

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени
К.И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова

Кафедра Геофизики

Салауатова Айзада Ерланқызы
Сергазиев Динмухамед Хамитұлы

Комплексные геолого-геофизические исследования и контроль за разработкой
карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения

Специальность 5В070600 – Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени
К.И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова

Кафедра Геофизики

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой Геофизики
доктор геол.-минер. наук, профессор
Абетов А.Е.

“ 20 ” мая 20 19 г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: "Комплексные геолого-геофизические исследования и контроль за
разработкой карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения"

по специальности 5В070600 – Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых

Выполнили

Салауатова А.Е.
Сергазиев Д.Х.

Научный руководитель
доктор геол.-минер. наук, профессор
Абетов А.Е.

“ 20 ” мая 20 19 г.

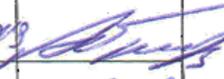
Алматы 2019

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Геолого-геофизическая изученность Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ)	12.03.2019	
Интерпретация сейсморазведочных данных и геологическое моделирование	30.03.2019	
Сейсмостратиграфическая интерпретация	9.04.2019	
Физико - гидродинамические характеристики продуктивных пластов	25.04.2019	
Бурение и геофизические исследования в горизонтальной секции наклонно-направленной скважины №9810-2	13.05.2019	

Подписи

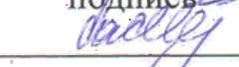
консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геолого-геофизическая изученность Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения	А.Е.Абетов доктор геол.-минер. наук, профессор	15.03.2019	
Комплексная геолого-геофизическая изученность	А.Е.Абетов доктор геол.-минер. наук, профессор	15.04.2019	
Контроль за разработкой	А.Е.Абетов доктор геол.-минер. наук, профессор	15.04.2019	
	Аблесенова З.Н. нормоконтролер	20.05.2019	

Научный руководитель

 Абетов А.Е.
подпись

Задание приняли к исполнению обучающиеся

 Салаутова А.Е.
подпись

 Сергазиев Д.Х.
подпись

Дата

" 20 " мая 20 19 г.

АННОТАЦИЯ

В общей части дипломной работы приведены краткие сведения о физико-географических условиях и инфраструктуре региона исследований, его сейсмической и буровой изученности, сейсмогеологической характеристике, стратиграфии, тектонике и нефтегазоносности подсолевых отложений Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ).

Принципиальная научная новизна дипломной работы заключается в использовании сейсмостратиграфического анализа при изучении структуры, условий и особенностей формирования, характера распределения продуктивных интервалов в каменноугольных карбонатных отложениях КНГКМ.

На временных и глубинных сейсмических разрезах, экстрагированных из куба RTM, четко идентифицируются неоднородности, связанные с проградационными и аградационными телами, характеризующие на ранних этапах развития карбонатной постройки её преимущественный вертикальный рост, на поздних этапах - наращивание в латеральном направлении за счет эрозии и денудации верхней части карбонатного массива в конце каменноугольного времени. Достоверность результатов сейсмостратиграфической интерпретации обосновывается результатами геофизических исследований скважин и лабораторного анализа образцов керна.

Аградационные тела обособляются в виде холмообразных объектов, проградационные тела – в виде клиноформ на склонах карбонатного массива. И первые, и вторые выделяются на картах толщин и сейсмических атрибутов. По результатам сейсмостратиграфического анализа была уточнена структурная модель.

В третьей части дипломной работы анализируются результаты газогидродинамических исследований скважин, свидетельствующие о росте проницаемости, проводимости, пьезопроводности, пластовых давлений и температур с глубиной и по объектам разработки.

Коллектора КНГКМ содержит сложную флюидную систему. Состав углеводородов сильно меняется с глубиной от газоконденсата до недонасыщенной нефти. Установлено, что высокие значения капиллярного давления и остаточной водонасыщенности обусловили формирование мощной переходной зоны в нефтенасыщенной части КНГКМ. Поскольку флюиды находятся почти в критическом состоянии, определенный газо-нефтяной контакт отсутствует.

В заключительной части рассмотрены результаты бурения наклонно-направленной скважины №9810-2. Рассмотрены траектория, состав бурового раствора, комплекс каротажных исследований в этой скважине, по результатам бурения которой была уточнена стратиграфия, фильтрационно-емкостные свойства, характер насыщения и структурная модель нефтенасыщенной части (объект 3). Выполнен анализ по изменению газонасыщенных и нефтенасыщенных толщин на северном фланге КНГКМ.

ANNOTATION

The general part of the thesis contains brief information of the physiographic conditions and infrastructure of the study region, its seismic and drilling exploration, seismic and geological characteristics, stratigraphy, tectonics and oil and gas content of subsalt deposits of the Karachaganak oil and gas condensate field (KGOCF).

The principal scientific novelty (originality) of the thesis is the use of seismo-stratigraphic analysis in the study of the structure, conditions and characteristics of formation, the nature of the distribution of productive intervals in carbonaceous carbonate sediments of KOGCF.

The time and depth seismic sections extracted from RTM volume are clearly identified inhomogeneities associated with progradation and aggradation geometries, characterizing its predominant vertical growth of carbonate construction in the early stages, and in the later stages, increasing laterally due to erosion and denudation of the upper part of carbonate massif at the end of Carboniferous time. The reliability of the results of seismic stratigraphic interpretation is substantiated by the results of well logging and laboratory analysis of core samples.

The aggradation geometries are similar to the mound objects, the progradation geometries are similar to the clinofolds on the slopes of the carbonate massif. Both of them highlighted on the thickness and seismic attribute maps. According to the results of seismostratigraphic analysis, the structural model was refined.

The third part of the thesis analyzes the results of gas-hydrodynamic studies of wells, indicating an increase in permeability, conductivity, piezo-conductivity, reservoir pressures and temperatures with depth and by development objects.

KOGCF collector contains complex fluid systems. The composition of hydrocarbons varies with the depth from the gas condensate to undersaturated oil. It was established that high values of capillary pressure and residual water saturation caused the formation of a thick transition zone in the oil-saturated part of KOGCF. Since the fluids are almost in a critical state, there is no specific gas-oil contact.

In the final part, the results of drilling a directional well №9810-2 are considered. The trajectory, the composition of the drilling fluid, the complex of logging studies in this well were considered, according to the results of the drilling the stratigraphy, the filtration-capacitive properties, the nature of saturation and the structural model of oil-saturated part (object 3) was specified. The analysis of changes in gas - saturated and oil-saturated parts on the northern flank of the KOGCF were performed.

АННОТАЦИЯ

Дипломдық жұмыстың жалпы бөлімінде зерттеу аймағының физикалық-географиялық жағдайы мен инфрақұрылымы, оның сейсмикалық және бұрғылау зерттелуі, сейсмогеологиялық сипаттамасы, стратиграфиясы, тектоникасы және Қарашығанақ мұнай-газ конденсаты кенорнының тұзасты шөгінділерінің мұнайгаздылығы (ҚМГКК) туралы қысқаша мәліметтер келтірілген.

Дипломдық жұмыстың принциптік ғылыми жаңалығы ҚМГКК таскөмір карбонатты шөгінділеріндегі өнімді интервалдардың таралу сипатын, қалыптасу жағдайы мен ерекшеліктерін, құрылымын зерттеу кезінде сейсмостратиграфиялық талдауды қолдану болып табылады.

RTM кубынан экстрагирленген уақытша және терең сейсмикалық кималарда карбонатты құрылыстың ерте даму кезеңдерінде оның басым тік өсуін сипаттайтын проградациялық және аградациялық денелермен байланысты әртектілік, кеш кезеңдерде - таскөмір уақытының соңында карбонатты массивтің жоғарғы бөлігінің эрозиясы және денудациясы есебінен латералды бағытта өсуі нақты анықталады. Сейсмостратиграфиялық интерпретация нәтижелерінің шынайылығы ұңғымаларды геофизикалық зерттеу және керн үлгілерін зертханалық талдау нәтижелерімен негізделеді.

Аградациялық денелер төбешік тәрізді объектілер түрінде, проградациялық денелер карбонатты массивтің беткейлерінде клиноформалар түрінде бөлінеді. Аградациялық және проградациялық денелер қалыңдық және сейсмикалық атрибуттар карталарында бөлінеді. Сейсмостратиграфиялық талдау нәтижелері бойынша құрылымдық модель нақтыланды.

Дипломдық жұмыстың үшінші бөлімінде кенорынның тереңдігі және игеру объектілері бойынша өткізгіштігінің, кеуектілігінің, пьезоткізгіштігінің, қабаттық қысым мен температураның өсуін куәландыратын ұңғымалардың газогидродинамикалық зерттеу нәтижелері талданады.

ҚМГКК коллекторы күрделі флюид жүйесіне тәуелді. Көмірсутектер құрамы тереңдікпен газ конденсатынан толық қанықпаған мұнайға дейін қатты өзгереді. Капиллярлы қысымның және қалдық су қанықтығының жоғары мәндері ҚМГКК мұнайға қаныққан бөлігіндегі қалың өтпелі аймақтың қалыптасуына себепші болғаны анықталды. Флюидтер критикалық жағдайда болғандықтан, белгілі бір газ-мұнай байланысы жоқ.

Қорытынды бөлімде №9810-2 көлбеу-бағытталған ұңғыманы бұрғылау нәтижелері қаралды. Бұрғылау ерітіндісінің құрамы, бұрғылау траекториясы, ұңғымадағы каротаждық зерттеулер кешені қарастырылды; бұрғылау нәтижелері бойынша стратиграфия, сүзгілеу-сыйымдылық қасиеттері, қанығу сипаты және мұнайға қаныққан бөліктің құрылымдық моделі (3 объект) нақтыланды. ҚМГКК солтүстік қапталдағы газға және мұнайға қаныққан қалыңдықтардың өзгеруі бойынша талдау жасалды.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	1
.....	0
1 Геолого-геофизическая изученность Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ).....	1 3
1.1 Орогидрография, инфраструктура и условия проведения работ.....	1 3
1.2 Сведения об операторе месторождения.....	1 4
1.3 Краткий очерк истории сейсмической изученности.....	1 4
1.4 Буровая изученность.....	1 5
1.5 Общие сведения о геологическом строении.....	1 6
1.6 Литолого - стратиграфическая характеристика разреза.....	1 7
1.7	2
Тектоника.....	3
1.8	2
Нефтегазоносность.....	5
1.9	2
Водоносность.....	7
1.10 Сейсмогеологическая характеристика участка работ.....	2 9
2 Обработка сейсмических данных.....	3 1
2.1 Параметры съемки.....	3 1
2.2 Рефрагированная статика.....	3 2
2.2.1 Пикирование первых вступлений.....	3 2
2.2.2 Выделение преломляющего горизонта и его анализ.....	3 3
2.2.3 Построение модели и оценка статических поправок.....	3 3
2.2.4 Построение модели скорости в верхней части разреза с использованием томографии преломленного луча.....	3 5
2.3 Восстановление амплитуды.....	3 6

2.4 Подавление шума: редакция забракованных трасс.....	3 6
2.5 Скоростной анализ.....	3 7
2.6 Контроль качества сейсмических данных.....	3 7
3 Интерпретация сейсморазведочных данных и геологическое моделирование.....	3 8
...	8
3.1 Структурная интерпретация.....	3 8
3.1.1 Выделение, прослеживание и стратификация сейсмических границ.....	3 8
3.1.2 Интерпретация разрывных нарушений месторождения.....	3 9
3.2 Геологическое моделирование.....	3 9
4 Сейсмостратиграфическая интерпретация.....	4 0
4.1 Входные данные.....	4 0
4.2. Оценка качества сейсмических кубов.....	4 0
4.2.1. Привязка к скважинным данным.....	4 1
4.2.2. Отображение внутренней структуры резервуара.....	4 1
4.3 Геологическая интерпретация основных отражающих горизонтов.....	4 3
4.4 Интерпретация и сейсмический анализ комплекса.....	4 7
5 Физико - гидродинамические характеристики продуктивных пластов.....	5 4
5.1 Распределение литофаций в объектах разработки.....	5 4
5.2 Газогидродинамические исследования скважин и их результаты...	5 5
5.3. Начальные термобарические условия в залежи.....	5 7
5.4 Кривые капиллярного давления.....	5 9
5.5 Смачиваемость поверхности продуктивных пород.....	6 1

6 Коллекторские свойства.....	6
6.1 Проницаемость и пористость.....	2
6.2 Газоконденсатонасыщенность и нефтенасыщенность.....	6
7 Свойства пластового флюида.....	6
7.1. Состав и свойства углеводородов.....	8
7.2. Характеристика флюидов законтурной области.....	6
8 Бурение и геофизические исследования в горизонтальной секции наклонно-направленной скважины №9810-2.....	8
Заключение.....	7
.....	7
Список литературы.....	7
Приложение.....	9
.....	8
.....	1

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение (КНГКМ), открытое в 1979 году, расположено во внутренней части северной бортовой зоны Прикаспийской впадины и связано с крупным карбонатным массивом, сформировавшимся с позднего девона по артинский век. Массив осложнен куполами: северным, двухкупольным центральным, южным и западным.

