zone	Sample Numbers	Cw (mg/L)	Rw (ohmm)	Temperature (°C)	Watertype
M- II	7	61932.6	0.054	72	CaCl ₂
Ю-01	6	78541.0	0.043	74	CaCl ₂
Ю-02	3	72586.2	0.047	74	CaCl ₂
Ю- I	7	80429.6	0.043	74	CaCl ₂
Ю- II	1	74121.9	0.046	74	CaCl ₂
Ю-III	10	94929.8	0.035	81	CaCl ₂

Второй шаг: расчёт функции j в пластовых условиях

$$J(S_w) = \frac{(Pc)_R}{\sigma_R \cos \theta_R} \left(\frac{K}{\phi}\right)^{0.5} \quad (22)$$

Третий шаг: Создание зависимости функции j от водонасыщенности в пластовых условиях

$$J(S_w) = aS_w^b \quad (3-17) \quad (23)$$

Четвертый шаг: расчёт капиллярного давления с использованием вышеуказанные формулы по разным пористостям и проницаемостям, и расчёт высоты нефтяного столба по следующей формуле

$$H = \frac{102P_{cR}}{(\rho_w - \rho_o)} \quad (24)$$

где: p_{c1} и p_{c2} — соответственно капиллярное давление в лабораторных условиях и капиллярное давление в пластовых условиях, МПа;

K — проницаемость, мД ;

σ — межфазное натяжение, мН/м ;

θ — контактовый угол, УГ

ρ_w и ρ_o — соответственно плотность пластовой воды и нефти в системе, г/см³.

5.5 Выделение пластов коллекторов

Горизонты М и Ю-0~Ю-II: отмечаются характеристикой, типичной для нефтяного горизонта - сопротивление пласта выше (или ближе к) сопротивлению глин, обычно выше чем 1.5 Омм. Типичной характеристикой водоносного горизонта является сопротивление ниже чем сопротивление глинистого слоя. По профилю СП водоносный горизонт выше чем нефтяной. На рисунке 5.10 показана типичная характеристика ГИС нефтяного и водоносного мелового горизонта.

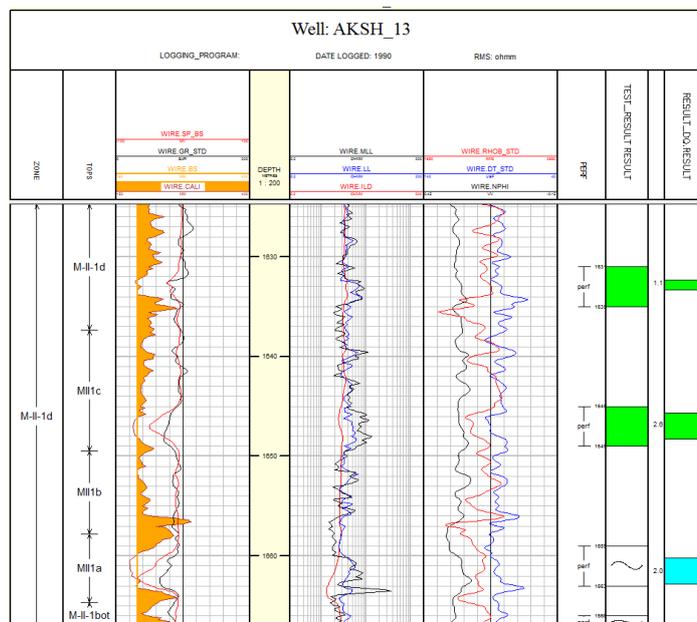


Рисунок 5.10 – Комбинированная диаграмма типичного характера анализа поведения ГИС нефтяных, газовых и водяных пластов на м/р Акшабулак

Горизонт Ю-III: сопротивление продуктивных коллекторов выше сопротивления глин, обычно равно 6.0 Омм. В большинстве случаев пересечение кривых НК и ГГК выявляет газоносные горизонты. Типичной характеристикой водоносного горизонта является сопротивление ниже сопротивления глин, и без пересечения кривой НК и ПК.

5.6 Диаграммы определения водонефтяного пласта

На основании характеристик исследования нефтяных, газовых и водоносных пластов в районе исследований определены параметры диаграмм комплексного выделения флюида, которые включают в себя пористость (Кп, горизонтальная координата) и удельное сопротивление с глубокой индукцией (ИК, вертикальная координата). Соответственно созданы диаграммы выделения водонефтяного пласта в различных нефтяных пластах.

С использованием программного обеспечения Geolog проведено выслеживание водонефтяного пласта в скважине в районе исследования. На рисунке 5.11 показана диаграмма выделения водонефтяного пласта в скв.

Акш-219 в горизонте М. В начале 2008г. в данной скважине в горизонте М-II в интервале 1610~1637.5м проведены многослойные перфорации, по результатам ГДИС появился нефтяной пласт. Результат опознавания водонефтяного пласта по диаграмме совпадает с результатами ГДИС.

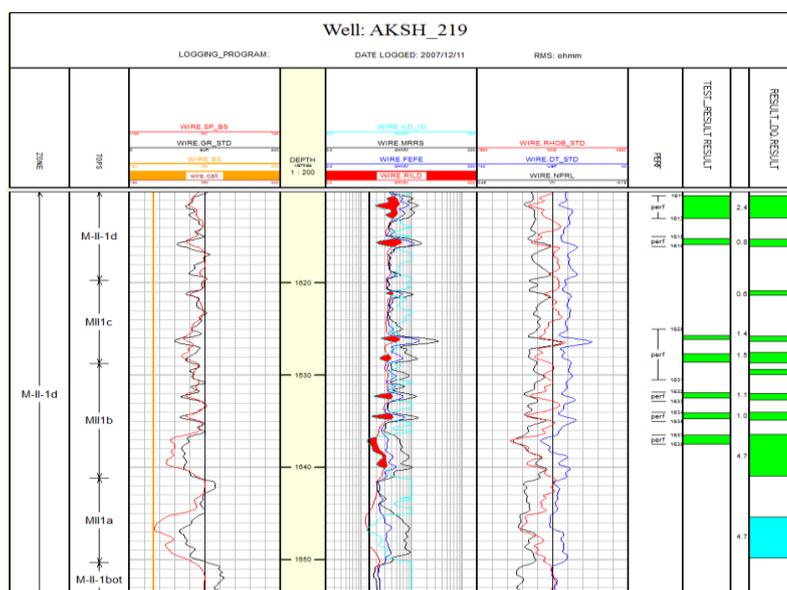


Рисунок 5.11 – Комбинированная диаграмма опознавания водонефтяного пласта на горизонте М м/р Акшабулак

5.7 Граничные значения коллектора

Граничные значения коллектора является важным критерием для классификации эффективной мощности коллектора, включает в себя граничные значения глинистости, пористости и водонасыщенности.

5.7.1 Граничное значение глинистости

Для определения граничного значения глинистости была построена зависимость глинистости от проницаемости на керне. Значение глинистости на месте проницаемости менее 1мД приняли как граничное. Одновременно с использованием данных глинистости создали гистограмму распределения глинистости, по которой, согласно тренду изменения накопленной частоты глинистости (примерно 95%) приняли как граничное значение глинистости коллекторов нефтяных пластов (Рисунки 5.12~5.17). Принятые граничные значения глинистости коллекторов нефтяных пластов показано в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Сводная таблица граничных значений глинистости пластов на м/р Акшабулак

Нефтяной пласт	М- II	Ю-0	Ю- I ~ II	Ю- III
Граничное значение глинистости	0,40	0,36	0,40	0,30

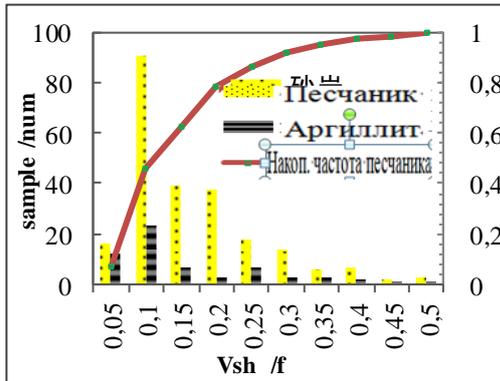


Рисунок 5.12 – Гистограмма распределения глинистости на кернах из горизонта М- II м/р Акшабулак

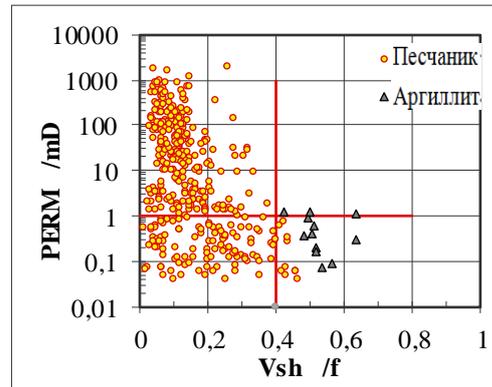


Рисунок 5.13 – Зависимость воздухопроницаемости от глинистости горизонта М- II м/р Акшабулак

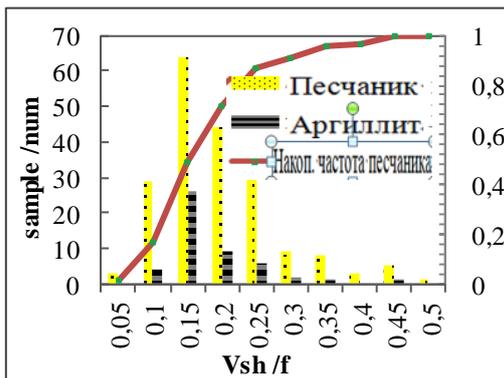


Рисунок 5.14 – Гистограмма распределения глинистости на кернах из горизонта Ю-0 м/р Акшабулак

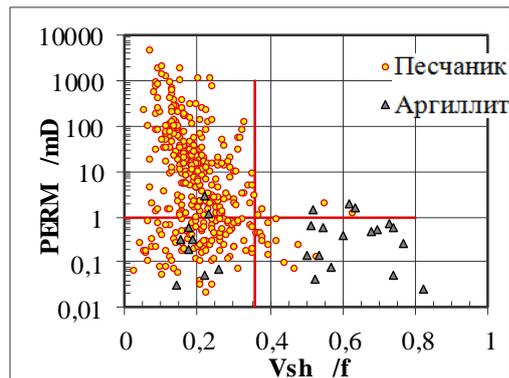


Рисунок 5.15 – Зависимость воздухопроницаемости от глинистости горизонта Ю-0 м/р Акшабулак

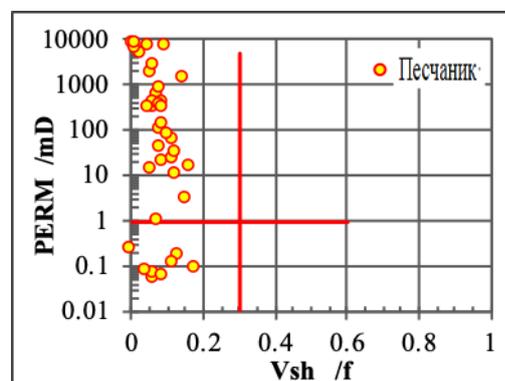
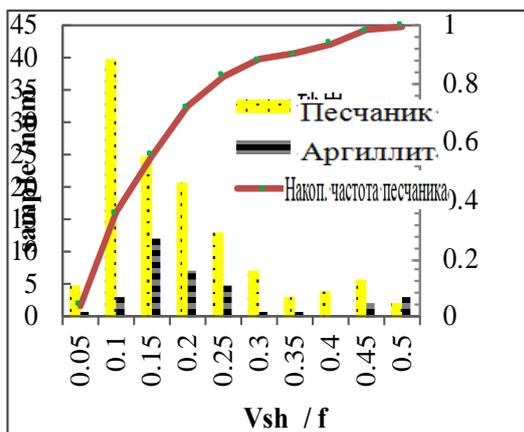


Рисунок 5.16 – Гистограмма распределения глинистости на кернах из горизонта Ю-III м/р Акшабулак

Рисунок 5.17 – Зависимость воздухопроницаемости от глинистости горизонта Ю-III м/р Акшабулак

5.7.2 Граничное значение пористости

На основе данных анализов керна и данных опробования на м/р Акшабулак и с применением методов накопление частоты, зависимости пористости и проницаемости, а также метода опробования определено граничное значение пористости коллекторов нефтяных пластов.

Граничные значения пористости для отдельных горизонтов определены путем построения интегральных кривых распределения пористости по классам с $K_{пр} < 1 \text{ мД}$ и $K_{пр} > 1 \text{ мД}$ (Рисунок 5.18, рисунок 5.20, рисунок 5.22, рисунок 5.24).

Также критическое значение пористости определено по методу опробования с применением зависимости пористости от водонасыщенности горизонтов (Рисунок 5.19, рисунок 5.21, рисунок 5.23, рисунок 5.25, рисунок.)

Одновременно, по зависимости пористости от проницаемости определили пористость, соответствующую проницаемости равной 1 мД.

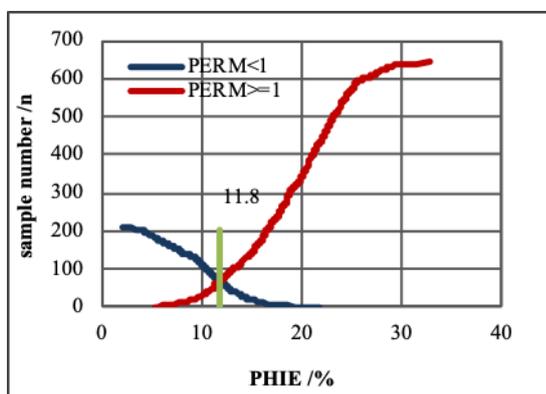


Рисунок 5.18 – Карта накоп. частоты пористости на кернах из горизонта М- II м/р Акшабулак

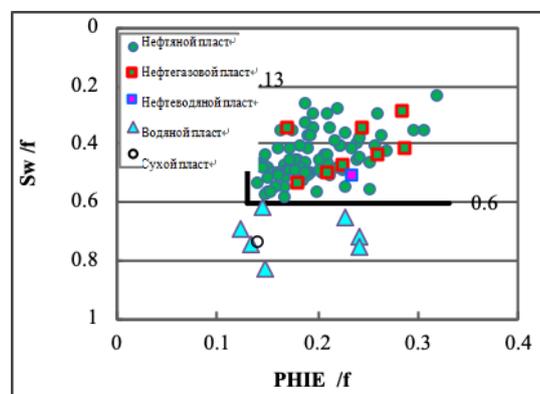


Рисунок 5.19 – Зависимость пористости от водонасыщенности горизонта М- II м/р Акшабулак

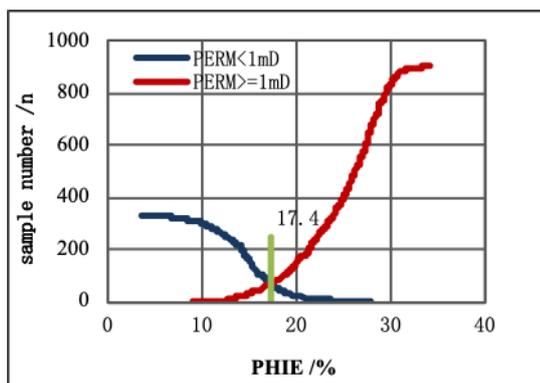


Рисунок 5.20 – Карта накоп. частоты пористости на кернах из горизонта Ю-0 м/р Акшабулак