Его размеры составляют 30 на 15 км, а занимаемая площадь достигает 500 км². Генетически этот массив связан с образованием гетерогенного рифа и платформенного карбонатного комплекса. Продуктивная толща КНГКМ сложена преимущественно органогенными карбонатными породами, лишенными терригенной примеси.

Геологические запасы оцениваются в пределах 1371 млрд. м³ газа и 1236 млн. тонн (9,6 млрд. баррелей) конденсата. Его извлекаемые запасы составляют более 250 миллионов тонн нефти и 600 миллиардов кубических метров газа.

Основная разрабатываемая нефтегазоконденсатная залежь связана с карбонатными верхнедевонскими (фаменскими), каменноугольными и нижнепермскими (по артинский ярус включительно) отложениями. Суммарная толщина нефтегазоконденсатных залежей около 1600 м, минимальная глубина залегания ее кровли 3500 м.

На площади КНГКМ сейсмические исследования в модификациях МОВ, МОГТ-2D и МОГТ-3D проводятся на протяжении более 45 лет, начиная с 1970г. Фонд пробуренных скважин с различным целевым назначением превышает 400 единиц.

Вместе с тем, несмотря на длительную историю разведки и эксплуатации КНГКМ назрела очевидная необходимость в применении на этом месторождении инновационных технологий геологоразведочного процесса.

С одной стороны, это продиктовано требованиями к актуализации геологической конструкции карбонатного массива за счет применения новых технологий интерпретации и моделирования данных сейсморазведки МОГТ, с другой – бурением наклонно-направленных скважин с телеметрией и многостадийным гидроразрывом пласта.

В комплексе эти меры позволят понять причины начавшегося падения пластового давления в объектах разработки и реализовать мероприятия по предотвращению этого негативного процесса. И, в конечном итоге, стабилизировать пластовое давление с последующим наращиванием добычи углеводородов на КНГКМ.

Этим и определяется актуальность настоящей дипломной работы.

Цель и решаемые геологические задачи

Целью дипломной работы является комплексные геолого-геофизические исследования и контроль за разработкой нефтегазоконденсатного месторождения Карачаганак.

Для достижения поставленной цели были решены следующие геолого-геофизические и технологические задачи:

- Проведен анализ геолого-географической изученности, инфраструктуры, стратиграфии, тектоники и нефтегазоносности подсолевых отложений КНГКМ;

- Детально проанализированы процедуры обработки сейсмических данных, в т.ч. выбор мигрированного сейсмического куба данных, рефрагированная статика, восстановление амплитуды, подавление шума, скоростной анализ, контроль качества сейсмических данных и т.д.;

- Прокоррелированы опорные сейсмические горизонты, интерпретированы разрывные нарушения;

- Выполнена сейсмостратиграфическая интерпретация (выделение сейсмофаций аградационных и проградационных тел, установления условий осадконакопления, привязка к скважинным данным, интерпретация и сейсмический анализ комплекса, уточнение структурной модели.);

- Изучены результаты бурения наклонно-направленных скважин на северном фланге карбонатной постройки с целевым назначением на 3-ий объект разработки, включающие детальные сведения по структуре, стратиграфии, проницаемости, проводимости, характере насыщения пластовым флюидом, пьезопроводности, пластовых давлениях и температурах по этому объекту разработки;

- Проведен сравнительный анализ фильтрационно-емкостных свойств 3 объекта с аналогичными параметрами 1-ого и 2-ого объектов разработки.

Научная новизна

Принципиальная научная новизна дипломной работы заключается в использовании сейсмостратиграфического подхода при анализе структуры, условий залеганий и особенностей формирования, характера распределения продуктивных интервалов в объектах разработки КНГКМ.

Другим важным аспектом научной новизны дипломной работы является привлечение результатов бурения и исследований наклонно-направленных скважин с телеметрией и гидроразрывом пласта при реализации программы контроля за разработкой данного месторождения.

По результатам сейсмостратиграфического анализа во внутренней структуре и на флангах карбонатной постройки выделены аградационные и проградационные тела соответственно. Эти тела формируют геологические неоднородности, определяющие характер распределения литологических и фильтрационно-емкостных свойств, характер насыщения флюидами объектов разработки на КНГКМ.

Достоверность результатов сейсмостратиграфической интерпретации обосновывается результатами геофизических исследований скважин и лабораторного анализа образцов керн.

Бурение наклонно-направленных скважин на северном фланге карбонатной постройки с целевым назначением на 3-ий объект разработки дало

возможность получить детальные сведения по структуре, стратиграфии, проницаемости, проводимости, характере насыщения пластовым флюидом, пьезопроводности, пластовых давлениях и температурах по этому объекту разработки, провести сравнительный анализ с аналогичными параметрами 1-ого и 2-ого объектов разработки.

Полученные данные свидетельствуют в пользу того, что продуктивные коллектора КНГКМ содержит сложную флюидную систему. С увеличением глубины состав углеводородов сильно меняется, от газоконденсата до недонасыщенной нефти. Установлено, что высокие значения капиллярного давления и остаточной водонасыщенности обусловили формирование мощной переходной зоны в нефтенасыщенной части КНГКМ.

Практическая значимость

Практическая значимость дипломной работы заключается в актуализации новых подходов при построении пространственных геологической и гидродинамической моделей КНГКМ, которые позволят понять причины начавшегося падения пластового давления в объектах разработки и реализовать мероприятия по нивелированию этого негативного процесса.

Фактографическая база данных

При написании дипломной работы были использованы фондовые и опубликованные материалы.

К числу фондовых материалов можно отнести: «Технологическая схема разработки месторождения Карачаганак», «Проект на выполнение сейсмических исследований 3D на месторождении Карачаганак», «Аннотация к проекту разработки нефтегазоконденсатного месторождения Карачаганак»

Среди опубликованных материалов, оказавших большое влияние на структуру и содержание дипломной работы можно выделить работы:

«Seismic and Sequence Stratigraphic Analysis of the Carboniferous Reservoir in the Karachaganak Field», «Стратиграфия и региональная корреляция подсолевых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины», «Нефтегазоносность Прикаспийской впадины и сопредельных районов».

1 Геолого-геофизическая изученность Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ)

1.1 Орографи́графия, инфраструктура и условия проведения работ

Нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак было открыто в 1979 году в Бурлинском районе Западно-Казахстанской области, административным центром которого является г. Аксай.

По запасам углеводородов оно относится к гигантским и расположено в Западно-Казахстанской области, к северо-востоку от 51° северной широты и 50° восточной долготы, вблизи города Аксай, в 120 км к востоку от Уральска и 150 км к юго-западу от Оренбурга.

Площадь данного месторождения составляет 500 км². Геологические запасы оцениваются в пределах 1371 млрд. м³ газа и 1236 млн. тонн (9,6 млрд. баррелей) конденсата. Его извлекаемые запасы составляют более 250 миллионов тонн нефти и 600 миллиардов кубических метров газа.

Структура КНГКМ представляет собой карбонатный массив, состоящий из гетерогенного рифа и платформенного карбонатного комплекса площадью 30 на 15 км. На рисунке А.1 представлена схематическая карта расположения КНГКМ в пределах Прикаспийской впадины.

Приблизительно 50% площади района исследований находится под полеводством, 35% - под пастбищами. Оставшиеся 10% включают городские районы, поселки, леса, дороги, инфраструктура и 5% - месторождения. На севере КНГКМ (Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение) граничит с поселками Карачаганак, Жарсуат, Димитров. К востоку - расположены Жанажол и Березовка, с запада - граничит с поселком Тунгуш.

В орографическом отношении территория исследований представляет равнину с редкой сетью оврагов и болот.

Абсолютные отметки рельефа изменяются от +80 до +130 м. Гидрографическая сеть представлена к северу от месторождения рекой Урал, к северо-востоку - рекой Илек. По исследуемой территории протекает речка Березовка, которая является левым притоком реки Илек. Летом она пересыхает. На площади КНГКМ встречаются небольшие естественные водоемы.

Техническое водоснабжение обеспечивается преимущественно за счет подземных вод. Климат района резко континентальный. Преобладают ветра юго-восточного направления.

Среднегодовое количество осадков составляет 300 - 350 мм, преимущественно выпадающих осенью, зимой и весной. Глубина промерзания грунта колеблется от 1 до 1,5 м в зависимости от толщины снежного покрова.

Продолжительность отопительного сезона 176 дней (с 15 октября по 15 апреля).

Растительность типичная для сухих степей. В пределах площади проектируемых работ степи сплошь распаханы.

1.2 Сведения об операторе месторождения

Добыча углеводородов на КНГКМ началась в ноябре 1984 года с использованием схемы ограниченной опытно-промышленной эксплуатации на установке комплексной подготовки газа и конденсата УКПГ-16 (нынешняя УКПГ-3). Максимум добычи пришелся на 1991 год.

Соглашение о разделе продукции (ОСРП) было подписано 17 ноября 1997 года между Республикой Казахстан и следующими компаниями-партнерами по разработке месторождения: British Gas, Agip (впоследствии Eni), Лукойл и Техасо (позднее ставшей Chevron Техасо).

В сентябре 1998 года была создана Карачаганакская Интегрированная Организация (КИО) как совместное предприятие партнеров для осуществления разработки месторождения. British Gas и Agip делегировали свои функции оператора КИО.

В середине 2003 года совместное предприятие было реорганизовано. Операторами стали BG Group и Eni. Эта организация получила название Karachaganak Petroleum Operating B.V. (КРО). Совместное предприятие принадлежит компаниям British Gas (32,5%), Agip (32,5%), Chevron Техасо (20%) и Лукойл (15%).

В текущем статусе разработки КНГКМ продолжается изучение с целью разработки принципов освоения месторождения для обеспечения соответствия требованиям по продаже дополнительных объемов газа. Как только будут известны объемы, сроки и коммерческие условия, будут определены подробные варианты освоения, сформулирован оптимизированный план освоения и просчитана экономика.

На данный момент Karachaganak Petroleum Operating B.V. принадлежит компаниям Royal Dutch Shell plc (29,25%), Eni (29,25%), Chevron (18%), Лукойл (13,5%) и КазМунайГаз (10%).

1.3 Краткий очерк истории сейсмической изученности

В 1970 - 1972 гг. Уральской геофизической экспедицией (УГФЭ) впервые на площади КНГКМ были проведены сейсмические работы МОВ с применением сейсмостанций с магнитной регистрирующей аппаратурой по редкой сети профилей.

По их результатам было выявлено Карачаганакское подсолевое поднятие, представлявшее собой антиклинальную структуру с размерами 5x9 км и амплитудой 150 м по отражающему горизонту «Р» - подошве соленосных отложений кунгура.