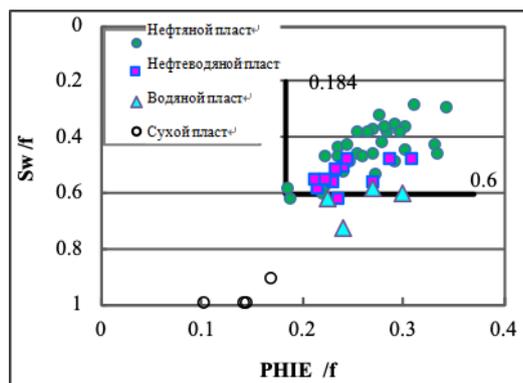


Рисунок 5.21 – Зависимость пористости от водонасыщенности горизонта Ю-0 м/р Акшабулак

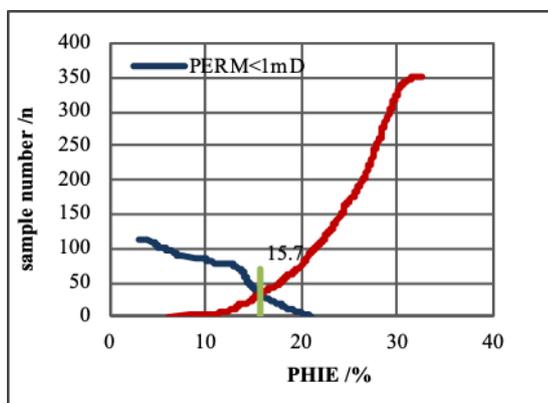


Рисунок 5.22 – Карта накоп. частоты пористости на кернах из горизонта Ю- I ~ II м/р Акшабулак

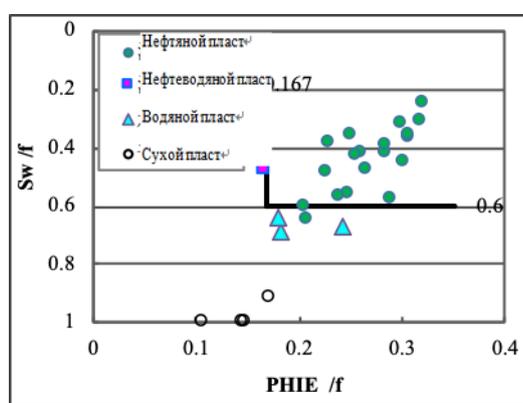


Рисунок 5.23 – Зависимость пористости от водонасыщенности горизонта Ю- I ~ II м/р Акшабулак

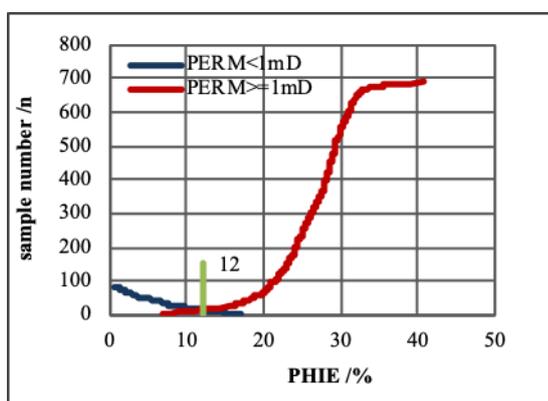


Рисунок 5.24 – Карта накоп. частоты пористости на кернах из горизонта Ю- III м/р Акшабулак

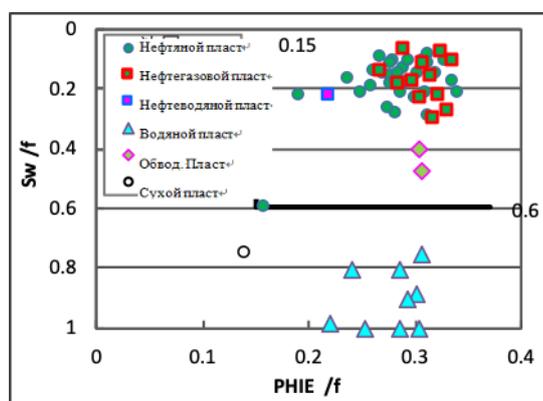


Рисунок 5.25 – Зависимость пористости от водонасыщенности горизонта Ю- III м/р Акшабулак

Таблица 5.5 – Сводная таблица граничных значений пористости горизонтов на м/р Акшабулак

Горизонт	Значение Cutoff пористости по методу накоп. частоты (%)	Значение Cutoff пористости по методу Зависимость пористости от проницаемости (%)	Значение Cutoff пористости по методу опробования (%)	Значение Cutoff пористости по комплексному методу (%)
М- II	11,8	11,5	13	11,5
Ю-0	17,4	16,9	18,4	17,5
Ю- I ~ II	15,7	15,3	16,7	16,5
Ю-III	12	10,6	15	13,5
Ю-IIIa	/	7,3	6,5	6,5

5.7.3 Граничное значение водонасыщенности

На основе данных анализов керна и данных опробования на м/р Акшабулак, с применением зависимости пористости и водонасыщенности определили значение Cutoff водонасыщенности коллекторов (Рисунки 5.26~5.29).

Таблица 5.6 – Сводная таблица нижнего предела параметров горизонтов м/р Акшабулак

Горизонт	Значение Cutoff глинистости	Значение Cutoff Пористости (%)	Значение Cutoff водонасыщенности (%)
М- II	0,40	11,5	0,6
Ю-0	0,36	17,5	0,6
Ю- I ~ II	0,40	16,5	0,6
Ю-III	0,30	13,5	0,6
Ю-IIIa	/	6,5	

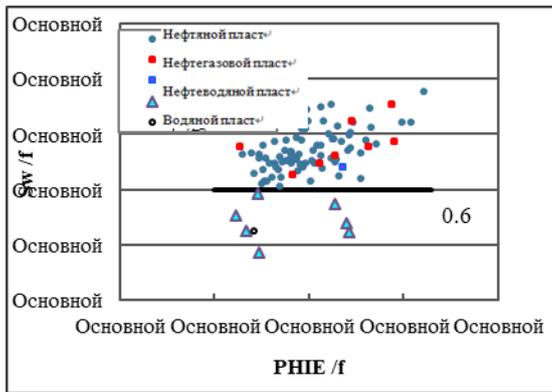


Рисунок 5.26 – Зависимость водонасыщенности от пористости горизонта М- II м/р Акшабулак

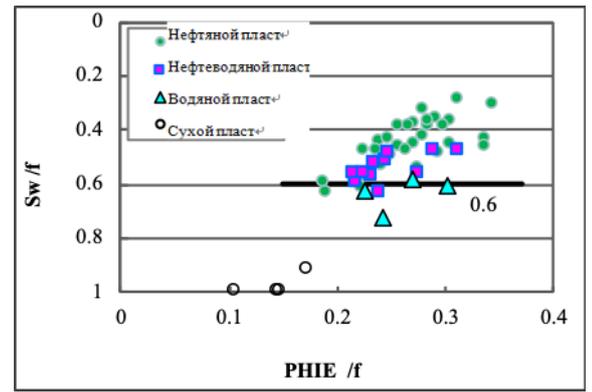


Рисунок 5.27 – Зависимость водонасыщенности от пористости горизонта Ю-0 м/р Акшабулак

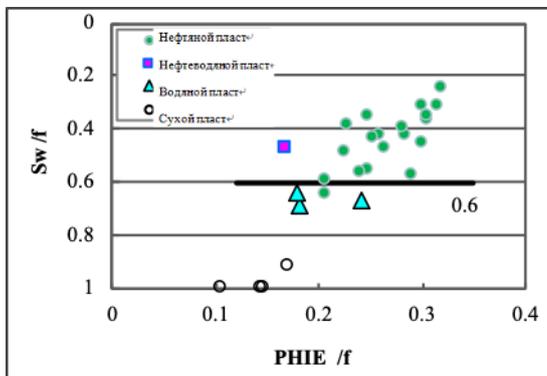


Рисунок 5.28 – Зависимость водонасыщенности от пористости горизонта Ю- I ~ II м/р Акшабулак

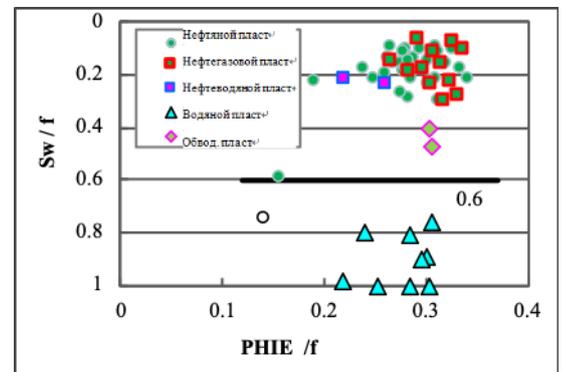


Рисунок 5.29 – Зависимость водонасыщенности от пористости горизонта Ю- III м/р Акшабулак

6 История развития подсчета запасов нефти и газа

Построение трехмерных цифровых геологических моделей в настоящее время уже стало естественной составляющей технологических процессов обоснования бурения скважин и составления планов разработки месторождений углеводородов, включая оценку экономической эффективности предлагаемых геолого-технологических мероприятий. В значительной степени это связано с усложнением строения разрабатываемых месторождений и новыми технологиями добычи, например, бурением горизонтальных скважин.

Несмотря на богатейшие традиции геологической науки России (более трехсот лет основания горного дела в России согласно указу Петра I, построение трехмерных цифровых геологических моделей нефтяных и газовых месторождений является в нашей стране относительно молодым направлением в прикладной нефтегазовой геологии, возникнув и развиваясь около 15 лет [15].

Впервые подсчет запасов нефти объемным методом в 1888 г. выполнил горный инженер А.М. Коншин. В его работе отражены результаты подсчета по Ильскому и Крымскому районам Кубани [13].

Появление трехмерного геологического моделирования как самостоятельного направления оказалось возможным вследствие следующих основных факторов:

- разработки математических принципов и алгоритмов трехмерного моделирования,
- развития смежных областей геологического и геофизического знания — обработки и интерпретации 3D сейморазведки, сиквенс-стратиграфии, а также трехмерного гидродинамического моделирования;
- появления достаточно мощных компьютеров и рабочих станций, позволяющих выполнять сложные математические расчеты с достаточным быстродействием и визуализацией результатов;
- разработки коммерческих программ, обеспечивающих цикл построения трехмерных моделей (загрузка, корреляция, картопостроение, построение кубов ФЕС, визуализация, анализ данных, выдача графики и др.);
- накопления обширного опыта двумерного геологического моделирования, подсчета запасов и нефтегазопромысловой геологии.

Таким образом, начало работ по трехмерному моделированию естественным образом связано с появлением на рынке в 1993—94 годах и началом продаж программ Stratamodel (Landmark), IRAP RMS (Smedvig Technologist), несколько позже — 3D Property (Shlumberger). Широкомасштабные продажи пакетов трехмерного моделирования начались в 1996—97 годах.

В настоящее время пакет Stratamodel используется весьма ограниченно, фирма Shlumberger распространяет пакет Petrel, пришедший на смену 3D Property, пакет IRAP RMS распространяется компанией Roxar — преемником

Smedvig Technologist, фирма Paradigm Geophysical предлагает пакет Gocad. Разработка и продажа российских пакетов трехмерного моделирования началась с задержкой примерно на 4—5 лет после выхода на российский рынок западного софтвера.

Впервые на отраслевом уровне задача построения трехмерных геологических и гидродинамических моделей при проектировании разработки российских месторождений углеводородов была поставлена в Регламенте по проектированию (1996 г.), что послужило толчком к массовому началу работ по построению трехмерных геологических моделей.

Большую роль в дальнейшем развитии 3D геологического моделирования сыграли постановление Центральной комиссии по разработке о необходимости построения 3D геологических и гидродинамических моделей при создании проектных документов, а также подготовка отраслевых документов в области 3D моделирования: Регламента по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (2000 г.) и Методических указаний по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (2003 г.).

Развитие программных пакетов геологического моделирования обеспечивается, с одной стороны, появлением новых принципов и алгоритмов 3D моделирования (нейронные сети, многоточечная статистика — MPS), с другой — расширением функциональности за счет включения и интеграции новых модулей (анализ данных сейсморазведки, сопровождение бурения горизонтальных скважин, апскейлинг). Таким образом, трехмерное цифровое геологическое моделирование продолжает оставаться интересным, увлекательным и экономически эффективным направлением нефтегазовой геологии. [15].

Поиск месторождений нефти и газа является самым трудоемким и дорогостоящим процессом. Решения об инвестировании всегда принимаются в условиях неопределённости. В этом случае производится построение геологических моделей, которые решают следующие задачи:

- подсчет запасов углеводородов;
- планирование (проектирование) скважин;
- оценка неопределенности и рисков;
- подготовка основы для гидродинамического моделирования [14].

Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов осуществляется на основе параметров, соответствующих особенностям геологического строения месторождения и степени его изученности. При геометризации залежей и определении величин подсчетных параметров используются интерполяционные и корреляционные программы построения карт, геологических разрезов, а также результаты граничных значений открытой пористости, проницаемости и эффективной нефтегазонасыщенности, полученные по керну и геофизическим исследованиям скважин (ГИС).

7 Геологическое моделирование

Появление современных концепций трехмерного моделирования было неизбежным, поскольку это очередной эволюционный шаг в развитии понимания геологической структуры месторождения, обстановки осадконакопления и процессов, происходящих при разработке месторождений нефти и газа. Изначально моделирование разработки месторождений сводилось к расчету уравнений фильтрации нефти и газа по пласту-коллектору по существенно упрощенным формулам, тогда как отображение графической информации представлялось исключительно картами, разрезами и различными технологическими схемами. На данный момент процесс моделирования состоит из двух последовательных этапов: геологическое моделирование и гидродинамическое моделирование. Современные программные комплексы трехмерного моделирования (симуляторы) совмещают в себе математический аппарат для расчета уравнений фильтрации и полнофункциональный механизм визуализации геологических данных. Основой трехмерного моделирования является 3D модель, создаваемая на этапе геологического моделирования и впоследствии обновляемая на дальнейших этапах. 3D модель – это виртуальный объект, отображающий основные элементы пластовой системы или повторяющий ее поведение, но при этом в достаточной степени простой, чтобы обеспечить расчеты по такой модели [1].

Геологическая модель залежи нефти и газа, представления о процессе формирования и строении залежи (воплощенные вербально, картографически, математически и компьютерно-программным способом), постоянно изменяются по мере получения информации (геофизической, геолого-промысловой и др.). Особенности геологического строения любого месторождения нефти и газа определяются характером распределения в пределах какой-либо площади песчано-глинистых толщ, обусловленных в большей степени геодинамикой среды осадконакопления и геодинамикой последующего развития и всей геологической историей района работ. Разведываемые и разрабатываемые продуктивные на нефть и газ пласты, объекты, залежи, месторождения имеют гораздо более сложное строение по сравнению с априорными представлениями. Так, морфология поверхности геологических продуктивных тел может не быть такой гладкой (как мы обычно её упрощаем при составлении цифровых геологических карт и моделей), продуктивный объект может быть представлен (и обычно представляет) серией отдельных линз песчаников со сложным характером изменения в пространстве ФЕС [2].

Состав выходных документов представления модели определяется конечной задачей – подсчётом запасов, оперативным подсчётом запасов на отдельном этапе, построением гидродинамической модели, составлением технологической схемы разработки и т. д. Результаты моделирования представляют набором карт и цифровых геологических сеток, отображающих

геометрию коллектора, распределение прогнозируемых ФЕС и запасов в целевых объектах. Геологическая 3D модель представляется в виде трёхмерных объёмных сеток, либо послойных цифровых карт. Трёхмерная модель сопровождается осреднением параметров по пластам или зональным интервалам и дополняется набором структурных карт и послойных карт осреднённых параметров [2].