В 1978-1979 гг. на площади КНГКМ были проведены детализационные сейсмические работы методом ОГТ в объеме 770 пог. км по методике 12-кратного и частично 6-кратного перекрытия. По результатам этих работ уточнены структурные построения по отражающему горизонту «Р» и другим.

В 1981-1983 гг. здесь продолжились детализационные комплексные геофизические исследования с задачей уточнения геологического строения структуры по подсолевым отложениям.

В процессе выполнения тематических работ проводилась комплексная интерпретация данных сейсморазведки, гравиметрии и электроразведки.

Анализ структурных построений, выполненных на различных стадиях разведки КНГКМ, показывает, что бурение и детализационные работы сейсморазведки МОГТ позволили значительно уточнить морфологию структуры. В 1984-1985 гг. дополнительные детальные съемки МОГТ по системе 24-кратного прослеживания были проведены в периферийных частях Карачаганакской структуры. Их результаты в целом подтвердили ранее выполненные структурные построения.

В период с 1978 г. по 1985 г. в пределах площади КНГКМ отработано более 6000 пог. км профилей МОГТ и МОГТ-ШП (широкий профиль). Полученный сейсмический материал неоднороден по качеству прослеживания подсолевых горизонтов. Участкам, перекрытым соляными куполами, соответствуют зоны ухудшения качества сейсмического материала.

Вместе с тем большая плотность сейсмических профилей на структуре, многовариантность обработки сейсмических данных на ЭВМ, интерпретация сейсмической информации с применением принципов структурно-формационного и сейсмостратиграфического анализа позволили создать надежную структурную основу для размещения поисковых и разведочных скважин.

В июле 1982 года был разработан план проведения дополнительных сейсморазведочных работ в новой, более эффективной модификации объемной сейсморазведки (МОС) с отработкой плотной сети профилей в 3D (МОГТ – 3D). Площадь проводимых показана на рисунке А.2.

Основной геологической задачей этих работ является получение надежной сейсмической информации по наиболее сложно построенному участку подсолевой структуры за счет высокой плотности наблюдений, трехмерной миграции волнового поля, изучение пространственных динамических особенностей колебаний.

1.4 Буровая изученность

В 1979 году во внутренней части прибортовой зоны на площади КНГКМ в скважине П-10 был получен фонтан газа и конденсата из нижнепермских отложений (карбонатного массива) с глубины 3908 м.

Последующими поисковыми работами было доказано наличие уникального нефтегазоконденсатного месторождения в отложениях нижней перми и карбона.

По состоянию на 10 октября 1984 года на КНГКМ закончено бурение 15-ти поисковых и разведочных, а также 6 эксплуатационных скважин; 9 скважин

закончены опробованием и 4 находятся в испытании. Полностью отложения нижней перми вскрыли продуктивные скважины №№ 1, 4, 5, 6, 7, 9, 11, 12, 13, 16, 19, 20. В скважинах №№ 2, 10, 18, 100 и других, данный комплекс отложений вскрыт частично. Продуктивные отложения карбона вскрыты на глубину 31-634 м в 12 скважинах, расположенных в присводной и крыльевых участках месторождения (скважины №№ 1, 4, 5, 7, 9, 11, 12, 13, 16, 19, 20, 104). В 10-ти скважинах закончено опробованием 48 объектов, в том числе 29 в отложениях нижней перми и 19-ти объектов отложения карбона.

Комплексные газодинамические и газоконденсатные исследования, проведенные в разведочных и эксплуатационных скважинах КНГКМ доказали промышленную продуктивность вскрытого карбонатного разреза, нижней перми и карбона до глубины 5217 м (скважины № 13). Этаж пород, насыщенных углеводородом достигает 1557 м (3660-5217 м; в абс. отметках 3567,8-5137,8 м) по данным бурения.

С глубиной увеличивается содержание C₅+. В трех скважинах №№ П-13, 20 и 9 получены притоки нефти с конденсатом в интервале глубин 5152-5217 м. Площадь распространения и мощность нефтяной оторочки пока не установлены в виду недоразведанности месторождения.

Степень изученности месторождения неравномерна по площади и разрезу. В стратиграфическом отношении наиболее изучены пермские отложения, причем главным образом в прикупольных областях залежи.

1.5 Общие сведения о геологическом строении

КНГКМ расположено во внутренней части северной бортовой зоны Прикаспийской впадины в области сочленения последней с Волго-Уральской антеклизой.

Месторождение связано с крупным карбонатным массивом, сформировавшимся с позднего девона по артинский век. Массив осложнен куполами: северным, двухкупольным центральным, южным и западным.

Продуктивная толща КНГКМ сложена преимущественно органогенными карбонатными породами, лишенными терригенной примеси (рисунок А.3). В основании нижнепермских отложений и в низах визейского яруса прослеживаются невыдержанные по толщине и простиранию пласты глинистых известняков с прослоями аргиллитов.

Наиболее распространены породы биогермного (43%) и биоморфно-детритового (38%) типов, присутствуют также органогенно-обломочные (3%) и биохемогенные разновидности известняков (2%). Перекристаллизованные карбонатные породы составляют 14%. В центральной части массива преобладают известняки (70-80%), доломиты и доломитизированные породы составляют 30-20%. На склонах массива резко уменьшается доля известняков (до 30%), доломитов (20%) и переходных разновидностей (50%).

Кровля продуктивной толщи находится на глубине от 3500 м, а подошва (водонефтяной контакт) - на глубине 5165 м (рисунок 4). В этом интервале возраст горизонтов коллектора изменяется в диапазоне от позднедевонского периода до раннепермского периода.

Верхняя часть коллектора представлена раннепермскими рифами, которые сформировались над ранее существовавшей каменноугольной карбонатной платформой.

Каменноугольные коллектора разделены на слоистую серию верхней внутренней платформы (неглубокая зона), нижнюю биогермную серию, и биогермную кровлю комплекса. Все осадочные фации характеризуются с использованием петрофизических и литологических характеристик.

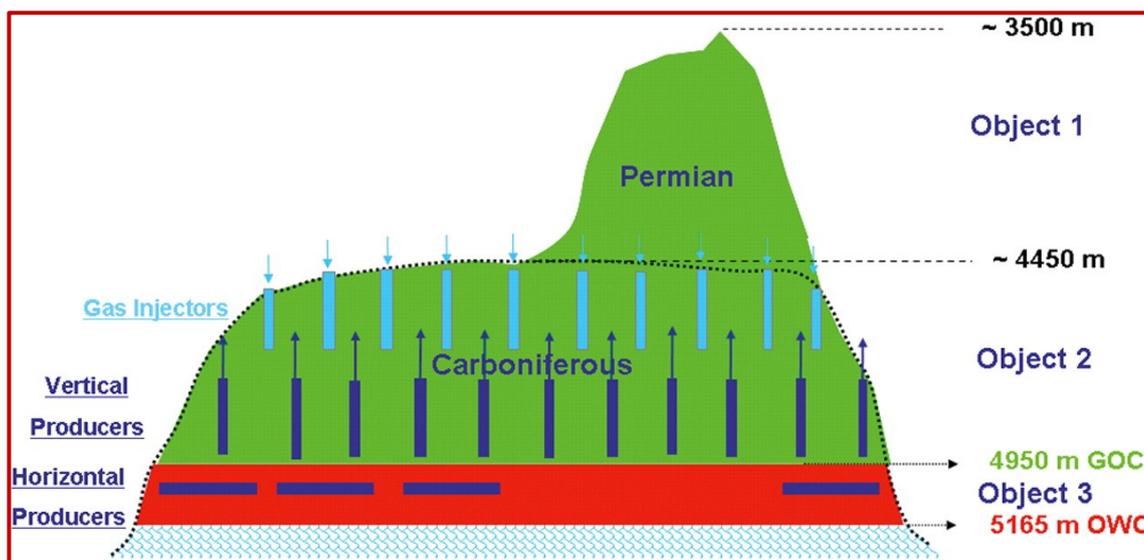


Рисунок 4 - Схематичный разрез коллектора

1.6 Литолого - стратиграфическая характеристика разреза

На КНГКМ скважинами вскрыты кайнозойские, мезозойские и палеозойские отложения на максимальную глубину 6458 м (скважина № ДР6) (рисунок 5). Схема расчленения отложений разработана в процессе разведки на основе палеонтологических и литологических данных, которые были привязаны к промыслово-геофизической характеристике, используемой в дальнейшем для выделения в скважинах стратиграфических подразделений.

Палеозойская группа (Pz)

Девонская система (D)

Наиболее древними отложениями, по данным бурения, являются девонские, представленные нижним, средним и верхним отделами (рисунок 5).

Нижний отдел (D₁)

На основе детальной корреляции специалистами ПГО "Уральскнефтегазгеология" (Н.Г. Матлошинский, О.Н. Марченко, Р.Б. Бахтиаров) при обосновании заложения скважин №№ ДЗ, ДР 7 и ДР 8 было

проведено литолого-стратиграфическое расчленение девонских отложений. Согласно этим исследованиям в скважине № Д5 с глубины 6219 м и до забоя на глубине 6245 м вскрываются глинисто-карбонатные породы эмского яруса нижнего девона. В пробуренных позднее скважинах №№ Д4 и ДР6 нижнедевонские отложения разбурены на глубине 6169 и 6028 м соответственно. Породы представлены аргиллитами темно-серыми, почти черными, известковистыми (рисунок 5).

Максимальная толщина вскрытых бурением нижнедевонских отложений достигает 430 м (скважина № ДР6).

Средний отдел (D₂)

Средний девон в объеме эйфельского и живетского ярусов по данным бурения в скважинах №№ Д1, Д2, Д4, ДР6, 15 представлен плотными, тонкослоистыми, почти черными аргиллитами, сменяющимися вверх по разрезу темно-серыми органогенными известняками с прослоями аргиллитов и редко алевролитов общей толщиной порядка 400 м (рисунки 5, 6).

Эйфельский ярус (D_{2ef})

Сформирован в составе нижнего, недифференцированного, афонинского, частично бийского и койвенского горизонтов (Рисунок 6). Нижняя часть разреза представлена переслаиванием карбонатно-обломочных разностей. Глубоководные отложения характеризуются чередованием аргиллитов темно-серых, почти черных, плотных, микро- и тонкослоистых с известняками с пелоидами, водорослевыми структурами и онколитами. Толщина отложений эйфельского яруса изменяется от 315 м (скважина № Д5) до 380 м (скважина № Д4).

Живетский ярус (D_{2g})

Сложен темно-серыми, почти черными известняками, часто органогенными, кониконхиевыми (кониконхии - группа вымерших организмов, условно отнесенная к типу моллюсков) и аргиллитами, реже алевролитами, наряду с которыми в верхней части разреза встречаются прослойки светло-серых микрокристаллических известняков (рисунок 5). Толщина отложений живетского возраста варьирует от 64 м в скважине № 15 до 92 м в скважине № Д2. В скважине № Д5 на южном склоне Карачаганакской структуры живетские отложения не фиксируются.

Верхний отдел (D₃)

Верхнедевонские отложения представлены франскими и фаменскими ярусами. (рис.6)

Франский ярус (D_{3f})

Отложения данного возраста были выделены в скважинах №Д1 и № Д2 в интервалах 5701-5916 м и 5934-6093 м. В пробуренных позднее скважинах № Д4 и № ДР6 эти отложения пройдены бурением в интервалах 5503-5722 м и 5498-5595 м соответственно. Нижняя часть яруса сложена в основном алевролитами с прослоями аргиллитов и песчаников, которые вверх по разрезу сменяются известняками мелководного фациального облика (рисунок 5). Толщина

отложений франского яруса колеблется от 159 (скважина № Д2) до 219 м (скважина № Д4).