7.1 Основные этапы построения геологической модели

Сбор, анализ и подготовка исходных данных является первым и одним из наиболее важных этапов создания геологической модели. От достоверности и качества используемой информации напрямую зависит конечный результат моделирования [2].

В процессе построения модели формируется структурированная база данных, которая обеспечивает высокую технологичность рабочего процесса на всех этапах моделирования и образует единую информационную среду для анализа сейсмических, скважинных, геофизических и промысловых данных, а также результатов гидродинамического моделирования и контроля за разработкой залежи [2].

Построение трехмерной геологической модели месторождения было выполнено в пакете геологического моделирования Petrel.

При построении геологической модели была использована вся геолого-геофизическая информация по состоянию изученности на 02.01.2015г.

Перед созданием геологической модели в проект были загружены следующие данные.

- Данные по скважинам

По состоянию на 02.01.2015 года на месторождений пробурено 117 поисково-разведочные и эксплуатационные скважины. Загружены данные координаты устья, отметок альтитуд и забоя, инклинометрия по всем скважинам.

- Данные ГИС и РИГИС

Каротажные данные представлены стандартным комплексом каротажных диаграмм: кривая естественной гамма радиоактивности (ГК), потенциал самополяризации (ПС), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), нейтронный каротаж (НКТ), также есть данные плотностного каротажа (РНОВ), акустического каротажа (АК), потенциал зонда (ПЗ) и БКЗ (ГЗ). Так же была загружена данные РИГИС в виде: РНIE, SW, VCLAV.

- Сейсмика 3Д

Была загружена в модель сейсмический куб по глубине «AKSH_+90_Depth_conversion».

Для построения модели были использованы структурные поверхности, которые приурочены к кровлям пластов М-1 (кровля арыкумского горизонта нижнедаульской подсвиты), Ю-0-1а (кровля верхнеюрских отложений,

акшабулакская свита), Ю-I (кровля верхнекумкольской свиты), подошве пласта Ю-II, кровлям пластов Ю-IIIт, Ю-IV и кровле доюрских отложений (PZ). Структурно-тектонические нарушения принятые в модели были построены на основе обновленной интерпретации разломов (Рисунок 7.1).

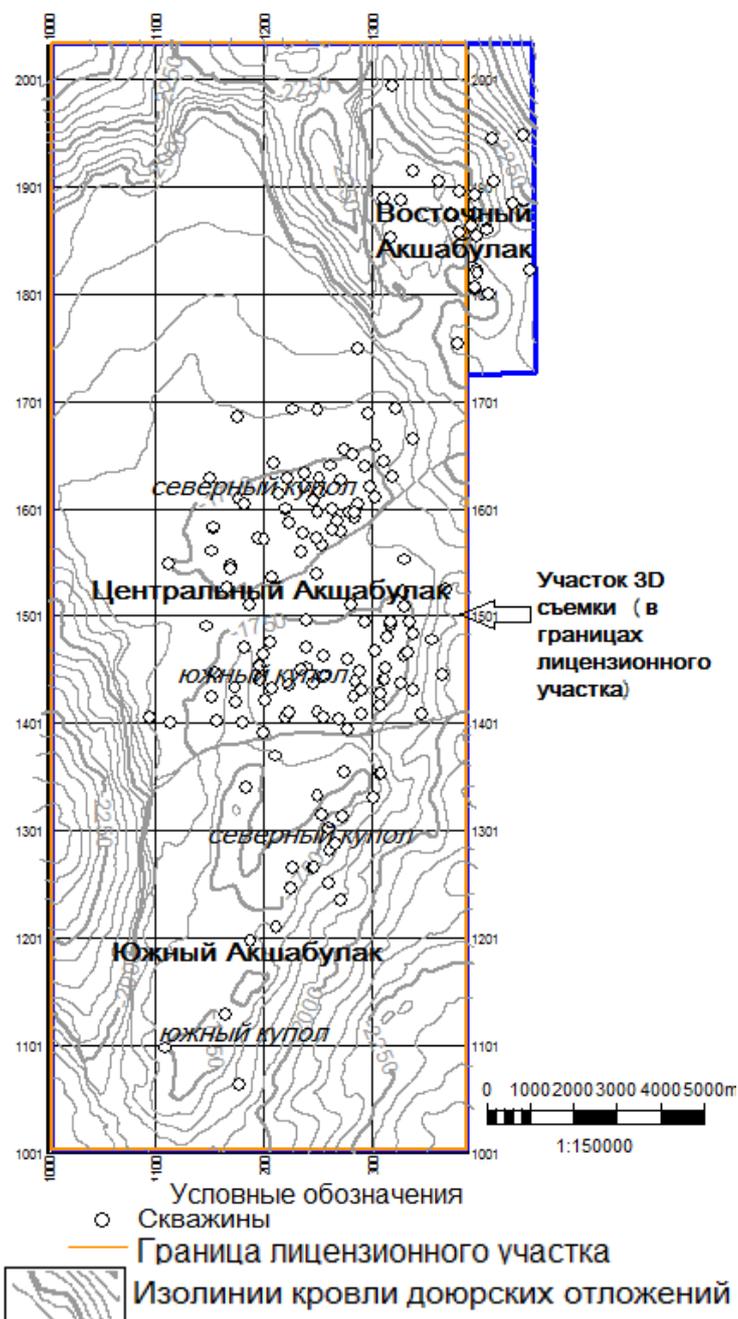


Рисунок 7.1 – Обзорная схема Акшабулакского месторождения

- Структурные нарушения

В модель была загружена интерпретация данных сейсморазведки 3Д в виде полигонов разломов.

- Геологическая интерпретация.

В модель были загружены геологические отбивки по скважинам, полученные как результат интерпретации в рамках настоящего пересчета

запасов.

В модель загружены интервалы и результаты испытания скважин

- Данные Ressum

В модель были загружены данные суммирования интервалов выделенных коллекторов, которые включают приведенные к вертикальной толщине эффективные толщины по скважинам.

- Положение контактов;
- Граница горного отвода;
- Также в процессе создания модели привлекалась информация предыдущих отчетов.

7.2 Корреляция, выделение маркеров

Для корреляции использованы все скважины, для которых набор и качество каротажных кривых позволяли провести корреляционные границы. Построенные корреляционные разрезы, которые охватывают скважины в пределах лицензионного участка и северо-восточной части. Корреляция выполнена для пластов групп М, Ю-0, Ю-I, Ю-II и Ю-III – фундамент.

Для корреляции использовался комплекс методов: стандартный каротаж, включающий в себя кривую собственной поляризации, индукционный и электрический каротаж; радиоактивный каротаж - гамма и нейтронный, плотностной и акустический каротаж, а также кавернометрия. В зависимости от качества каротажа в каждой отдельной скважине рассматривались различные комбинации кривых. Учитывались результаты интерпретации ГИС по определению литологии и насыщения, результаты опробования и испытания в скважинах. Предпринималась попытка использования керновых данных.

Особое внимание было обращено на детальную корреляцию разрезов меловых и верхнеюрских отложений. В условиях неравномерного распространения в них пород-коллекторов, представленных слабо коррелируемыми между собой пачками песчаников и алевролитов среди глинистой толщи, корреляция проводилась согласно следующей последовательности. В первую очередь корреляция разрезов скважин основывалась на выборе реперов в пределах крупных стратиграфических единиц, создающих основу для более локальной корреляции. Затем выделялись и сопоставлялись более мелкие объекты-пласты, расположенные в пределах уже коррелированной стратиграфической толщи. В результате прослежены следующие маркирующие границы:

по группе М: М-I, МII-1D, МII-1C, МII-1B, МII-1A, МII-shale, МII-2, М-II-2_bot.

По группе Ю-0: U-0-1a, U-0-1b, U-0_2, U-0-2bot,

По группе Ю-I: U-I, U-1_a и U-1_b ,

По группе Ю-II: U-II_B, U-II_A, U-IIbot,

По группе Ю-III до фундамента: U-IIIa, U-III_Ter, U-IIIbot, U-III_s, U-IV, PZ.

Кровля арыскупского горизонта (М-I) однозначно отбивается во всех скважинах по смене низких сопротивлений вышележащего комплекса отложений на повышенные в отложениях арыскупского горизонта. Четкая ступенька также отмечается в значениях акустического каротажа (скачкообразное увеличение значений от низких к более высоким). На рисунке (Рисунок 7.2) приведен пример стратиграфической разбивки разреза по основным реперным горизонтам. В первом треке поля каждой скважины приведены: кривая РК – черный цвет, кривая ПС – красный цвет, каверномер – светло-серый пунктир, нейтронный каротаж – розовая кривая, индукционный каротаж – зеленая кривая (перевернутая). Во втором треке: кривые сопротивлений. В третьем треке: кривая акустического каротажа (перевернутая) – синий цвет, кривая плотностного каротажа – коричневый цвет.

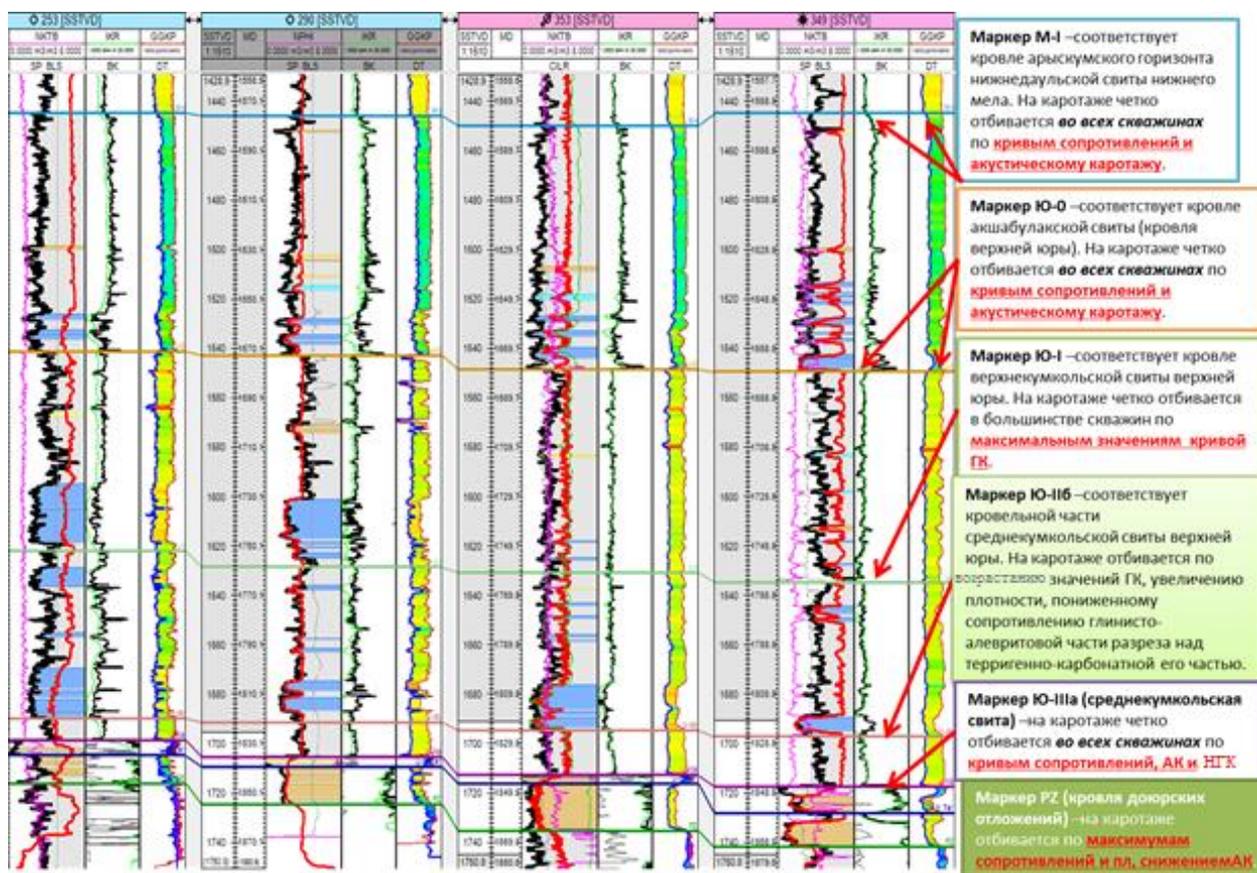


Рисунок 7.2 – Стратиграфическая разбивка разреза по материалам ГИС в скважинах

В пределах месторождения верхнеюрские отложения (верхний маркер Ю-0-1a - U-0-1a в проекте PETREL) имеют выраженное двучленное строение. Верхняя часть, относящаяся к киммеридж-титону и слагаемая породами акшабулакской свиты, залегает с частичным размывом и угловым

несогласием под нижнемеловыми отложениями. На каротажных кривых она характеризуется скачком сопротивлений (от высоких к низким), пониженными значениями гамма-каротажа, скачком в сторону повышения значений акустического каротажа.

С достаточной уверенностью выделяется маломощный глинистый репер в подошве пластов. Толщина его варьирует в пределах нескольких метров (от 1.5м до 4м), чем и объясняется трудность его прослеживания в сейсмическом поле. Условно эта перемишка разделяет акшабулакскую и кумкольскую свиты. Кровля кумкольской свиты маркируется как Ю-I. Маркер Ю-II подошва соответствует кровле среднекумкольской подсвиты верхней юры. На каротажных кривых отбивается по увеличению значений ГК, плотности, пониженным сопротивлениям преимущественно глинистой части разреза над терригенно-карбонатной пачкой пласта Ю-III.

Маркер Ю-IIIа наиболее четко прослеживается на каротажных кривых по резкому увеличению сопротивлений, значений нейтронного каротажа, снижению значений ГК, увеличению плотности, скачкообразному снижению значений акустического каротажа. В подошве этой пачки по кровле глинистой перемишки или опесчаненной части разреза (при отсутствии глинистой перемишки) прослежен маркер Ю-IIIг.

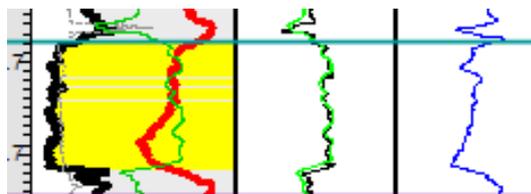
Подошвой пласта Ю-III на большей части территории месторождения в сводовых частях поднятия является кровля доюрских отложений, маркируемая, как PZ. На каротажных кривых отбивается по кратному повышению сопротивления, повышенным значениям нейтронного каротажа, резкому снижению значений акустического каротажа, увеличению плотности.

Подошва пласта Ю-III в скважинах восточного обрамления Акшабулакской структуры в зоне присутствия отложений пласта Ю-IV, отнесенному к подошвенным отложениям среднекумкольской подсвиты, по каротажным кривым отбивается не везде однозначно. Чаще всего в этой зоне отбивка приурочена к кровле первой достаточно выдержанной глинистой перемишки между песчаными пачками или просто к кровле глин, которые залегают непосредственно на породах фундамента. Коррелятивным признаком этих пород на каротажных диаграммах является иногда наблюдаемое возрастание сопротивлений и повышенные значения нейтронного каротажа (по сравнению с вышележащими отложениями).