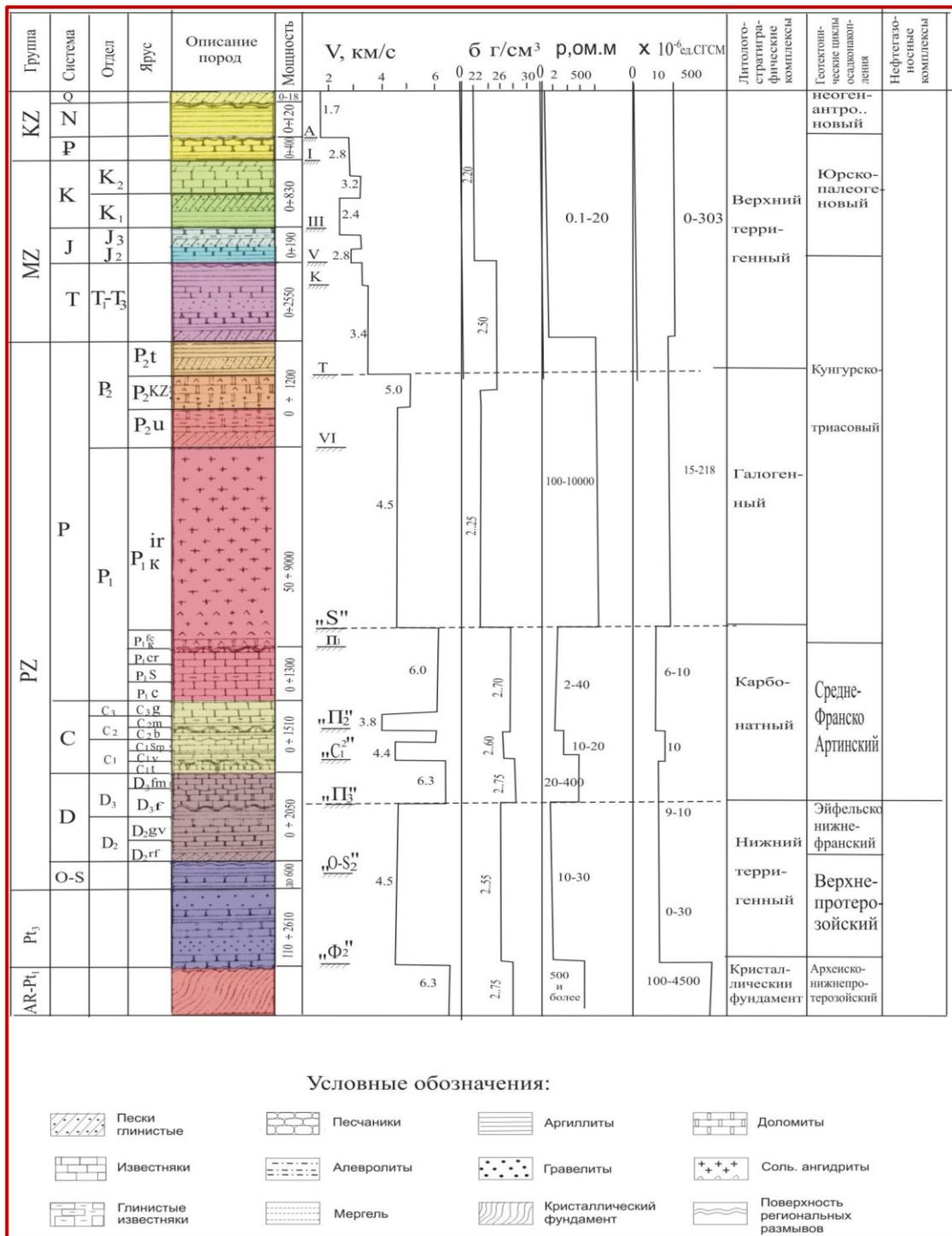


Рисунок 5 - Сводный геологический разрез Северного борта Прикаспийской впадины

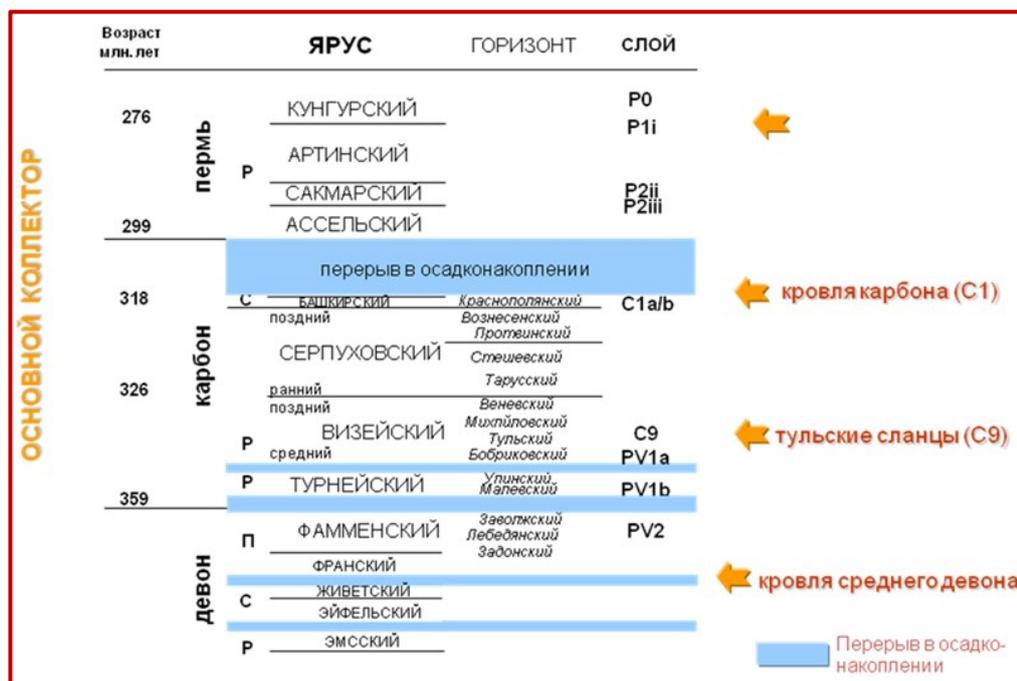


Рисунок 6 - Стратиграфическая колонка – интервал коллектора

Фаменский ярус (D_{3fm})

Породы фаменского возраста вскрыты большим количеством скважин, но на полную мощность бурением пройдены только скважинами №№ 15, Д1, Д2, Д4, Д5 и ДР6. Отложения сложены преимущественно органогенно-детритовыми сферолитовыми известняками, вторичными доломитами и доломитизированными известняками (рисунок 5). По данным бурения толщина фаменских отложений колеблется от 293 (скважина № ДР6) до 386 м (скважина № Д4).

Каменноугольная система (C)

Каменноугольные отложения представлены в объеме нижнего и среднего отделов. Контакт с перекрывающими породами трансгрессивный, с размывом каменноугольных отложений и угловым несогласием. Наиболее широко на территории месторождения развиты отложения нижнего карбона, относящиеся к визейскому и серпуховскому ярусам (рисунок 6).

Нижний отдел (C_1)

Нижнекаменноугольные образования включают в себя турнейский, визейский и серпуховский ярусы.

Турнейский ярус (C_{1t})

Породы турнейского яруса залегают на подстилающих отложениях фаменского яруса, практически не отличаясь от них по литологии (рисунок 6). Нижняя граница яруса определяется по включениям фораминифер и конодонт и четко не установлена. В большинстве скважин, не имеющих палеонтологических определений, граница между турнейским ярусом нижнего отдела каменноугольной системы и фаменским ярусом верхнего девона не проводится. В этом случае эти отложения выделяются в объеме нерасчлененных турнейско-

фаменских образований. Толщина собственно турнейского яруса колеблется от 2 (скважина № 26) до 108 м (скважина № 7).

Визейский ярус (C_{1v})

Визейский ярус выделяется по резкой смене водорослево-сферолитовых известняков органогенно-обломочными или темноцветными глинисто-битумонозными доломитизированными известняками. В основании яруса характерно наличие пласта аргиллита толщиной от единиц до 32 м. Аргиллит черный, плитчатый, местами слабо известковистый. В целом визейскому ярусу соответствует пачка с высокой гамма-активностью толщиной от 5 до 235 м, залегающая непосредственно в аргиллитах (рисунок 5).

Серпуховский ярус (C_{1s})

В серпуховском ярусе присутствуют мелководные (толщиной до 700 м) и относительно глубоководные типы разрезов пород (мощностью 15-63 м), сложенные темно-серыми и серыми плитчатыми, микрослоистыми известняками и доломитами. В краевых частях структуры присутствует рифовый тип разреза, который представлен известняками светлыми, мшанково-водорослевыми, строматолитовыми, перекристаллизованными, доломитизированными, прослоями, переходящими в доломит (рисунок 5). Толщина рифовых отложений 244-872 м.

Средний отдел (C₂)

Башкирский ярус (C_{2b})

Бурением установлено развитие отложений башкирского яруса только в краевых частях структуры, в сводовой части - они размыты (рисунок 6). В составе пород башкирского возраста преобладают осадки мелководно-морского типа, представленные биоморфно-детритовыми, органогенно-обломочными, а также водорослевыми известняками с прослоями доломитов. Толщина их меняется от 4 м (скважина № 28) до 55 м (скважина № 17). В восточной части структуры скважиной 21 вскрыты депрессионные осадки - глубоководные темноцветные известняки и доломиты слоистой текстуры с включениями глинистого материала. Толщина этих отложений достигает 38 м.

Пермская система (P)

Породы пермского возраста залегают на каменноугольных со стратиграфическим перерывом, отвечающим большей части среднего и верхнего карбона. Пермская система сложена нижней карбонатной, средней соленосной и верхней терригенной толщами.

Нижний отдел (P₁)

В нижнем отделе перми выделяются ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы (рисунок 6). Первые три яруса сложены карбонатными породами, входящими в состав продуктивной толщи и образующими три типа разрезов: биогермный, склоновый и относительно глубоководный.

Ассельский ярус (P_{1a})

Толщина отложений (в рифовых фациях) в ассельском ярусе достигает 728 м и составляет в сакмарском и артинском соответственно 23-90 и 90 м.

Образования представлены биогермными известняками, реже доломитами и их биоморфно-детритовыми разностями (рисунок 5).

Отложения рифового склона характеризуются преимущественным развитием доломитизированных биоморфно-детритовых, реже биогермных и биоморфных известняков с прослоями биохеогенных и обломочных.

Толщины отложений этой фации в каждом ярусе (снизу-вверх) колеблются в пределах 42-216, 15-56, 5-217 м. Относительно глубоководные отложения представлены темноцветными, почти чёрными тонко- и микрослоистыми битуминозными карбонатными породами с примесью глинистого и кремнистого материала и во всех трёх ярусах выделяются условно (рисунок 5).

Сакмарский ярус (P_{1s})

В рифовой фации представлен светлыми разновидностями водорослевых, мшанковых, тубифитовых и криноидно-водорослевых известняков. Толщина отложений этого типа изменяется от 23 (скважина № 10) до 90 м (скважина № 6). Склоновый тип разреза сложен органогенно-детритовыми, брекчиевидными, тонкокристаллическими и пелитоморфными известняками, толщина которых изменяется от 15 до 56 метров.

Артинский ярус (P_{1ar})

В рифовом типе разреза данный ярус образован биоморфно-детритовыми известняками, реже биогермными, водорослевыми доломитами. Толщина артинских отложений этого типа оценена в 90 м (скважина № 2). Склоновый тип разреза сформирован, в основном, вторичными доломитами, реже известняками биоморфно-детритовыми, органогенно-обломочными (рисунок 6). Толщина яруса в разрезах склонового типа резко сокращается и изменяется от первых единиц (скважины № 1, 27) до 217 м (скважина № 7).