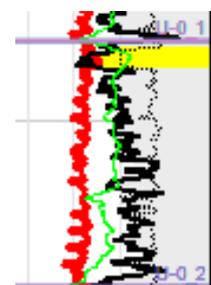


Пойменные фации под горизонта Ю-0-2 характеризуются в большинстве случаев изрезанным характером кривых ГК и ПС с

тенденцией к увеличению глинизации к кровле и большим количеством тонких проницаемых прослоев. Для пойменных фаций подгоризонта Ю-0-1б, в отличие от Ю-0-2, преобладающей тенденцией является увеличение



песчанистости к кровле при



общей тенденции к увеличению глинистости разреза. В русловых фациях, при характерном скачкообразном изменении кривых в сторону снижения значений ГК и плотности, по кривым ПС иногда отмечается увеличение глинистости к кровле. Необходимо отметить, что на характер кривых влияет конгломерато-галечная составляющая, искажая характер их записи.

Пласты М-II-1 и М-II-2. В горизонте М-II выделяются два продуктивных пласта – М-II-1 и М-II-2, разделенных глинистой перемычкой. Детальное сопоставление разрезов скважин показало, что пласты М-II-1 и М-II-2 имеют неоднородное строение и в этих комплексах возможно выделение пяти циклов, характеризующихся уменьшением зернистости отложений вверх по разрезу (М-II-2, М-II-1D, М-II-1С, М-II-1В, М-II-1А). (Рисунок 7.3).

Продуктивный горизонт М-II-2 приурочен к нижней песчаной пачке арыкумского горизонта и представлен разномерными песчаниками, песками с примесью гравелитов и конгломератами. Продуктивный горизонт М-II-1 приурочен к отложениям арыкумского горизонта нижнедаульской подсвиты, коллектора представлены переслаиванием песчаников, песков и левролитов. В нижней части горизонта встречаются слои плотных гравелитов на глинисто-карбонатном цементе.

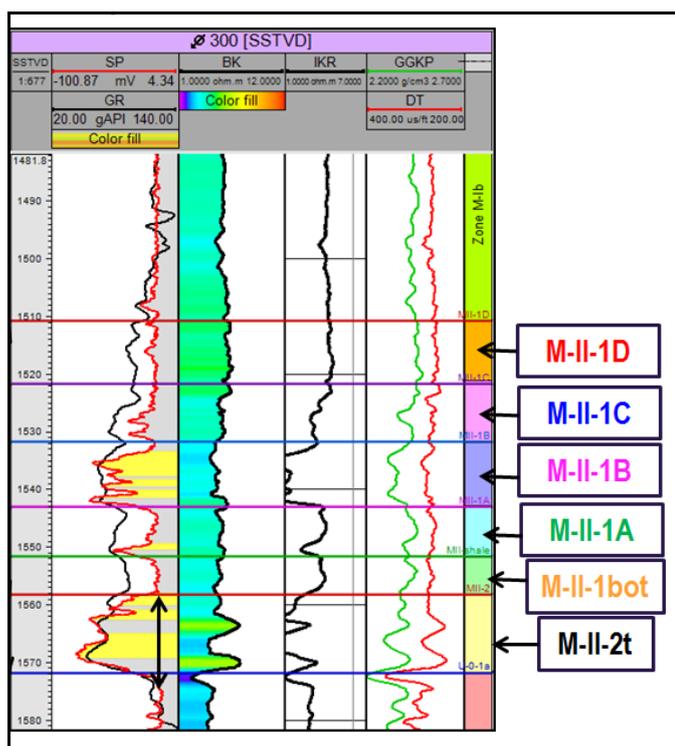


Рисунок 7.3 – Внутренние разбивки горизонта М-II

После анализа всех исходных данных, было принято решение о создании четырех разных геологических моделей: МII (М-I - М-II-2) – модель 1; U-0U1 (U-0-1a, U-0-1b, U-0-2, U-I) – модель 2; U-II – модель 3; U-III (U-IIIa, U-III, U-IV) – модель 4. Такое решение было главным образом обусловлено разным количеством выделенных разломов в верхней и нижней

частях структуры, разными свойствами PVT, а также для уменьшения количества ячеек, что значительно сокращает время расчета.

7.3 Структурное моделирование

Структурное моделирование – это моделирование организационной структуры систем и подсистем, таких как: информационные, организационные, функциональные, стратовые, управляющие, т.е. моделирование состава и связей между элементами системы. Правильная организация структуры всех подсистем определяет оптимальное функционирование всей системы, в целом. Оптимальное поведение функционирования отражается в максимальной доходности системы (объекта).

Разломы для всех моделей создавались на основе полигонов разломов, полученные в результате переинтерпретации сейсмических данных, а также привлечения фактических данных бурения скважин (интерпретация ГИС, опробование, разработка) (Рисунки 7.4, 7.5, 7.6).

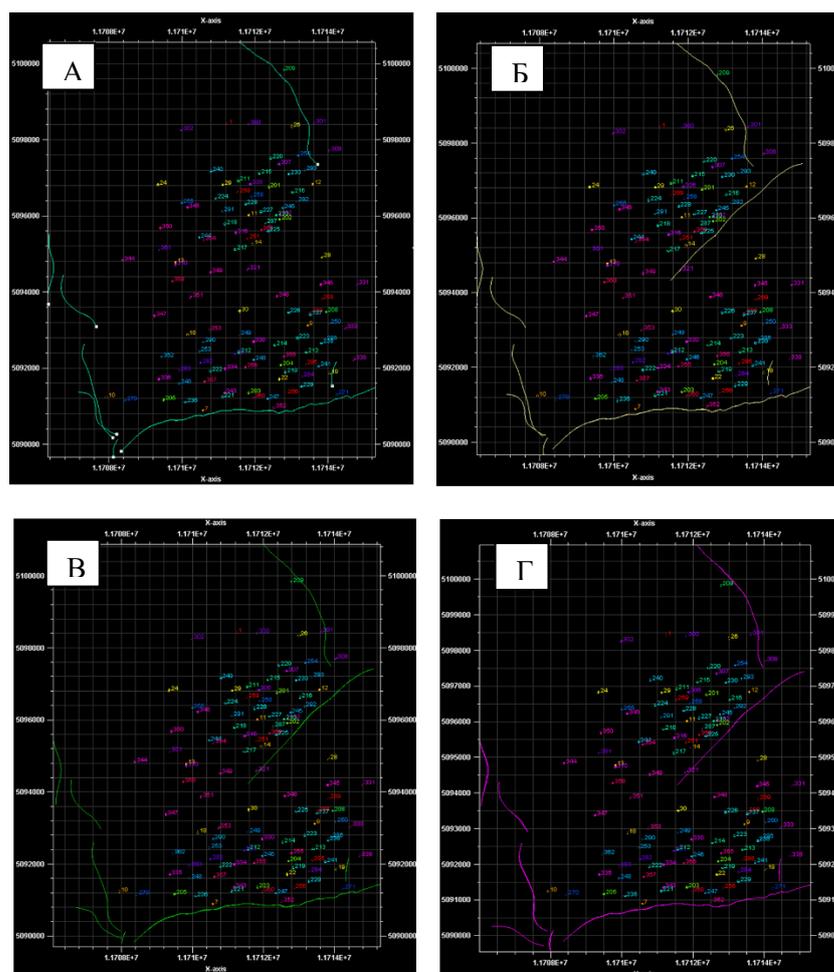


Рисунок 7.4 – Полигоны разломов для: а) модели 1 (М-II); б) модели 2 (Ю-0, Ю-I); в) модели 3 (Ю-II); г) модели 4 (Ю-III).

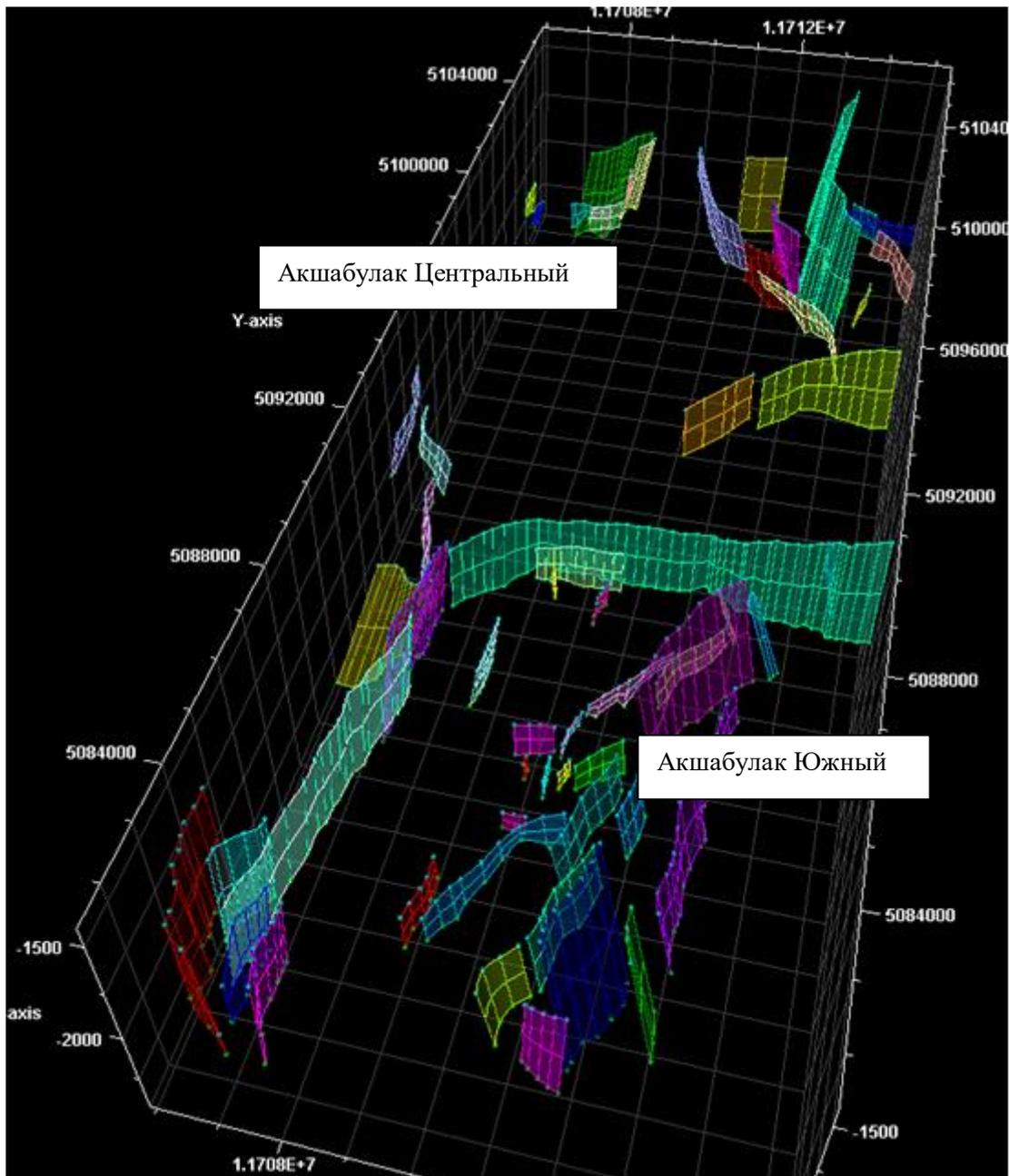


Рисунок 7.5 – Модель разломов

На основе заданных разрывных нарушений были выделены основные тектонические блоки, которые в ряде объектов играют роль флюидных барьеров.

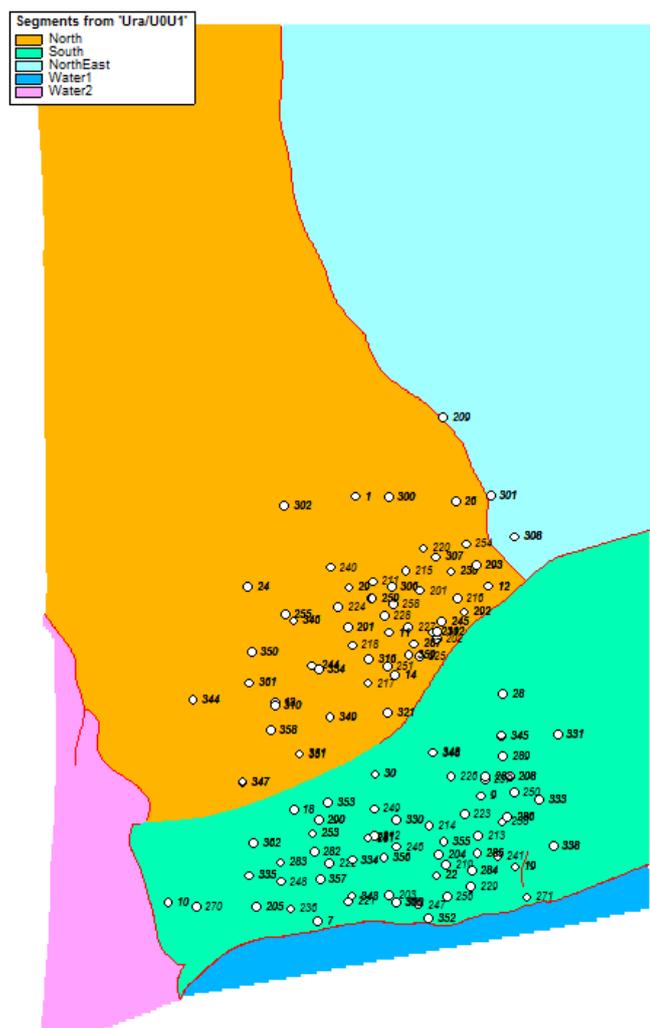


Рисунок 7.6 – Схема зон нарушений и выделенные для моделирования сегменты модели

Создание структурных каркасов

Первая модель соответствует пластам группы М (Struct Framework - Mx50), вторая модель соответствует пластам объекта разработки Ю-0 и Ю-I (Struct Framework – U-0UI x50), третья модель соответствует пластам объекта разработки Ю-II (Struct Framework – U-II x50), четвертая модель соответствует пластам объекта разработки Ю-III, Ю-IV (Struct Framework – U-III x50).

Следующим этапом создания структурных каркасов явилось построение горизонтов. Исходными данными для построения горизонтов служили сейсмические поверхности, полученные в результате интерпретации сейсмических данных, а также отбивки горизонтов по скважинам, полученные в результате корреляции.

Горизонты отстраивались конформно конвергентным методом (*Convergent*) с увязкой по скважинным данным в каждом сегменте отдельно. Из-за сложного геологического строения горизонты модели 3 отстраивались

через карты толщин, где в зонах выступа фундамента задавалась нулевая толщина.

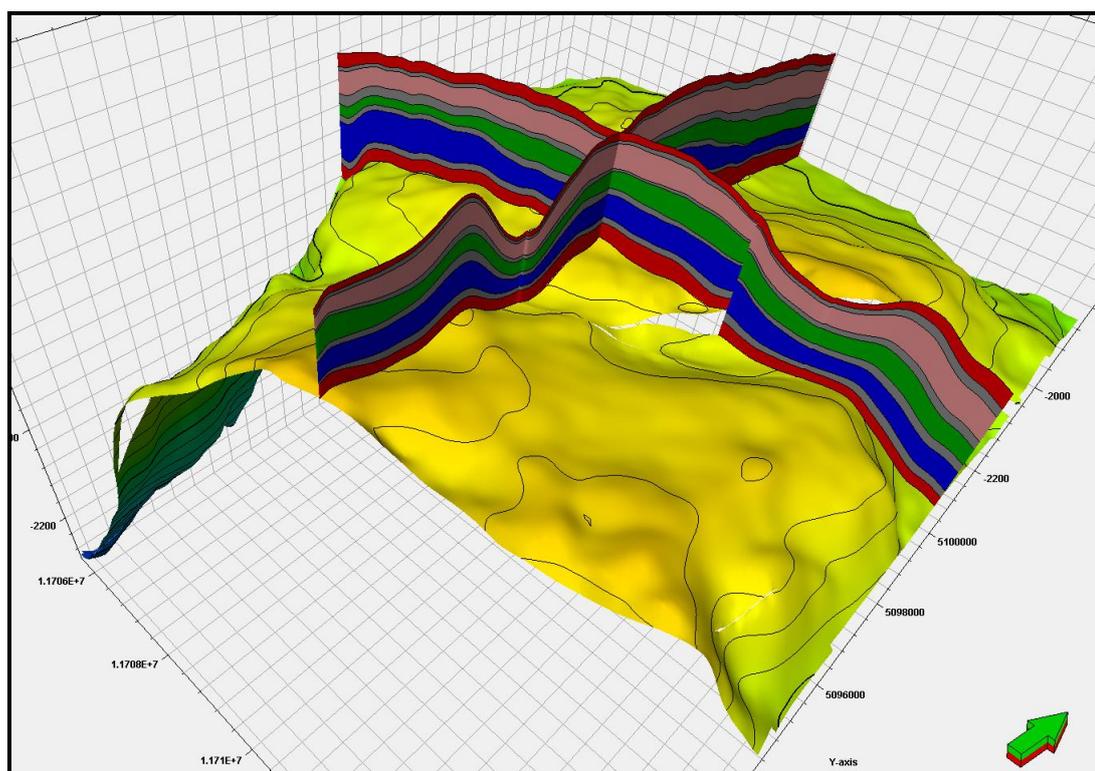


Рисунок 7.7 – Разрез полученных поверхностей по Модели 1

На каждом этапе создания геологической модели проводился контроль над согласованностью исходных данных и результатов построений, как с помощью встроенных функций, так и визуально.

Построение структурной модели для последующего трехмерного моделирования включало в себя определение требуемых размеров сетки по вертикали и плоскости, а также построение самих геологических поверхностей, определяющих геометрию модели.

Ниже в таблице 7.1 представлена общая характеристика отстроенных каркасов.

Таблица 7.1– Общая характеристика сеток моделей

Модель 1	Число ячеек (nI x nJ x nK)	224 x 358 x 151
	Размер ячеек (ΔX x ΔY x ΔZ)	50 x 50 x 0,44
	Количество ячеек	12108992
Модель 2	Число ячеек (nI x nJ x nK)	220 x 358 x 184
	Размер ячеек (ΔX x ΔY x ΔZ)	50 x 50 x 1,01
	Количество ячеек	14491840
Модель 3	Число ячеек (nI x nJ x nK)	220 x 358 x 33
	Размер ячеек (ΔX x ΔY x ΔZ)	50 x 50 x 0,99
	Количество ячеек	2599080
Модель 4	Число ячеек (nI x nJ x nK)	220 x 358 x 96

Размер ячеек ($\Delta X \times \Delta Y \times \Delta Z$)	50 x 50 x 0,96
Количество ячеек	7560960

7.4 Литологическое и петрофизическое моделирования

Перенос скважинных данных на геологическую сетку.

Для целей литологического и петрофизического моделирования свойств в межскважинном пространстве были использованы следующие каротажные кривые:

Куб песчаности - непрерывная кривая NTG_model. Настоящая кривая была получена из кривой NTG.

Куб пористости - непрерывная кривая Poro_model. Загруженная кривая результатов интерпретации эффективной пористости по ГИС.

Куб насыщенности - непрерывная кривая Sw_model. Загруженная кривая результатов интерпретации водонасыщенности по данным ГИС.

Для осреднения кривых был выбран метод среднего арифметического на интервале (*Arithmetic*).

Моделирование куба песчаности

Ниже на рисунках 7.8 – 7.11 показаны продольные и поперечные профили полученного куба песчаности.

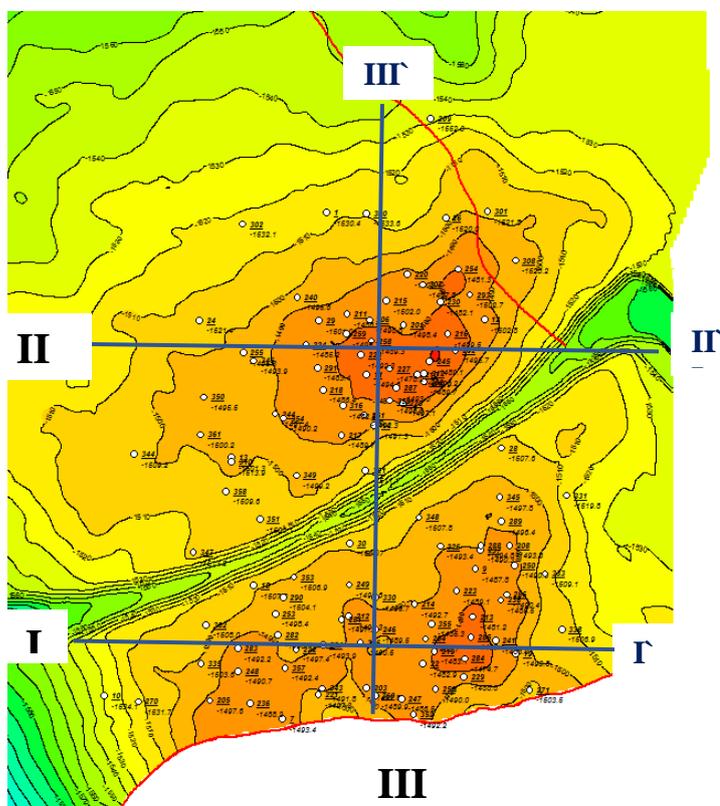


Рисунок 7.8 – Структурная карта по кровле горизонта М-І. І-І', ІІ-ІІ', ІІІ-ІІІ' - линии профилей

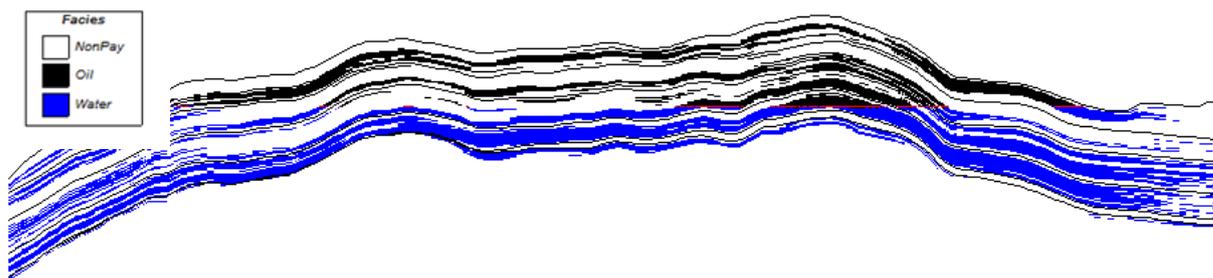


Рисунок 7.9 – Куб песчаности Модели 1. Профиль по линии I-I

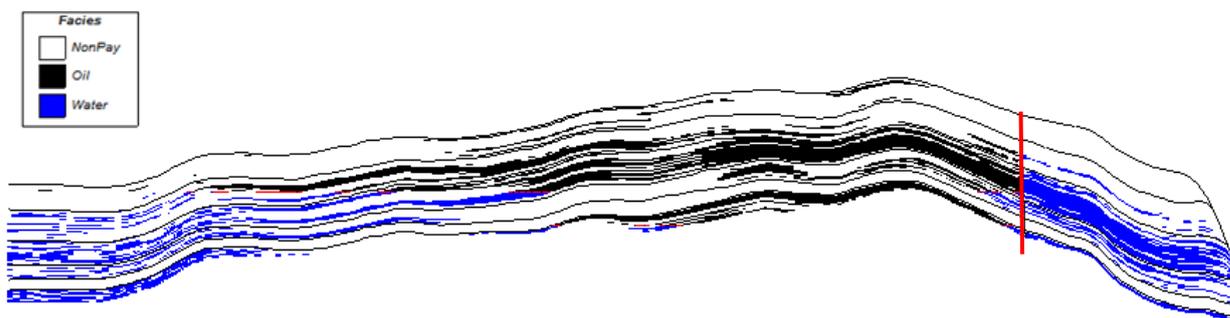


Рисунок 7.10 – Куб песчаности Модели 1. Профиль по линии II - II

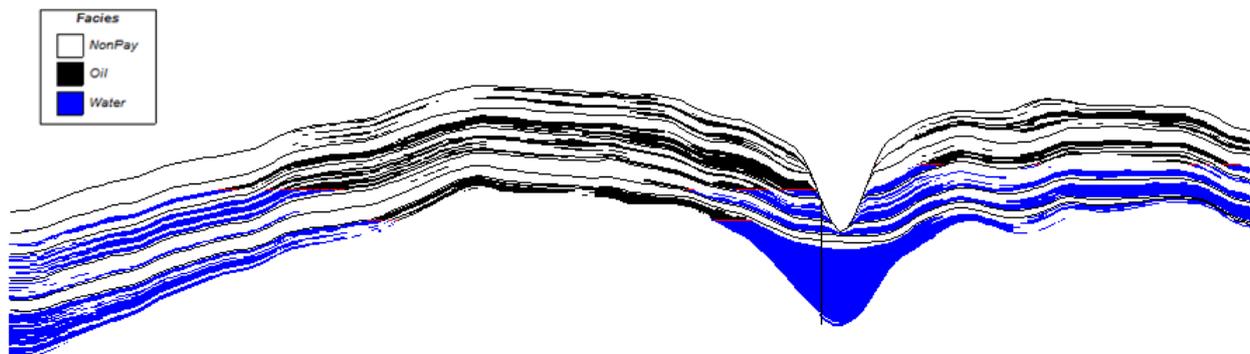


Рисунок 7.11 – Куб песчаности Модели 1. Профиль по линии III - III

Для оценки качества полученных кубов были построены распределения непрерывного параметра песчаности по исходным скважинным данным (Well logs), осредненным скважинным данным (Upscaled cells), и полученному в результате моделирования кубу песчаности (NTG_model) (Рисунки 7.12-7.13).

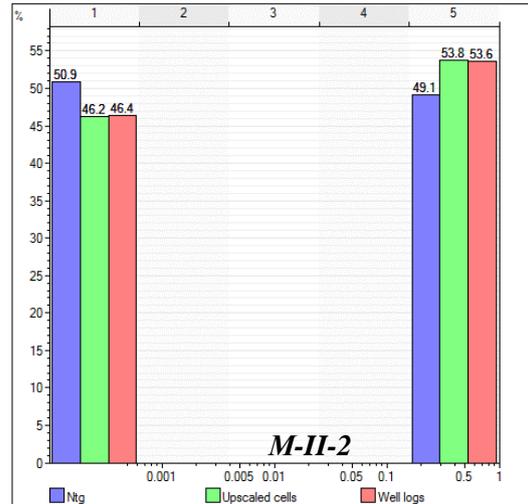
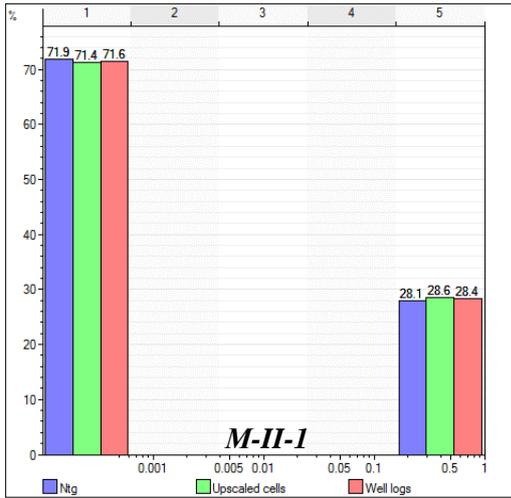


Рисунок 7.12 – Распределение параметра песчаности исходных данных, осредненных данных и результата моделирования. Модель 1

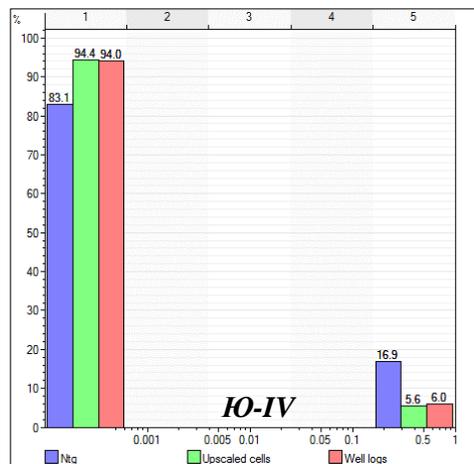
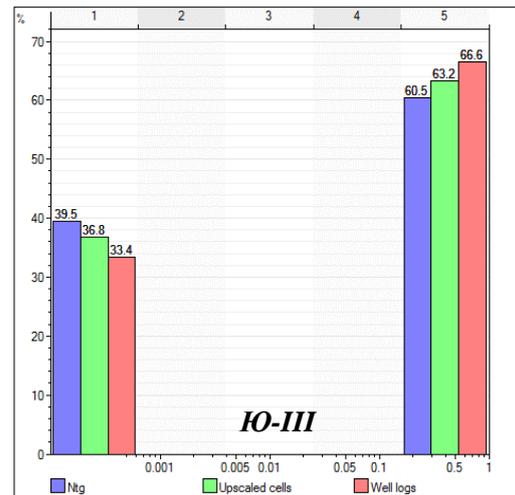
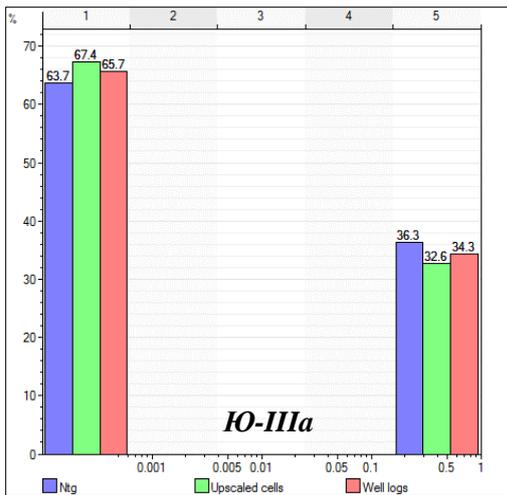


Рисунок 7.13 – Распределение параметра песчаности исходных данных, осредненных данных и результата моделирования. Модель 4

Итогом моделирования куба песчаности стала оценка эффективных нефтенасыщенных объемов, построения карт по кровле, подошве коллекторов и эффективных нефтенасыщенных толщин.

Моделирование куба пористости

После получения куба песчаности по каждому из пластов методом *Sequential Gaussian simulation* была смоделирована пористость. Для моделирования пористости использовались фактические данные по скважинам, полученные по результатам интерпретации ГИС. Значение пористости распространялась в пределах присутствия коллектора.

Ниже на рисунках 7.14– 7.21 показан куб пористости.