Кунгурский ярус (P_{1k})

Отложения кунгурского яруса в пределах месторождения развиты повсеместно. Они залегают на размывтой поверхности каменноугольно-артинских отложений, облекая седиментационно-рифогенную морфоструктуру Карачаганакского поднятия и повторяя ее рельеф. По палеонтологическим и палинологическим данным в составе кунгурского яруса выделяются филипповский и иренский горизонты (рисунок 6).

Филипповский горизонт (P_{1kf})

Отложения филипповского горизонта вскрыты всеми пробуренными на месторождении скважинами. В наиболее полных разрезах они состоят из двух литологических толщ - карбонатной и карбонатно-сульфатной. Отложения карбонатно-сульфатной толщи образованы, в основном, из ангидрита с прослоями доломитов, толщина их изменяется от единиц до 348 м (рисунок 5).

Карбонатная толща сложена преимущественно перекристаллизованными, ангидритизированными доломитами. Карбонатно-сульфатная толща образована в основном ангидритами серой, светло-серой и голубоватой окраски с прослоями доломитов (рисунок 5). Толщина горизонта меняется от нескольких метров в наиболее погруженных частях рифогенной структуры до 150-300 м в центральной части палеорифа.

Иреньский горизонт (P₁kir)

Представлен соленосными отложениями с терригенными прослоями. Толщина иреньских соленосных отложений, в основном, каменной соли колеблется в широком диапазоне, а именно от 9 м в скважинах № 2 и 9 до 501,8 м в скважине № 49. В центральной части мульды толщина горизонта составляет от нескольких единиц до 250 м, а в скважинах № 18, 102, 111, 215 и 913 отложения иреньского возраста отсутствуют, что связано с оттоком пластичных соляных масс в места развития соляных куполов, в зоне которых толщина горизонта максимальная и составляет более 500 м.

Верхний отдел (P₂)

Отложения верхнего отдела пермской системы выделяются в объеме уфимского, казанского и татарского ярусов.

Уфимский ярус (P₂u)

Вскрывается скважинами в пределах межкупольной мульды и в литологическом отношении представлен чередованием аргиллитов, глин, алевролитов, солей и ангидритов (рисунок 5). Толщина яруса меняется от 48 (скважина № 433) до 1284 м (скважина № 24), в отдельных случаях до 1630 м (скважина № 8), увеличиваясь в направлении зоны контакта северного крыла мульды с Карачаганакским куполом.

Казанский ярус (P₂kz)

Повсеместно распространен в пределах развития межкупольной мульды. По литологии казанский ярус подразделяется на калиновскую и нерасчлененные отложения гидрохимической и сосновской свит. Отложения калиновской свиты представлены глинами красно-коричневыми, коричневато-серыми, уплотненными, алевролитистыми, с мелкими гнездами ангидритов и каменной соли, с прослоями глинистых известняков и доломитов (рисунок 5). Толщина свиты изменяется от 25 м (скважина № 1000) до 300 м (скважина № 913). К нерасчлененной гидрохимической и сосновской свитам относится толща кирпично-красных, сильно уплотненных глин с прослоями каменной соли и ангидритов, реже алевролитов, известняков и доломитов. Толщина этих отложений колеблется от 152 до 742 м.

1.7 Тектоника

В тектоническом плане КНГКМ расположено во внутренней части северной бортовой зоны Прикаспийской впадины, характеризующейся большой толщиной осадочного чехла и проявлением соляной тектоники.

В районе месторождения по данным сейсмосьёмки на глубине 6-7 км выделяется выступ фундамента со сложным строением с амплитудой поднятий и прогибов около 400 м, ограниченным с севера дугообразным прогибом.

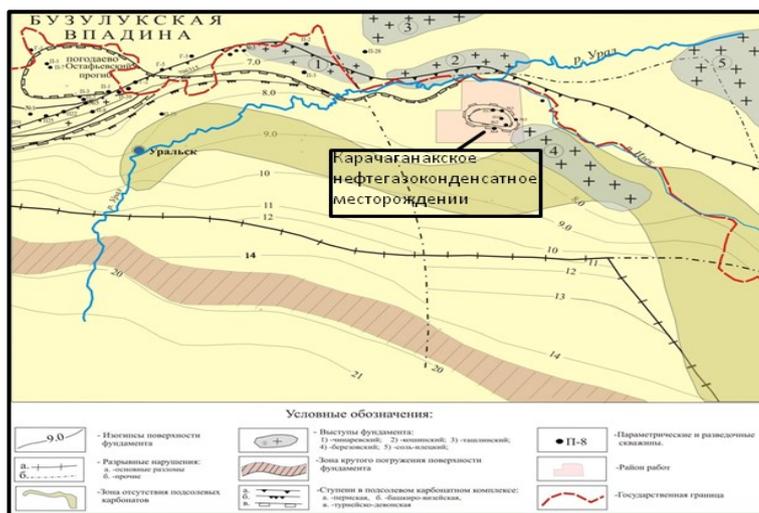


Рисунок 7 - Схема тектонического строения северо-восточной части Прикаспийской впадины

С юга выступ окаймляется двумя ветвями субширотного сброса, по которым поверхность фундамента ступенчато погружается с севера на юг. Амплитуда сбросов нарастает в западном направлении, достигая 1200 м. Сбросы древнего заложения и по кровле терригенного девона не прослеживаются.

Субширотная и субмеридианальная ориентировка структурных элементов древнего заложения находит отражение в форме локального поднятия по кровле отложений терригенного девона. Основной карбонатный массив КНГКМ связан с фаменско-артинским структурным этажом, образующим крупный подсолевой массив широтного простирания, ориентированный параллельно борту Прикаспийской впадины (рисунок 7).

Верхнепалеозойский структурный этаж разделяется на три подэтажа: верхнедевонско-турнейский, визейско-башкирский и раннепермский. При этом каждый подэтаж характеризуется несколько отличным от других структурным планом. Строение визейско-башкирского структурного подэтажа, по сравнению с более древними, на месторождении изучено значительно лучше. Сверху подэтаж ограничен поверхностью предпермского перерыва в осадконакоплении.

Структурная поверхность отложений карбона образована при активном влиянии денудационных процессов, сопряжённых с перерывом в осадконакоплении и приведших к срезанию верхней части визейско-башкирского карбонатного массива и выравниванию его поверхности. Массив приобретает в плане форму с широкой восточной частью и сужающейся западной периклиналью.

В пределах пологой сводовой части поднятия, в районе скважин №№ 420, 933, 304, 27, 24, 223, 43, где ширина свода достигает максимальных размеров, его вершина приобретает серпообразный изогнутый в плане вид. Эта часть поднятия оконтуривается изогипсой -4500 м и служит цоколем для нижнепермской постройки, возвышающейся над остальной частью карбонатного каменноугольного массива более чем на 100 м (рисунок А.8).

Для раннепермского структурного подэтажа характерно наращивание вершины восточной расширенной части каменноугольного основания рифовой постройкой, высота которой равна высоте всего каменноугольного карбонатного массива. По результатам поисково-разведочного бурения на западной части также выделялся участок развития нижнепермских отложений, размеры которого равны 3-4 км и высотой до 100 м.

В настоящее время эксплуатационными скважинами № 423 и № 424 вскрыты нижнепермские отложения, в результате чего восточный и западный участки соединяются полосой развития нижнепермских карбонатных отложений шириной порядка 6 км.

Кунгурско-триасовый структурный этаж, отличающийся развитием соляной тектоники, играет роль покрывки КНГКМ. Особенности проявления соляной тектоники привели к формированию в краевых частях подсолевой структуры с запада на восток соляных гряд со сложными переходами от галогенных к терригенным отложениям. Средняя часть подсолевой структуры в плане совпадает с межкупольной мульдой, где практически полностью отсутствует соль, а сульфатная пачка кунгура последовательно перекрывается уфимскими, ниже- и верхнеказанскими отложениями по мере движения с северо-востока на юго-запад.

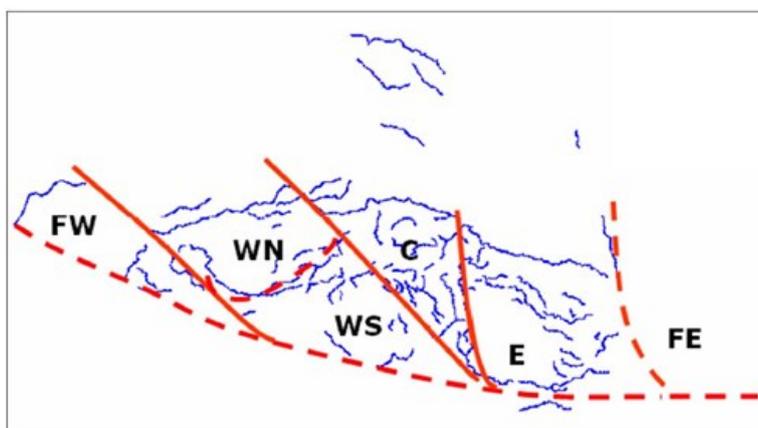


Рисунок 9 - Структурная карта КНГКМ по кровле тульского горизонта с выделением разломов

1.8 Нефтегазоносность

Основная разрабатываемая нефтегазоконденсатная залежь связана с карбонатными верхнедевонскими (фаменскими), каменноугольными и нижнепермскими (по артинский ярус включительно) отложениями. Суммарная толщина нефтегазоконденсатных залежей около 1600 м, минимальная глубина залегания ее кровли 3500 м (рисунок 10).

Ниже отметки минус 5000 м залегает нефтяная зона. Судя по высокому газожидкостному фактору (ГЖФ), превышающему $500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и физико-

химическим свойствам нефть (особенно в верхних слоях зоны) легкая, маловязкая, переходящая к отметке минус 5130 в более плотную и вязкую.

Пластовые воды в чистом виде на месторождении получены не были, и по этим причинам конфигурация месторождения и высота залежи однозначно не установлены. Вместе с тем, есть основания полагать, что примесь жидкости, полученная с нефтью в скважине № 13 с глубины 5202~5217 м, представлена преимущественно (70~80 %) пластовой водой. На это указывает, с одной стороны ее химический облик с характерным для глубин вод соотношением составляющих компонентов, а с другой – ее стабильные притоки в значительных количествах (25~30 %), что не наблюдалось в других скважинах с аналогичными условиями проходки, вскрытия и освоения пластов. Кроме того, сравнение химических составов полученной воды и бурового раствора показывает их несоответствие.

Поскольку из интервала 5125~5190 м той же скважины получена безводная нефть, то надо полагать, что нижняя граница чисто нефтяной подушки проходит на глубине примерно 5210 (-5165 м); ниже залегает переходная водонефтяная зона (рисунок 10).

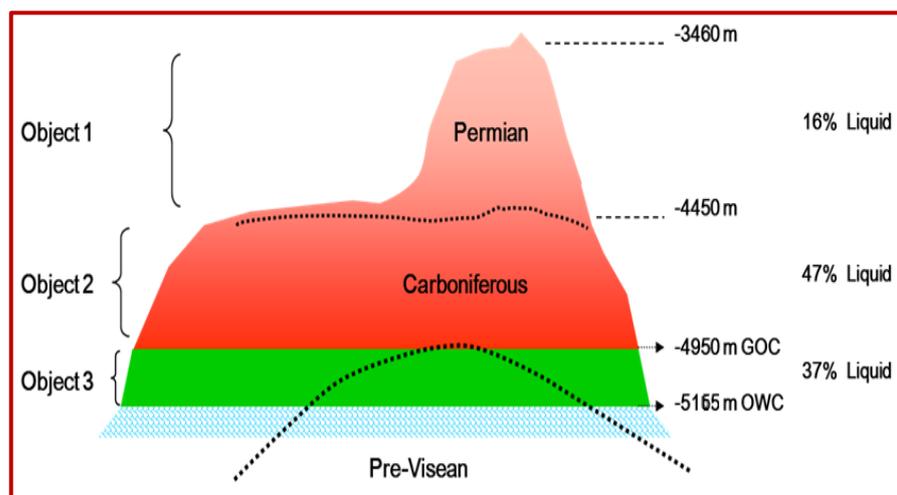


Рисунок 10 - Схематичный разрез коллектора КНГКМ

В каменноугольных отложениях находится газоконденсатная залежь и нефтяная подушка.

Граница между газоконденсатной и нефтяной зонами точно не установлена. Исследование рекомбинированных проб пластовых смесей (интервал 4870 ~4965 м) на установке фазовых равновесий mini-PVT, указывает на то, что газонефтяной контакт (ГНК) находится ниже глубины 4332 м, поскольку давление начала конденсации в скважине № 19 оценивается в диапазоне 527~550 кгс/см², то есть эта система является недонасыщенной. Учет этого фактора в сочетании с физико-химическими характеристиками (цвет, плотность, компонентный состав и др.) пластовых флюидов более глубоких интервалов вскрытия пласта (скважин № 5 и №20) позволяют оценить положение газонефтяного контакта на отметке 4950 м (рисунок 10).

Пермские отложения содержат газоконденсатную залежь.

Нефтеносность кунгурских отложений установлена эксплуатационной скважиной № 112. В этой скважине в процессе бурения при глубине 3528 м был получен фонтан нефти с дебитом порядка 100 м³/сут, который ликвидирован путем задавки глинистым раствором плотностью 1,56 г/см³. Нефть черного цвета, вязкая плотная с удельным весом 0,89 г/см³ и аномально высоким пластовым давлением.

После этого скважина была продолжена бурением с отбором керна до глубины 3594 м.

Скважину оборудовали эксплуатационной колонной до глубины 3588 м, которую зацементировали до устья в целях опробования.

В целях тестирования была произведена перфорация эксплуатационной колонны в интервалах: 3515-3534 м (I объект), 3485-3495 м (II объект), 3465-3475 м (III объект), 3556-3568 м (IV объект). Приток нефти получен из IV объекта, дебит нефти составил 30 м³/сут на штуцере 10 мм, пластовое давление не замерялось. Остальные объекты оказались «сухими».

Скопление нефти приурочено к ангидритам светло-серого цвета, трещиноватым, с характерной косою слоистостью, обусловленной тонкими прослоями доломитов, пропитанных нефтью. Пористость нефтегазоносных пород составляет 6,5 %.

1.9 Водоносность

В гидрогеологическом отношении в разрезе КНГКМ выделяется два гидрогеологических этажа, разделенных регионально сульфатно-галогенным водоупором кунгурского возраста.

Верхний этаж охватывает преимущественно терригенные отложения четвертично - неогенового мелового юрского, триасового и верхнепермского возрастов. Подземные воды приурочены к песчаным линзам и прослоям четвертичных, неогеновых, нижнемеловых, юрских отложений к мело-мергельным трещиноватым породам верхнего мела.

В целом, район КНГКМ характеризуется преобразованием подземных вод повышенной минерализации, среди которых пресные воды развиты на отдельных участках. Развиты компрессные гидрокарбонатные, так и солоноватые и соленые хлоридно сульфатные, хлоридно-гидрокарбонатные, гидрокарбонатные сульфатные гидрокарбонатно-хлоридные воды.

Минерализация подземных вод первого от поверхности земли водоносно горизонта независимо от возраста и литологии водовмещающих порох составляет обычно 2-3 г/л. С глубиной она увеличивается и может достигать до 20 г/л.

Из верхнепермских опробованы только отложения татарского яруса, в которых водоносными являются меж-среднезернистые песчаники и алевролиты.

В результате опробования были получены пластовые воды хлоридного натриевого состава с минерализацией 281,2 - 302,0 г/л и плотностью 1,182-1,187.

Нижний гидрогеологический этаж приурочен к карбонатным отложениям нижней перми и каменноугольного возраста. В результате исследований были получены весьма небольшие притоки пластовой воды дебитом от 2,0 до 5,5 м³/сут. Плотность воды 116-119 кг/м³, минерализация от 233 до 279 г/л. По составу воды хлоридные, тип вод – хлор - кальциевый.

Данные этажи представляют собой самостоятельные водонапорные системы, отличающиеся как гидродинамическим режимом, так и особенностями подземных вод. В надсолевом этаже суммарная толщина достигает 3500-4000м. Данные о пластовых водах получены по разведочным скважинам, в которых вода изливалась.

Дебит излива колеблется по скважинам от 1,9 до 49 м³/сут. Устьевое статическое давление составляет 2,29-3,303 МПа. Плотность воды колеблется от 1,0784 до 1,1127 кг/м³. Общая минерализация от 117 до 189 кг/м³. Пластовое давление 60,19 – 61,12 МПа. Пластовая температура на глубинах 3200-5325 м равна 353-363 К.

Подземные воды представлены хлоркальциевыми рассолами плотностью 1.07501.1201 г/см³ с содержанием солей от 108.05 до 177.88 г/л.

Ионно-солевой состав пластовых вод водоносного комплекса нижнего карбона и верхнего девона довольно однообразен. Преобладающими ионами являются хлор и натрий, суммарное содержание которых достигает 75.6-94.1%. Концентрация хлора изменяется от 1777 до 3126 мг-экв/л, а натрия - от 1580 до 2580 мг-экв/л. Содержание сульфатов значительно ниже и колеблется в пределах 14.8-68.8 мг-экв/л.

Отмеченные выше закономерности в изменении макрокомпонентного состава пластовых вод и их генетических коэффициентов имеют площадную зональность, проявляющуюся в последовательном увеличении минерализации вод к краевым частям месторождения, в этом же направлении происходит рост их метаморфизации. Из микрокомпонентов только содержание йода коррелируется с общей минерализацией вод - его повышенные концентрации (31.2-85.6 мг/л) отмечаются в менее минерализованных водах. С ростом минерализации содержание йода уменьшается до 5.2927.49 мг/л. Концентрации брома, лития, рубидия, цезия, калия независимо от минерализации пластовых вод составляют: 223-618; 24-35; 0.5-0.8; 0.02-0.2 и 675-2175 мг/л соответственно.

Подземные воды комплекса характеризуются высоким газосодержанием, величина которого изменяется от 5717 до 7340 нсм³/л. Газонасыщенность вод изменяется от 0.74 до 1.10.

1.10 Сейсмогеологическая характеристика участка работ

Особенности геологического строения верхней части разреза Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения подтверждаются

результатами интерпретации трехмерной сейсморазведки, проведенной в рамках программы полного изучения месторождения.

На сейсмогеологическом разрезе в пределах площади участка четко выделяется Карачаганакский и Кончубайский соляные купола, характеризующиеся хаотичными отражениями. На исходном сейсмическом разрезе через Кончубайский соляной купол и межкупольную мульду четко видно, что соленосный комплекс над приподнятым блоком фундамента образует валообразную структуру, которая полностью пробивает верхнепермские и триасовые отложения, ограничивая их с юга крутым склоном (рисунок 11). На контакте соляного купола и терригенных отложений триаса произошло уплотнение пород в результате течения пластичных солей кунгурского яруса, поэтому контакт носит непроницаемый характер. Верхнепермский, триасовый и юрско-меловой осадочные комплексы выполняют ассиметричную мульду.

В целом сейсмогеологические условия района работ благоприятны для проведения здесь сейсмических исследований. В межкупольных зонах, а также в северной части площади, где наблюдается затухание солянокупольной тектоники, хорошая прослеживаемость горизонтов. В пределах склонов куполов и их сводов прослеживаемость горизонтов, как правило, ухудшается (рисунок 11).

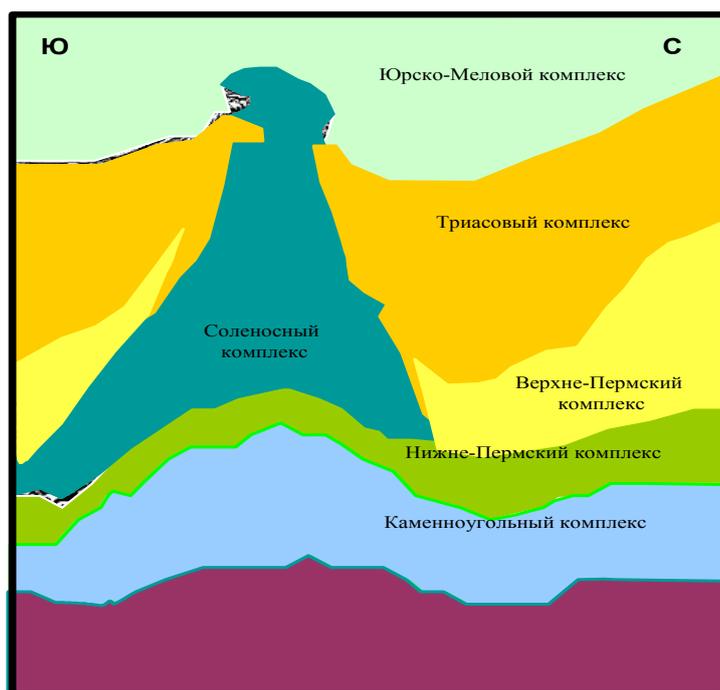


Рисунок 11 - Интерпретация сейсмического разреза – выделение сеймостратиграфических комплексов. Использование ГИС Petrel

По результатам сейсморазведочных работ были выделены основные отражающие горизонты. На всей территории КНГКМ прослеживаются три основных маркерных отражающих горизонта:

- Кровля филипповского горизонта (P0)

- Кровля каменноугольного горизонта (С1)
- Кровля тульских сланцев (С9).

2. Комплексное геолого-геофизическое исследование

2.1 Параметры съемки

При выполнении сейсмической съемки МОГТ-3D (1999г.) были применены следующие параметры съемки для всей площади съемки КНГКМ (таблица 1).

Таблица 1 - Параметры съемки 3D сейсморазведки

	Исходные параметры съемки 3D сейсморазведки	Значения
1	Полная номинальная кратность Кратность по инлайну Кратность по кросслайну	330.0 22.0 15.0
2	Размер бина, $B_R \times B_S$ Размер бина по инлайну, B_R Размер бина по кросслайну, B_S	10 m \times 10 m 10 m 10 m
3	Максимальный вынос ПВ	410 m
4	Максимальный вынос ПВ-ПП Минимальная дальность выноса	9,327 m 2,478 m
5	Размер расстановки Инлайн X макс, X_R Кросслайн X макс, X_S Аспектное соотношение расстановки, $X_S : X_R$ $X_R : X_S$	6590 m \times 6,600 m 6,590 m 6,600 m 1.00 1.00
	Параметры, определяющие плотность данных сейсмического наблюдения	
6	Количество бинов на кв км Интегральная плотность (количество сейсмических трасс на кв км)	10,000 3,300,000
7	Количество ПВ на кв км	333.33
8	Количество ПП на кв км	166.67
	Описание расстановки и ее перемещения	
	<i>Геометрия профиля ПП в расстановке</i>	
9	Количество приемных линий в своде (NRL)	15
10	Интервал между линиями приема (RLI)	300 m
11	Количество ПП на линии (NRpL)	660
12	Интервал ПП (RI)	20 m
13	Количество активных каналов (NC)	9900
	<i>Геометрия профиля ПВ в расстановке</i>	
14	Количество линий взрыва (SL)	1
15	Интервал между линиями взрыва (SLI)	300
16	Количество ПВ на линии взрыва & расстановку (salvo)	450
17	Интервал ПВ (SI)	20 m
	<i>Перемещение расстановки</i>	
18	Волны по инлайну Количество интервалов между SLs	300 m 1

Продолжение таблицы 1

19	Волны по кросслайну Количество интервалов ЛПП	4,500 m 15
Размещение расстановок		
22	Расстановка ЛПВ	Normalorthogonal
	Тип регистрирующей расстановки (инлайн)	Symmetricsplit-spread
Объем работы		
20	Однократная площадь	879.93 sq.km
21	Количество ПВ	273225
22	Количество ПП	136575

2.2 Рефрагированная статика

2.2.1 Пикирование первых вступлений

На начальном этапе обработки сейсмических данных первые вступления были автоматически прокоррелированы с использованием модуля Куб Менеджера PGS.