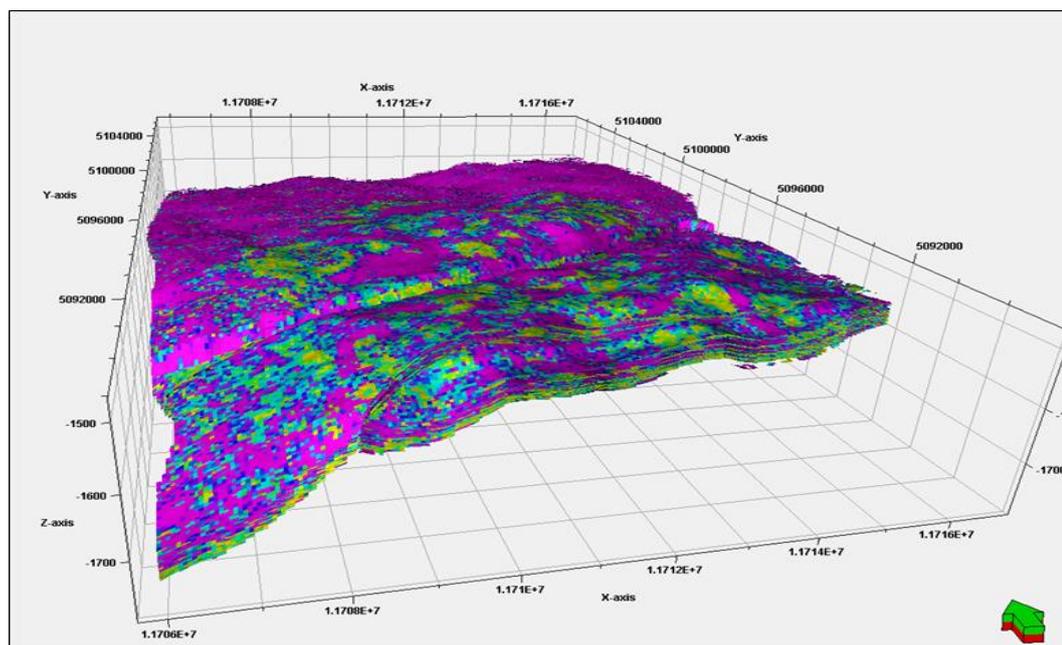


Рисунок 7.14 – Куб пористости Модели 1

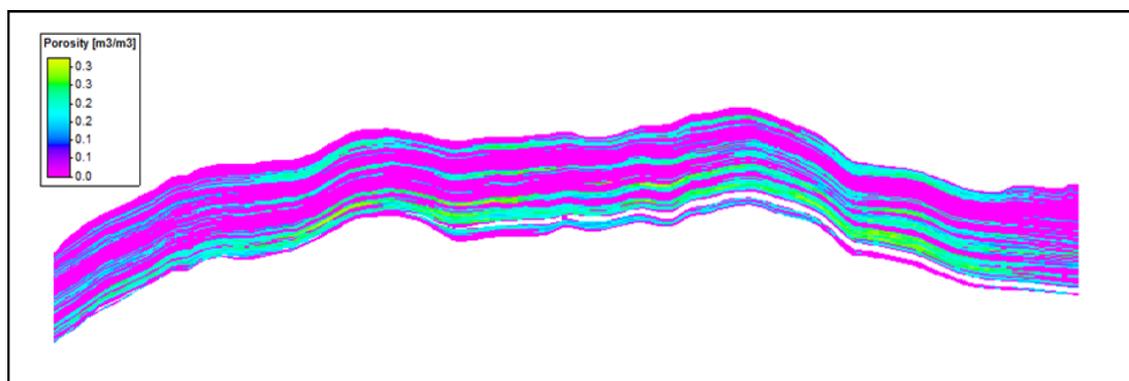


Рисунок 7.15 – Куб пористости Модели 1. Профиль по линии I-I'

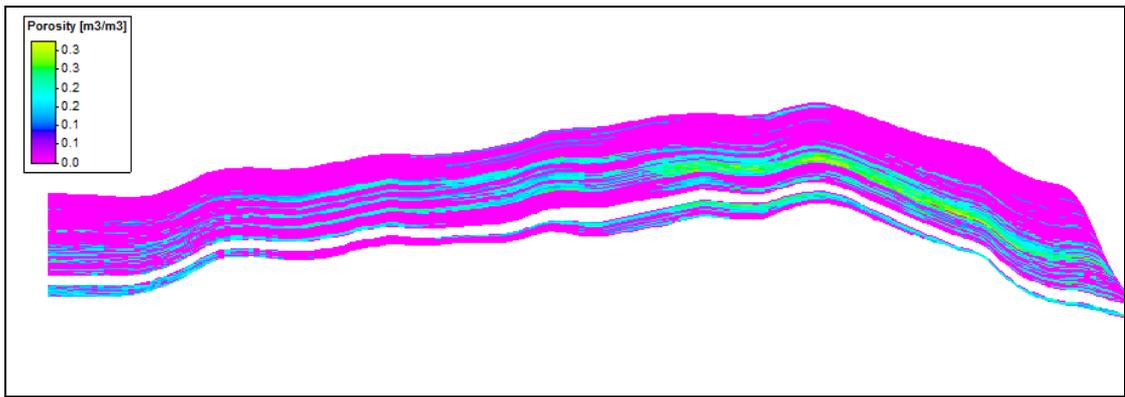


Рисунок 7.16 – Куб пористости Модели 1. Профиль по линии II-II

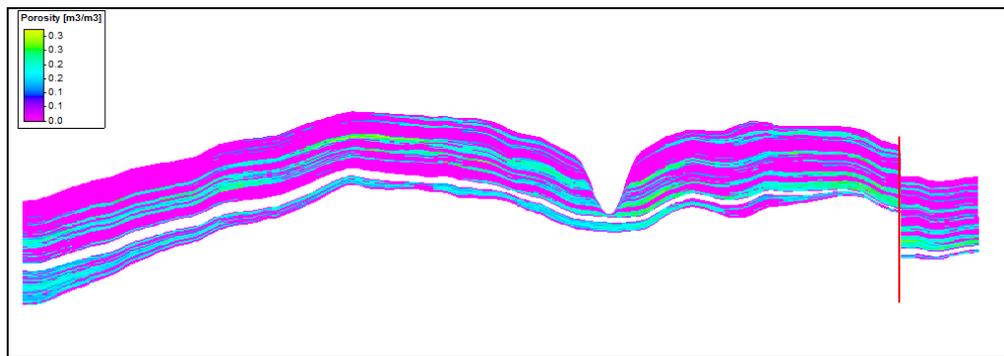


Рисунок 7.17 – Куб пористости Модели 1. Профиль по линии III-III

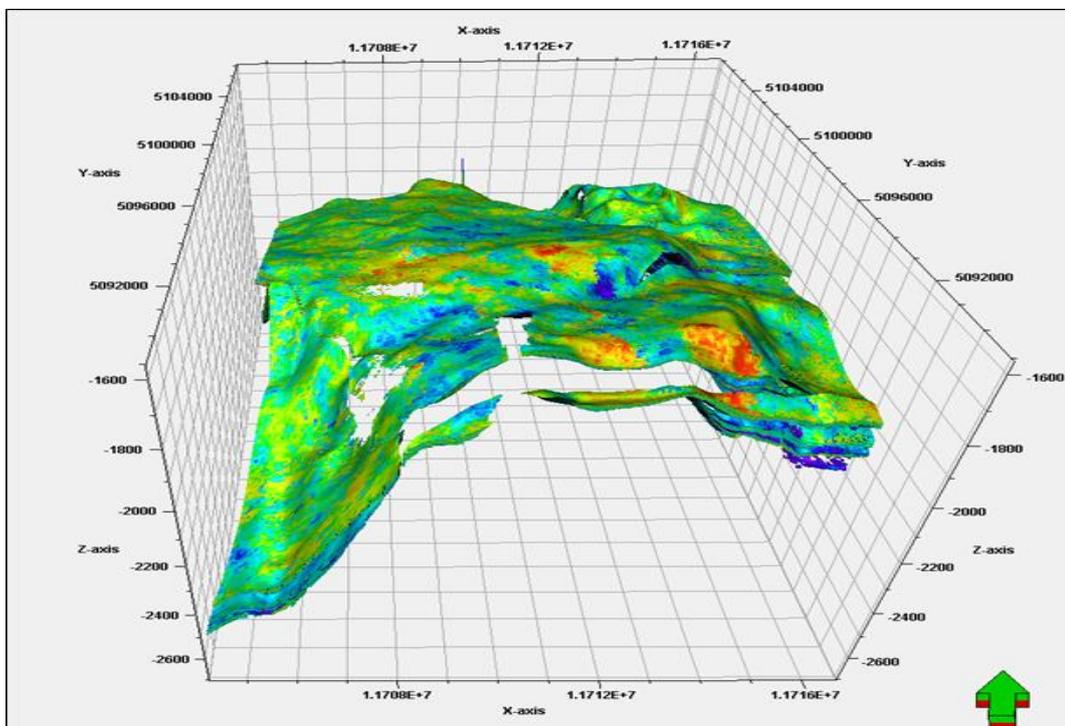


Рисунок 7.18 – Куб пористости Модели 3

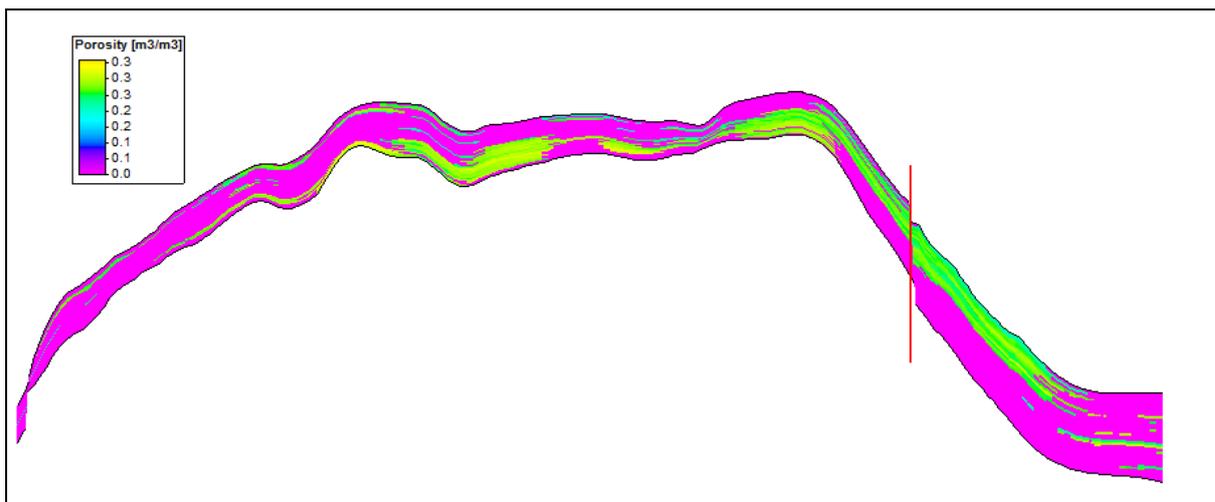


Рисунок 7.19 – Куб пористости Модели 3. Профиль по линии I-I

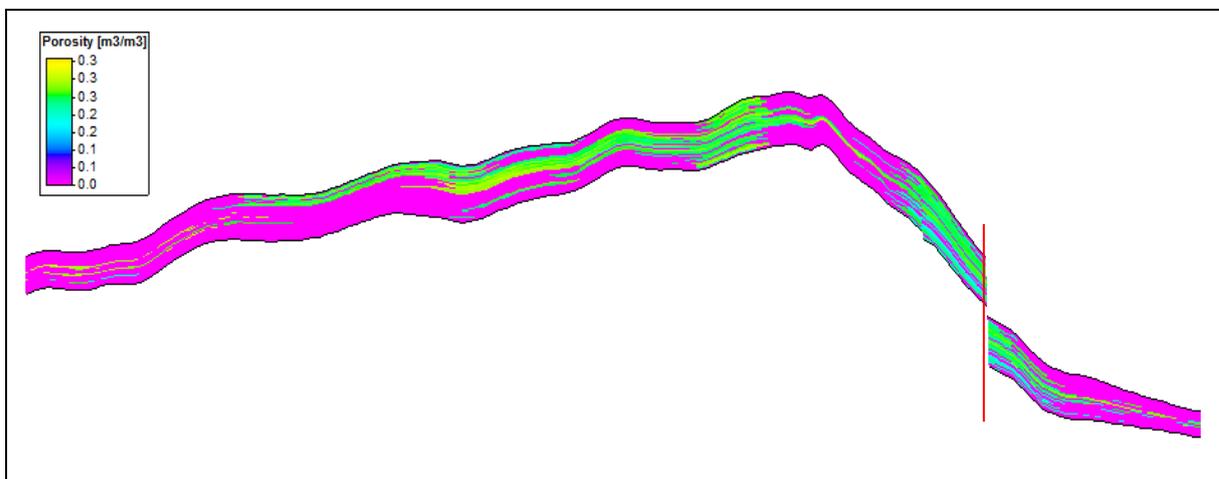


Рисунок 7.20 – Куб пористости Модели 3. Профиль по линии II-II

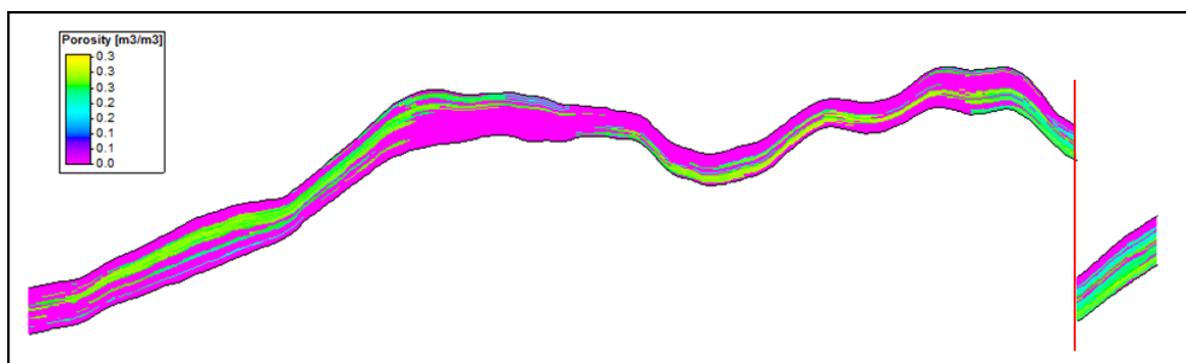


Рисунок 7.21 – Куб пористости Модели 3. Профиль по линии III-III

Для оценки качества полученных кубов были построены распределения непрерывного параметра пористости по исходным скважинным данным

(Well logs), осредненным скважинным данным (Upscaled cells), и полученному в результате моделирования кубу пористости (PORO_MODEL) (рис. 7.22-7.23).

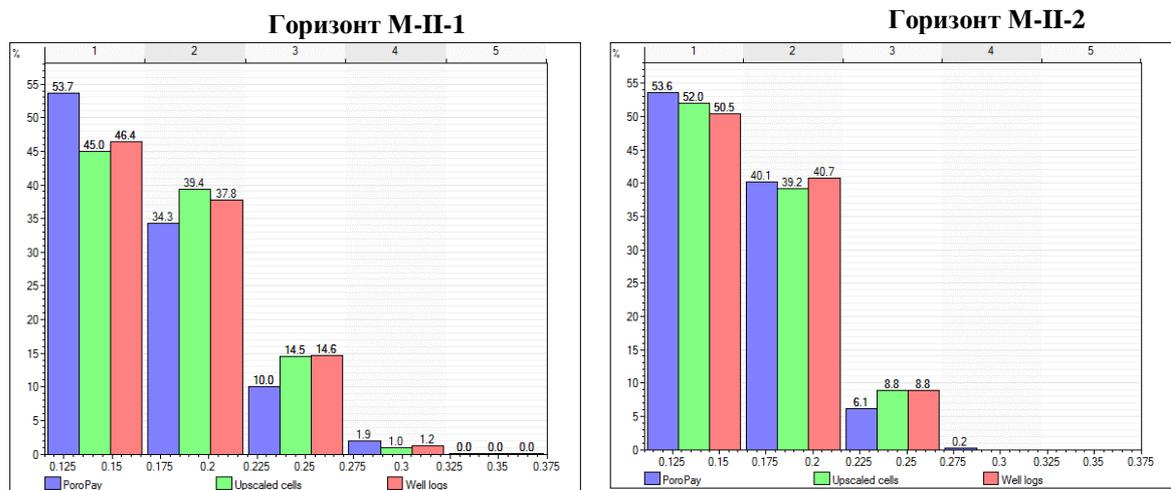


Рисунок 7.22 – Сравнение параметра пористости исходных данных, осредненных данных и результата моделирования Модели 1

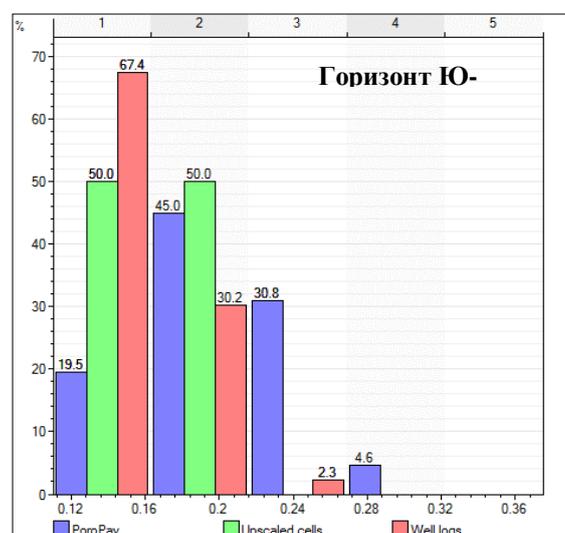
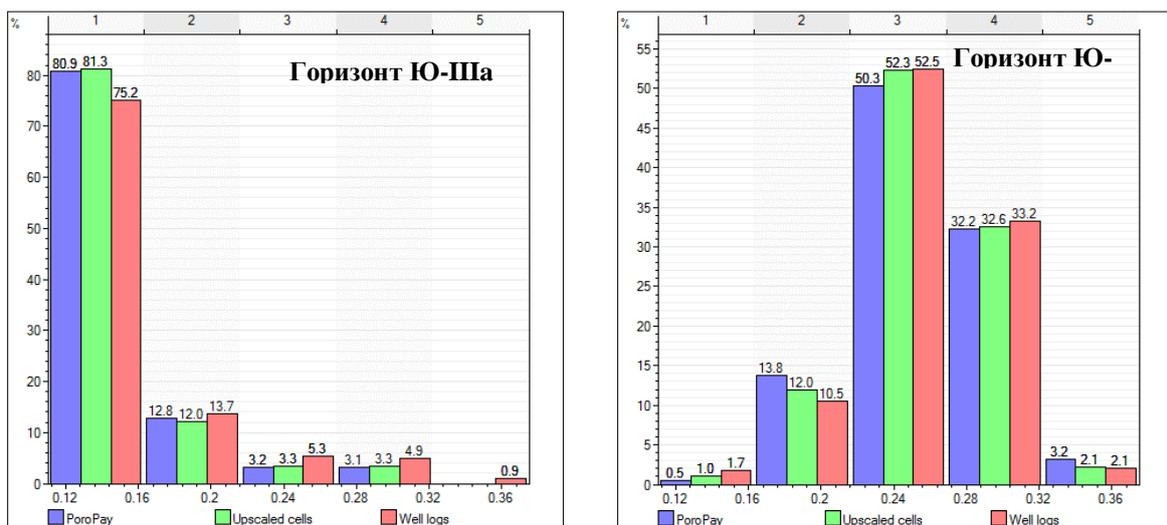


Рисунок 7.23 – Сравнение параметра пористости сходных данных,

осредненных данных и результата моделирования Модели 4

Моделирование куба насыщенности

Моделирование насыщенности, проводилось методом увязки насыщенности, полученной по сопротивлению, с высотой над принятым водонефтяным контактом.

Исходные данные для моделирования насыщенности

1. Кривые Sw с граничным значением 0.4 – максимальное граничное полученное по специальным анализам керн (все значение кривых Sw, больше 0.4 не были использованы для получения зависимостей)

2. Расчитанная кривая капиллярных давлений фаз нефть-вода, считается по следующей формуле

$$P_c = (r_w - r_{hc}) * 0.098 * h, \text{ где}$$

r_w - плотность пластовой воды

r_{hc} - плотность нефти

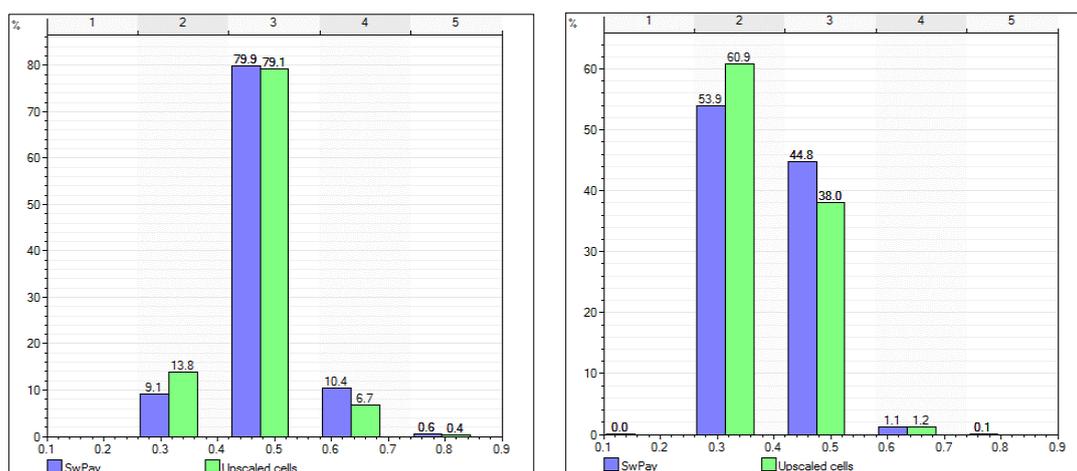
h -высота над уровнем свободной воды в метрах

3. Кривые пористости

Далее для каждого пласта были выбраны интервалы пористости, для которых была найдена зависимость формы $Sw_{res} = A * (P_c)^B$, где Sw_{res} - водонасыщенность, по данным РИГИС, а a и b постоянные степенной зависимости.

Далее, используя полученные зависимости, в модели была рассчитана насыщенность по воде.

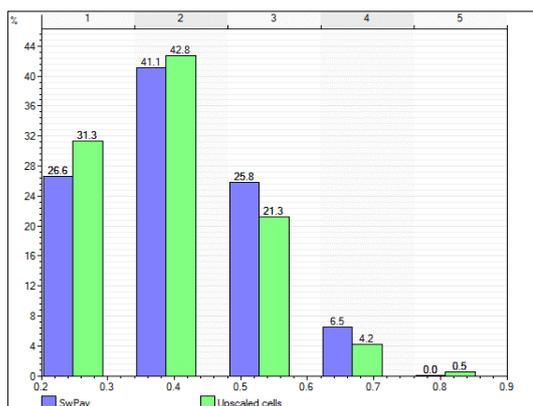
Ниже, на гистограммах 7.24 – 7.25 показаны результаты распределений исходной и расчетной насыщенностей.



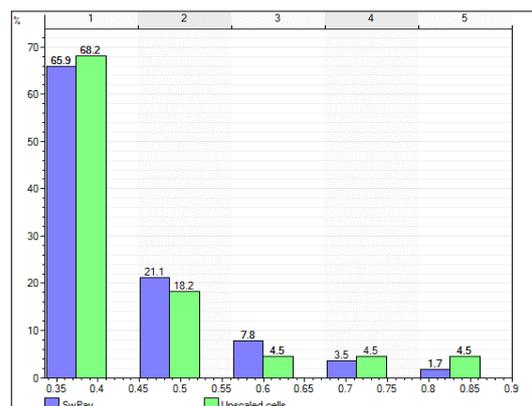
Горизонт М-II-1

Горизонт М-II-2

Рисунок 7.24 – Распределение исходной и расчетной насыщенностей Модели



Горизонт Ю-Ша



Горизонт Ю-Ш

Рисунок 7.25 – Распределение исходной и расчетной насыщенностей Модели 4

Ниже на рисунках 7.26 – 7.33 показан куб насыщенности.