Рассчитанные времена для первых вступлений были сохранены в заголовках трасс и загружены в программный пакет интерактивной остаточной статистики *Stratus* вместе с сейсмическими трассами для дальнейшего анализа и редакции плохого пикирования.

Вместе с тем, пикирование первых вступлений было сильно осложнено из-за преломляющих горизонтов в верхней части разреза, меняющихся на протяжении всей площади, а также из-за соляного купола у поверхности на свозах 3-4.

В результате этого, автоматическое пикирование в *Stratus* признано проблематичным, а пикирование вручную невозможным из-за большого объема данных. В этой ситуации было применено полуавтоматическое пикирование с использованием программного пакета *Holoseis* (рисунок 12).

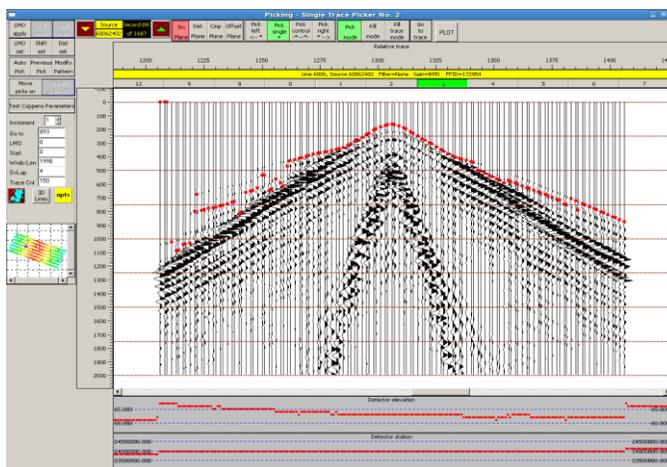


Рисунок 12 - Пример пикирования первых вступлений для средних офсетов

2.2.2 Выделение преломляющего горизонта и его анализ

На основании результатов анализа пикирований первых вступлений, был выявлен преломляющий горизонт в верхней части разреза на удалениях от 50-450м с кажущейся скоростью 2000м/сек. В результате анализа первых вступлений для преломляющего горизонта в верхней части разреза были построены карта времени задержки и карта граничной скорости.

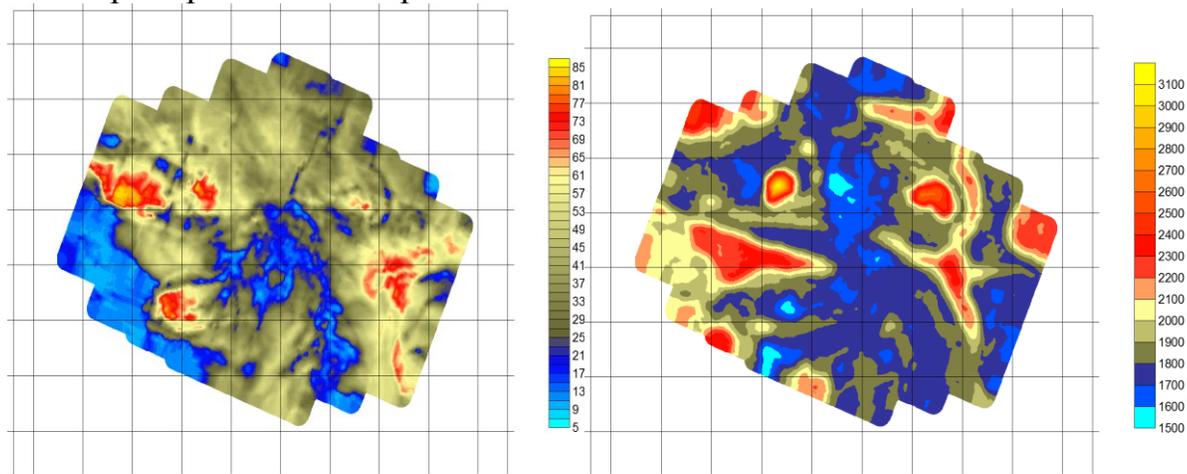


Рисунок 13 - Карта времени задержки и карта граничной скорости

2.2.3 Построение модели и оценка статических поправок

Для построения модели зоны малых скоростей (ЗМС) был выполнен анализ данных микросейсмокаротажа (МСК), результаты которого показывают, что средняя мощность этой зоны меняется от 4 до 50 м по площади съемки. Скорости в ЗМС меняются от 500м/сек до 900м/сек.

Ниже приводятся карты рассчитанной мощности ЗМС и карты скоростей, построенные на основании МСК (рисунок 14).

Полученная модель скоростей ЗМС использовалась с целью построения модели преломляющего горизонта, по завершению которой поверхность преломляющего горизонта была сглажена с использованием радиуса 1км. Полученная модель была использована для расчета статики.

Для каждого пункт взрыва/пункт приема (ПВ/ПП) статистические поправки рассчитывалась как сумма двух временных сдвигов:

– Сдвиг 1: от высотной отметки до глубины промежуточной плавающей линии приведения с отметкой 5м ниже основы зоны малых скоростей с использованием параметров скоростной модели.

– Сдвиг 2: от основы зоны малых скоростей до конечной плавающей линии приведения (которая была представлена путем сглаживания с использованием высотной отметки) со скоростью замещения 1800 м/сек.

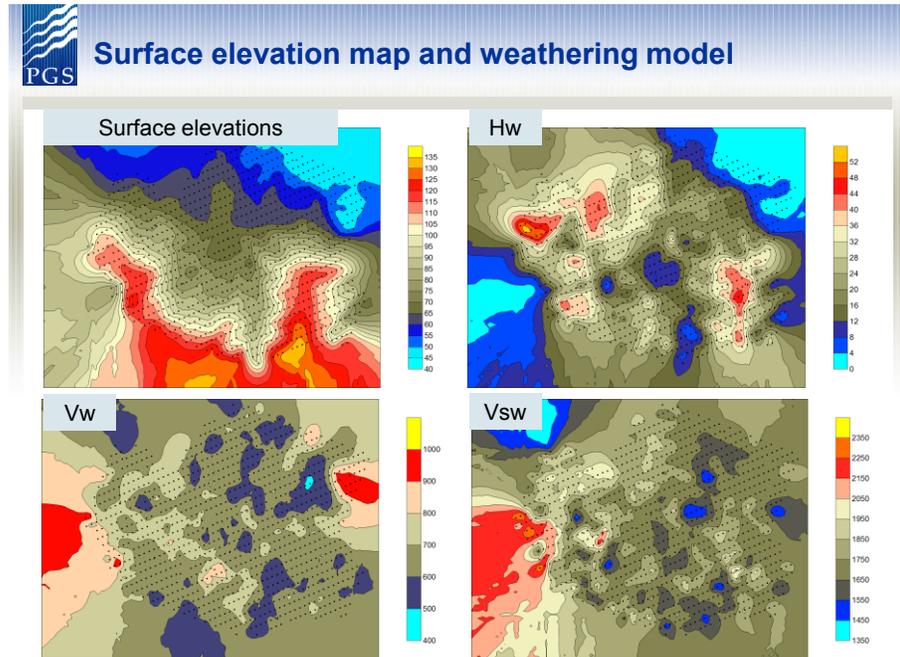


Рисунок 14 - Высотная отметка (сверху, слева); Мощность зоны малых скоростей (сверху, справа), а также скорости в зоне выветривания (Vw) и скорости под подошвой зоны выветривания (Vsw) (снизу), полученные на основе данных МСК

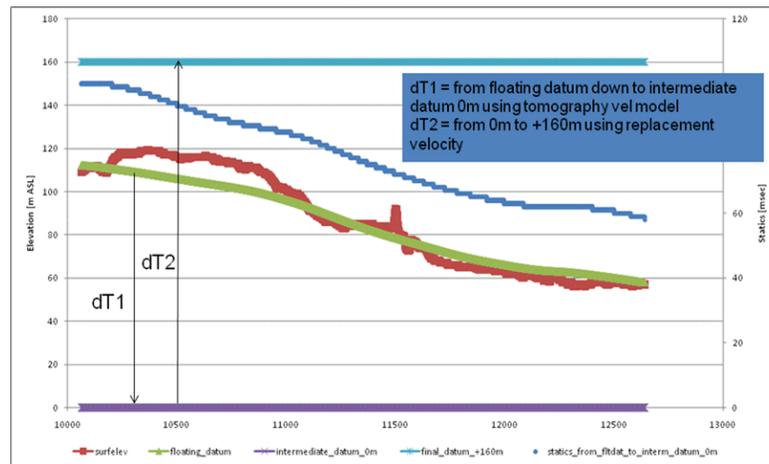


Рисунок 15 - Статика была рассчитана, начиная с двух временных сдвигов

Статика была применена к данным до суммирования. Конечный сдвиг, от плавающей линии приведения до постоянной линии приведения с отметкой +160м (см. рисунок 15, моделирование поверхностей и линии приведения, используемые при анализе статики), был рассчитан с использованием скоростной модели

томографии при следующей последовательности (начиная с модели томографии до промежуточной линии приведения от 0м и до +160м со значением скорости замещения, равным 2400м/сек) и применен после суммирования.

Контроль качества (КК) решения рассчитанной рефрагированной статики был выполнен с использованием азимутально-зависимых разрезов линейного кинематического сдвига ПВ/ПП.

2.2.4 Построение модели скорости в верхней части разреза с использованием томографии преломленного луча

Томография преломленного луча была использована для построения модели скорости в верхней части разреза, которая была получена в результате применения 12 итераций томографии на чередующихся лучах. Первые 10 итераций были выполнены, используя наборы пикирований ПВ с увеличенным шагом дискретизации. Последние две итерации были выполнены с использованием всех пикирований без увеличения шага дискретизации.

Была построена исходная модель для томографии на основании результатов съемки сейсмокаротажа (рисунок 16).

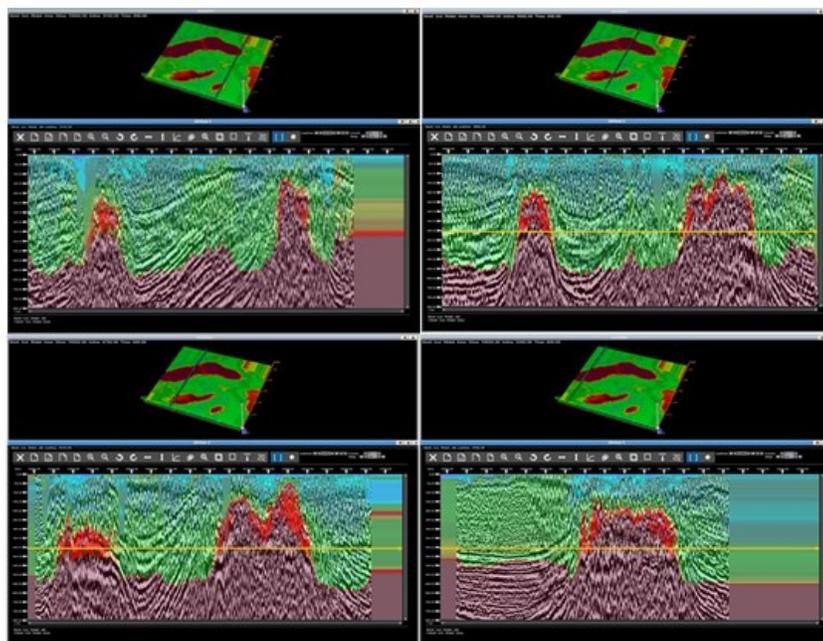


Рисунок 16 - Финальная модель с введенными статическими поправками на программном обеспечении Holoseis

2.3 Восстановление амплитуды

Сферическое расхождение является потерей энергии на весь большой объем, возникающей вследствие распространения волнового фронта по мере его пробега через земные толщи. В случае среды с постоянной скоростью, волна распространяется в виде ряда concentрических окружностей. Однако, для кратных слоев, форма сигнала и его амплитуда становятся функцией пластовой скорости и времени пробега.