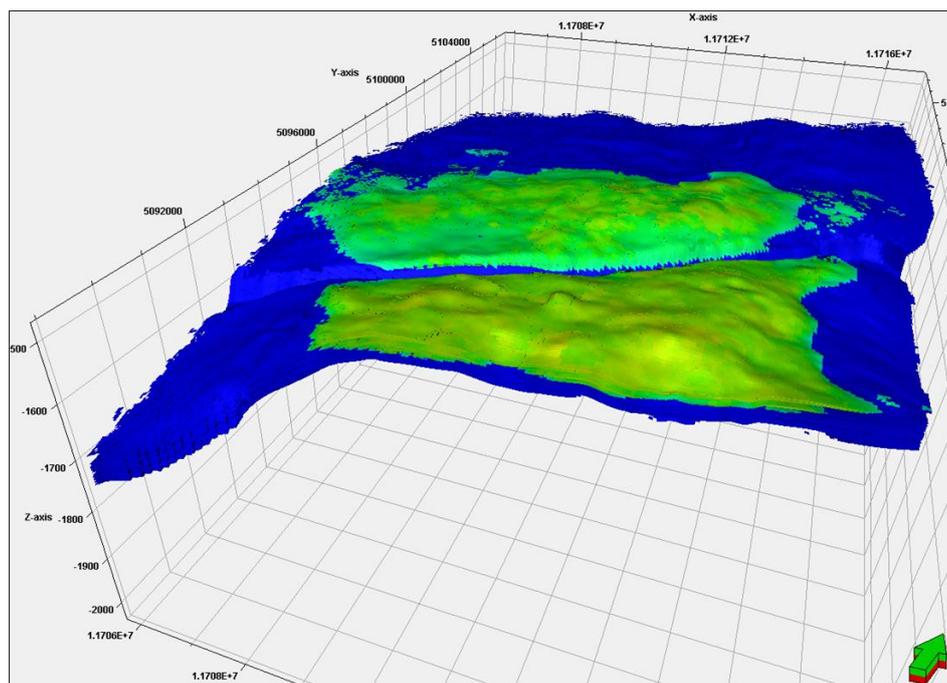


Рисунок 7.26 – Куб насыщенности Модели 1

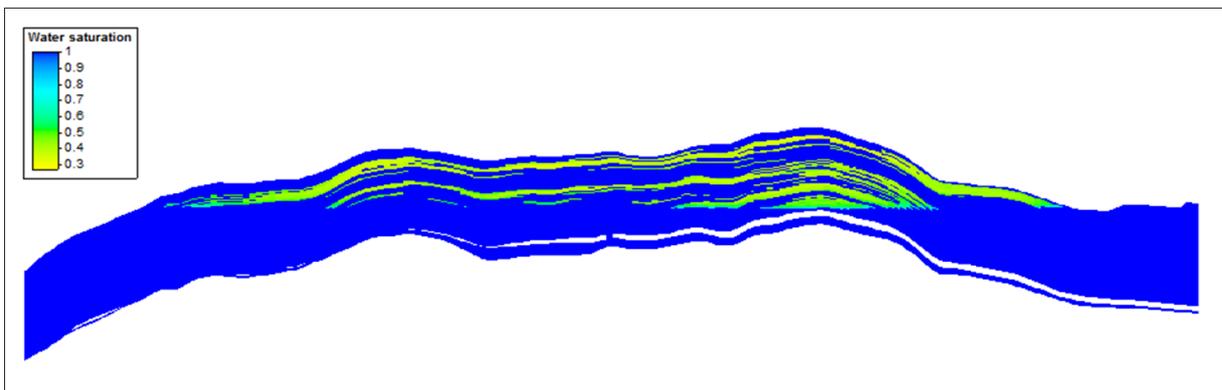


Рисунок 7.27 – Куб насыщенности Модели 1. Профиль по линии I-I

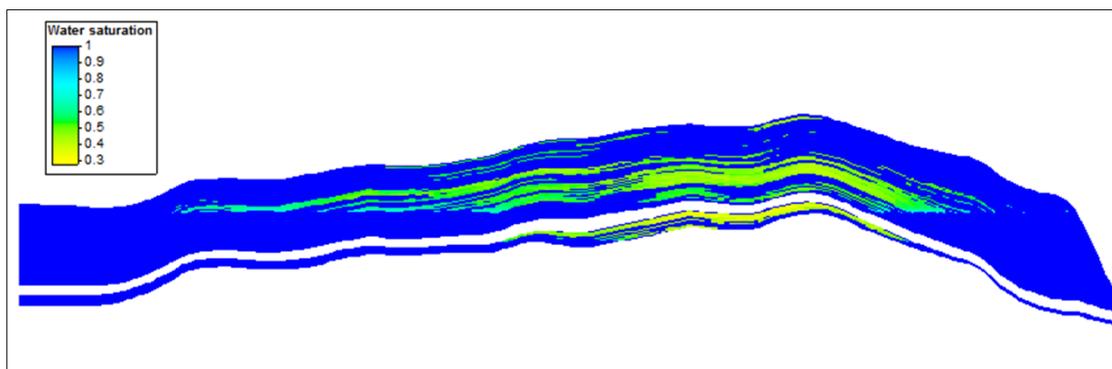


Рисунок 7.28 – Куб насыщенности Модели 1. Профиль по линии II-II

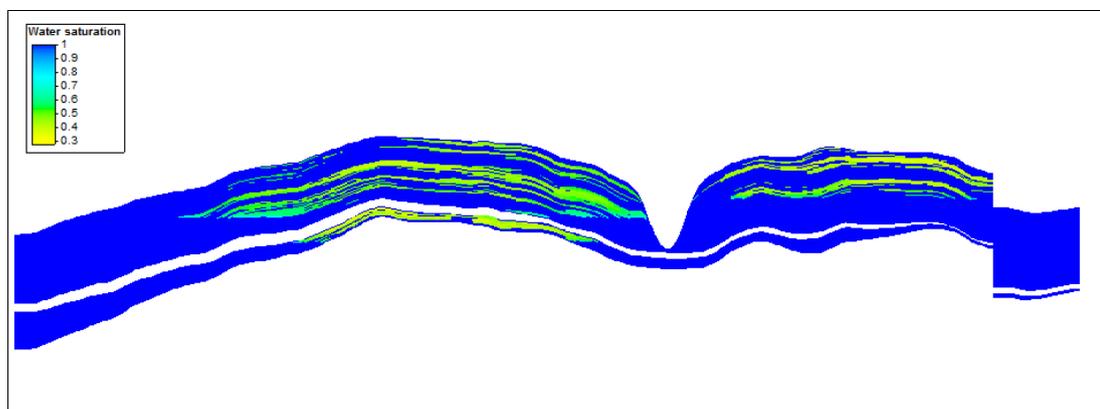


Рисунок 7.29 – Куб насыщенности Модели 1. Профиль по линии III-III

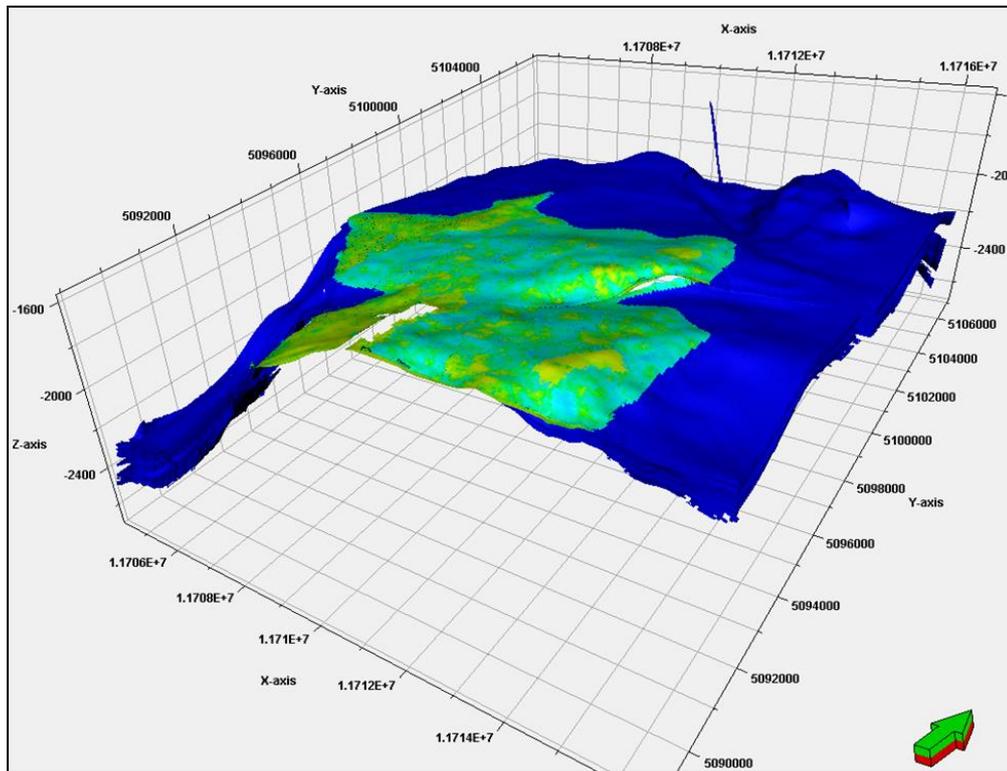


Рисунок 7.30 – Куб насыщенности Модели 4

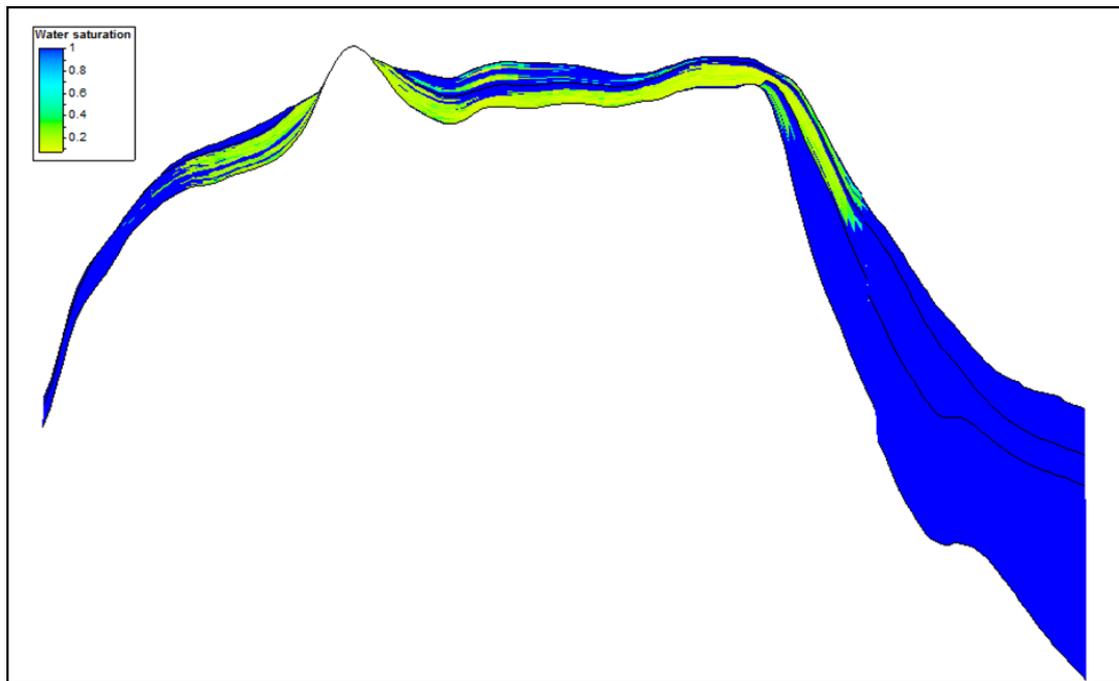


Рисунок 7.31 – Куб насыщенности Модели 4. Профиль по линии I-I

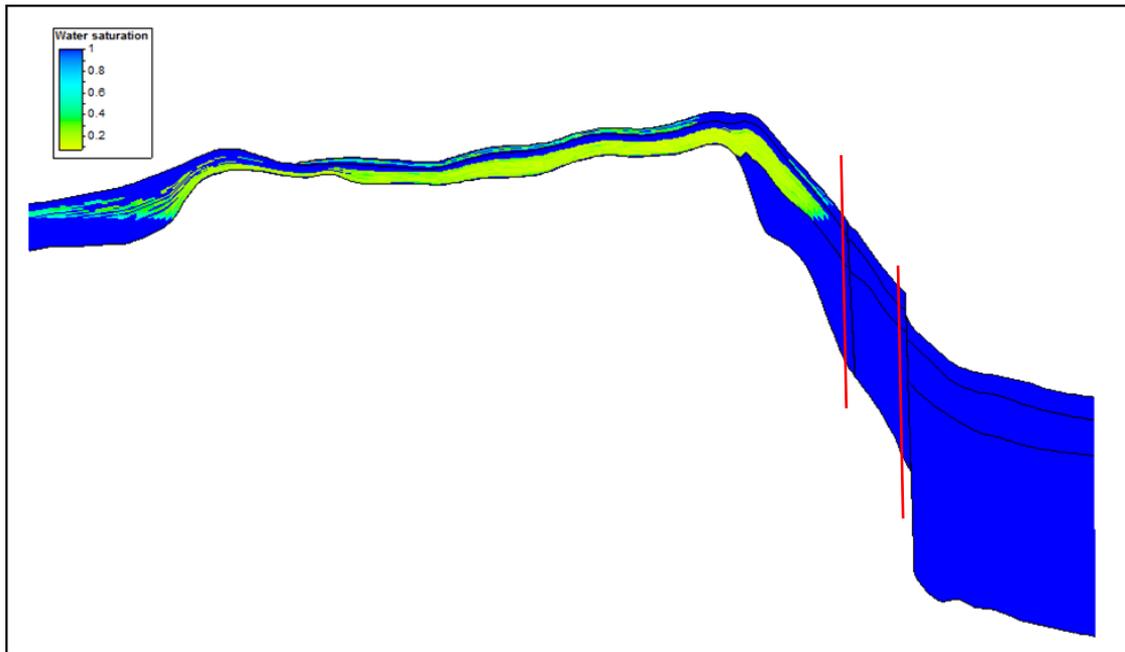


Рисунок 7.32– Куб насыщенности Модели 4. Профиль по линии II-II

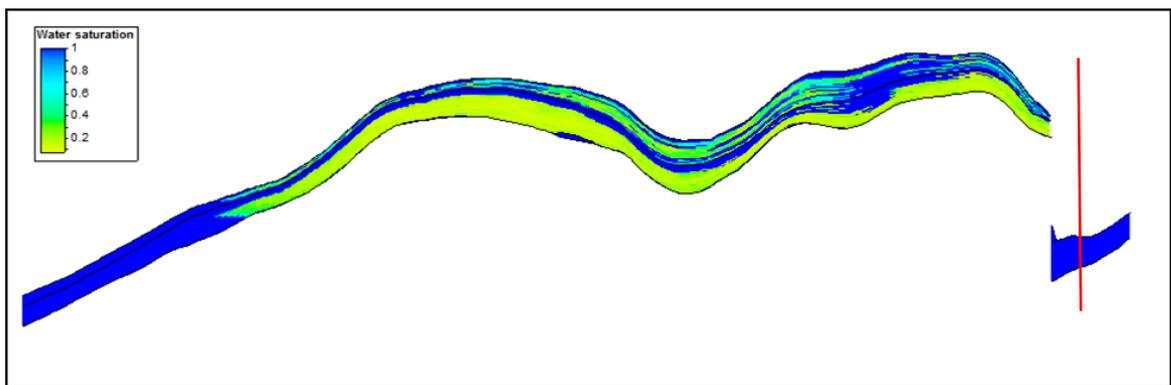


Рисунок 7.33 – Куб насыщенности Модели 3. Профиль по линии III-III

7.5 Оценка запасов нефти и растворенного газа

Балансовые запасы нефти и растворенного газа месторождения Акшабулак Центральный посчитаны стандартным объемным методом по формуле:

$$Q_n = F * h * K_p * K_n * \gamma * \theta, \quad (25)$$

где: Q_n – балансовые запасы нефти, тыс. т

F – площадь в пределах контура нефтеносности, тыс.м²;

h – средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

K_p – коэффициент открытой пористости, доли ед.;

K_n – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

γ – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³

θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку в поверхностных

условиях, доли ед.

Балансовые запасы газа, растворенного в нефти определялись по формуле:

$$Q_{p.г.} = Q_{н} * r, \quad (26)$$

где: $Q_{p.г.}$ – балансовые запасы растворенного газа, млн. м³

$Q_{н}$ – балансовые запасы нефти, тыс. т

r – газосодержание, м³/т.

При оценке объемов углеводородов по трехмерной модели автоматически рассчитывались площади каждого полигона – F , объемы нефтенасыщенного коллектора V_{NET} , поровые объемы нефтенасыщенного коллектора V_{PORO} , объемы углеводородов в пластовых условиях V_{HCPV} .

Средние параметры по каждому полигону рассчитываются по формулам:

$$h_{cp} = V_{NET} / F; K_{п} = V_{PORO} / V_{NET}; K_{н} = V_{HCPV} / V_{PORO} \quad (27)$$

Таблица 7.2 Сравнение средних значений насыщенности по модели и по ГИС

Горизонты	К _н	
	ГИС	Модель
М-II-1 (север)	0.53	0.53
М-II-1 (юг)	0.51	0.52
М-II-2 (север)	0.55	0.59
Ю-0-1а (север)	0.47	0.50
Ю-0-1а (юг)	0.52	0.56
Ю-0-1б русловый (север)	0.58	0.58
Ю-0-1б русловый (юг)	0.57	0.57
Ю-0-1б не русловый (север)	0.48	0.50
Ю-0-1б не русловый (юг)	0.50	0.50
Ю-0-2 русловый (север)	0.50	0.51
Ю-0-2 русловый (юг)	0.49	0.53
Ю-0-2 не русловый (север)	0.51	0.51
Ю-0-2 не русловый (юг)	0.51	0.51
Ю-Iа русловый (север)	0.56	0.56
Ю-Iа не русловый (север)	0.53	0.52
Ю-Iб не русловый (юг)	0.54	0.51
Ю-II (юг)	0.55	0.55
Ю-3-К	0.57	0.63
Ю-3-Г	0.85	0.82
Ю-IV	0.52	

Расчет средних параметров таким способом эквивалентен способу расчета средних значений взвешиванием по объему (объемный метод).

Используя полигоны распространения категории *B* и *C1*, были рассчитаны площади и эффективные нефтенасыщенные объемы для категорий *B* и *C1* в отдельности.

Используя, полигоны нарушений, были рассчитаны площади и эффективные объемы для каждого блока.

Исходя из структурных поверхностей и положения ВНК, были получены полигоны ЧНЗ и ВНЗ, что позволило рассчитать объемы и площади для каждой зоны в отдельности.

При дальнейшей оценке запасов полученные значения объемов нефтенасыщенного коллектора умножались на средневзвешенные значения пористости и насыщенности. Полученные объемы из пластовых условий пересчитывались в запасы в поверхностных условиях, путем умножения на пересчетный коэффициент и плотность нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключении отметим, что в данной работе выполнен большой объем работ по сбору, систематизации и анализу геолого-геофизической информации. Показан полный комплекс проведенной интерпретационной работы ГИС, целью которого было определение коллекторских свойств продуктивных горизонтов на примере месторождения Акшабулак. Также, были показаны петрофизические задачи: определение коэффициента пористости, граничные значения пористости, глинистости, водонасыщенности и других параметров. Проведены лабораторные исследования керна и шлама для анализа их коллекторских свойств.

Автором решены следующие задачи:

- 1) Выполнен анализ геолого-промысловых условий проведения ГИС и опробования пластов;
- 2) Выявление эффективности выбранной методики интерпретации данных ГИС по выделению пластов-коллекторов и определению их коллекторских свойств;
- 3) Выполнен анализ перспективности меловых, юрских и домезозойских отложений месторождения Акшабулак Центральный на основе сбора и систематизации фондовой и изданной литературы;
- 4) Создана трехмерная геологическая модель месторождения Центральный Акшабулак.

С учетом всех имеющихся данных была обновлена геологическая модель месторождения. Созданная модель обеспечивает оценку запасов углеводородов по продуктивным горизонтам, корреляцию разрезов скважин, построение геологических разрезов, просмотр результатов интерпретации данных ГИС.

На основе обновленной геологической модели была создана симуляционная (гидродинамическая) модель продуктивного резервуара, оценены варианты разработки месторождения и более обоснованно рассчитаны коэффициенты извлечения нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Дж.Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. Физика нефтяного пласта. 1962.
- 2 данов М.А. Нефтепромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа, Москва "Недра", 1981.
- 3 Иванов В.Т., М.С Масютина. Методы решения прямых и обратных задач электрокаротажа. - М.: Наука, 1983. - 143 с.
- 4 С.С. Итенберг, Т.Д Дакхильгов. Геофизические исследования в скважинах. - М.: Недра, 1982. – 351 с.
- 5 Р.А. Хамитов, К.В. Антонов, В.М Лобанков. Задачи МЦ «Урал-Гео» при геологическом изучении недр// Научно-технический вестник «Каротажник». - 2003.-№ 3. - С. 56-61.
- 6 «Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов, нефти и природного углеводородного газа». Алматы, 1997.
- 7 «Инструкция по оформлению отчетов о геологическом изучении недр Республики Казахстан». Министерство энергетики и природных ресурсов Комитет геологии и охраны недр, г. Кокшетау, 2002.
- 8 «Методическое руководство по подсчету запасов конденсата, этана, пропана, бутанов, неуглеводородных компонентов и определение их потенциального содержания в пластовом газе», Москва, 1984.
- 9 Развитие системы метрологического обеспечения геофизических исследований в нефтегазовых скважинах тема диссертации и автореферата по ВАК 25.00.10, доктор технических наук Лобанков, Валерий Михайлович
- 10 Требования к содержанию и объему геолого-геофизических материалов по подсчету запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов, представляемых на государственную экспертизу, Астана, 2007.
- 11 Р.И. Нургатин, Б.А. Лысов, Применение 3d моделирования в нефтегазовой отрасли, Иркутский государственный университет, 664003, Россия, г. Иркутск, ул. Ленина, 3.
- 12 В.А. Белкина, С.Р. Бембель, А.А. Забоева, Н.В. Санькова, основы геологического моделирования (часть 1), тюмень тюмгнгу 2015г.
- 13 В.И. Петерсилье, В.И. По роскуна, Г.Г. Яценко. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред.– М.: Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 262 с.
- 14 А.С. Хакимова. Роль геологического моделирования в экономической оценки месторождений нефти и газа. Башкирский государственный университет (Россия, г. Уфа)
- 15 Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. М.: ООО «ИПЦ “Маска”», 2009-376 с.