Для поправки сферического расхождения была применена поправка с использованием программного пакета Ursin. Применялась однократная эффективная скорость на основе предоставленного поля скоростей суммирования из предыдущей обработки (VERITAS 2005 переобработка).

2.4 Подавление шума: редакция забракованных трасс

Анализ данных после первого подавления шума показал наличие существенного промышленного шума, вызванного линиями электропередач и дорог. Заданное окно от 5000-7000мс, было выбрано для среднеквадратического анализа в общей точке взрыва и в общей точке сбора.

Карта среднеквадратических амплитуд, построенная по пунктам приема, показала хорошее соотношение с картой инфраструктуры и то, что среднеквадратические амплитуды могут применяться для создания таблицы отредактированных каналов. Приемники со среднеквадратическими величинами, превышающие указанные пороги, считались забракованными и удалялись (либо сводились к нулю) из набора данных (подобные редакции могли считаться скорее редакцией «приемников», чем редакцией «трассы») (рисунок 17).

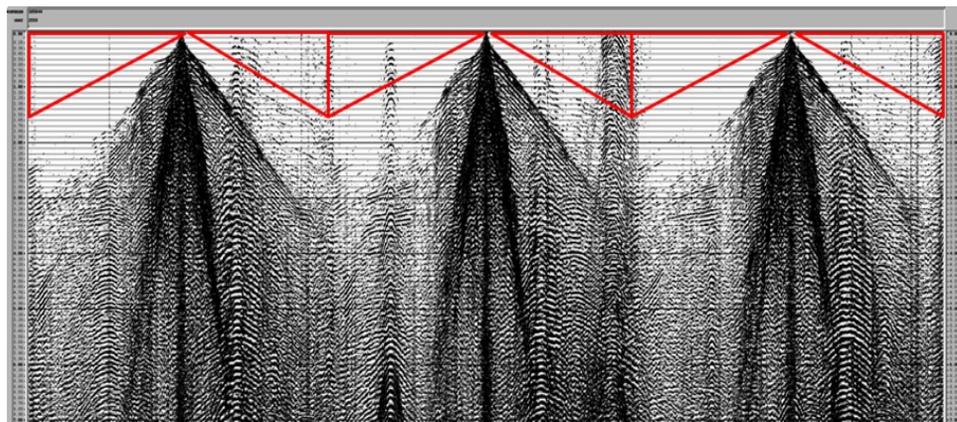


Рисунок 17 - Пример окна для расчета амплитуд аномалий

Карты среднеквадратичных амплитуд и карты доминирующей частоты были отдельно построены для каждой сейсмограммы.

Тестирования редакций забракованной сейсмотрассы включают построение суммарного разреза тестового профиля с применением каждой отредактированной трассы.

Суммарный разрез был построен в 2D viewer с учетом того же амплитудного уровня и результата сопоставления разрезов, а также построены изображение разницы до и после применения (рисунок Б.18).

2.5 Скоростной анализ

С целью сохранения однократных волн во время подавления при использовании процедуры по подавлению шума линейного радона, был выполнен первый скоростной анализ по группам ОГТ, размещенных на сети 600 м x 600 м по площади съемки с использованием собственного программного обеспечения PGS *TVAT*". До анализа скоростей была применена одноканальная деконволюция с интервалом предсказания 48 мс и длиной оператора равной 72 мс; АРУ с окном 1000 мс. Предоставленные поля скоростей ДМО с применением процедуры сглаживания использовались в качестве исходных скоростей для выполнения анализа. Значения начальной скорости с отметкой 0мс представляют собой замещение скорости со значением 1800 м/с.

2.6 Контроль качества сейсмических данных

Контроль качества исходного и окончательного кубов был выполнен с использованием пакета Holoseis PGS.

КК окончательных данных включал в себя сопоставление миграции способом суммирования и миграции после суммирования до и после ввода поправок к окончательной линии приведения (+160 м); сопоставление со старыми данными (ВМДС) – сопоставление двух сублайнов, а также временных срезов. КК также включал сопоставление кубов, загруженных из SEG-Y обратно в CMUI/Holoseis с исходными кубами. Был выполнен КК карт статики ОГТ от линии приведения к окончательной линии приведения, а также КК карты плавающей линии приведения.

На основании проведенной обработки можно сделать выводы, что

Качество полевых данных признано хорошим, за исключением района, где располагались объекты инфраструктуры (ГП2, ГП3 и КПК).

3 Интерпретация сейсморазведочных данных и геологическое моделирование

3.1 Структурная интерпретация

Целью структурной интерпретации является построение структурной модели по отражающим горизонтам, которая является каркасом для конечной геологической модели.

Структурная интерпретация состоит из:

- выделения, прослеживания и стратификации сейсмических отражающих границ;
- выделения и трассирования разрывных нарушений;
- построения структурных моделей.

3.1.1 Выделение, прослеживание и стратификация сейсмических границ

Прослеживание сейсмических горизонтов – корреляция осей синфазности отраженных волн является ключевой операцией, предваряющей моделирование объектов разработки на КНГКМ.

Корреляция на исходных сейсмических разрезах (рисунок Б.19) выполнялась автоматически по характерной особенности сейсмического импульса (максимальному или минимальному значению амплитуды), опираясь на сходство формы колебаний отражения и относительно небольшие временные сдвиги импульсов на соседних трассах. Результаты корреляции отраженных элементов сейсмического волнового поля отражены на рисунке Б.20.

На всей территории КНГКМ прослеживаются три основных маркерных отражающих горизонта (рисунок Б.20):

- Кровля филипповского горизонта (P0)
- Кровля каменноугольного горизонта (C1)
- Кровля тульских сланцев (C9).

Стратификация сейсмических горизонтов означает его привязку к геологической границе, выделяемой в кровле пласта/пластов определенного литологического состава.

Стратификацию выполняли на основе скважинных сейсмических наблюдений и данных ГИС, полученных на исследуемой площади. Наиболее полная информация была получена с данных вертикального сейсмического профилирования (ВСП), дополненные данными Акустического каротажа.

3.1.2 Интерпретация разрывных нарушений месторождения

Основными признаками разрывных нарушений являются:

- резкие сдвиги сейсмических горизонтов по обе стороны от разрыва сплошности горных пород,
- потеря корреляции пачек сейсмических горизонтов и появление локальных зон рассеянной энергии дифракции волн в областях разрыва этих горизонтов.

По данным сейсморазведки, разломы в триасовом комплексе в пределах восточной части межкупольной мульды не выделяются (рисунок Б.21).

Система разломов продуктивного комплекса, преимущественно располагается в нижней части разреза и не проявляется в вышележащих отложениях в виде разрывных нарушений.

Разрывные нарушения берут начало в кристаллическом фундаменте и протягиваются вплоть до филипповского горизонта. Данные разломы являлись причиной генерации ослабленных зон, по которым впоследствии происходило внедрение соли и образование соляных куполов.

Разломы были включены в симуляционную модель для имитации расчлененности коллектора, необходимой для приемлемой адаптации модели.

3.2 Геологическое моделирование

Цель геологического моделирования состоит в построении геометрических стереоформ и определении вещественного состава и характера насыщения флюидами объектов исследования или разработки, в математическом описании геологического строения недр.

Перед построением геологической модели исследуются сейсмические сигналы от всех элементов геологического строения, образующиеся при прохождении по ним упругих волн, а также скважинные данные.

Сейсмическое моделирование позволяет решать важные поисковые задачи: 1) определять возможность картирования данного геологического объекта; 2) определять влияние вариаций геологических параметров (пористость, мощность и пр.) в ожидаемых пределах на сейсмические сигналы и 3) оценивать значимость изменений характера отражений, или аномалий, выявляемых на полевых сейсмических записях.

Сейсмические данные традиционно использовались для картирования элементов тектонического строения (сбросов, складок, структурных носов) или крупномасштабных седиментационных элементов (одинокных рифов, поверхностей несогласия) посредством прослеживания реперных горизонтов.

4 Сейсмостратиграфическая интерпретация

4.1 Входные данные

При выполнении сейсмостратиграфических исследований использовались трехмерные сейсмические кубы двух типов: RTM PSDM (компания Eni) и Convex GB-Mig (Компания BG), взятые из куба PSDM 2015 года (3D сейсмические данные 2009 года).

В качестве калибровочных были выбраны 17 скважин из 270, пробуренных на месторождении Карачаганак, так как эти скважины имели полные каротажные диаграммы и/или результаты лабораторных анализов образцов керна.

Как отмечалось выше, в геологическом разрезе КНГКМ обособляются тремя основными отражающими поверхностями: тульского (С9), каменноугольного (С1) и филипповского (Р0) горизонтов.

Структурная схема по поверхности С1, отражающая топографические изменения на уровне резервуара и протяженность соляных диапиров над зоной исследований, представлена фиолетовым полигоном на рисунке 22.

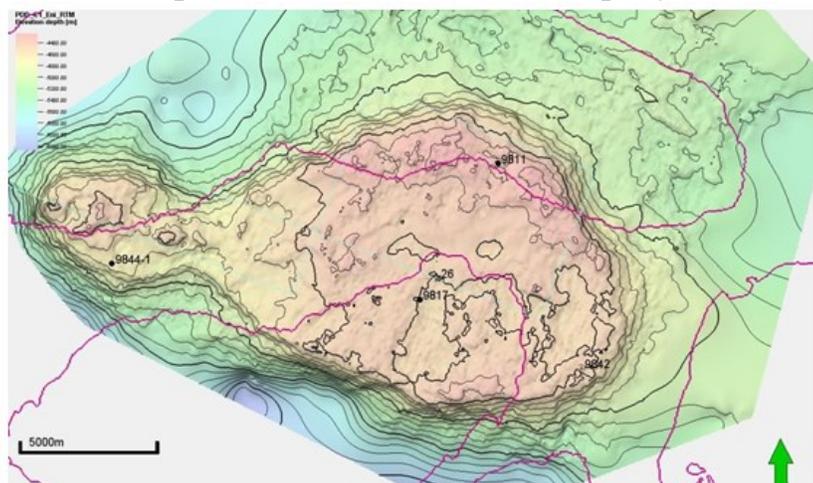


Рисунок 22 - Структурная схема по поверхности С1

4.2 Оценка качества сейсмических кубов

Мигрированные сейсмические кубы по алгоритмам Reverse Time Migration (Eni) и Convex (GB) были сравнены с целью выбора наиболее подходящего для детальной сейсмостратиграфической интерпретации каменноугольных коллекторов. Этот сравнительный анализ был выполнен с учетом трех аспектов: привязка скважин к данным сейсморазведки, визуализация архитектуры внутреннего резервуара и калибровка глубины. На основании этого анализа куб

RTM (Eni) был сочтен более подходящим для детальной сейсмостратиграфической интерпретации объектов моделирования.

4.2.1 Привязка к скважинным данным

Как видно на рисунке В.23, для калибровки сейсмического волнового поля использовалось 17 скважин: №№ 9844, 9826, 9816, 9836, 9833, 23, 23, 9811-1, 5790ST, 9, 9805, 26, 700, 9817, 452D, 5488, 912ST, 9842. Эта привязка была выполнена независимо на двух мигрированных сейсмических кубах - PSDM RTM и PSDM GB-Mig по трем горизонтам (C1, C9, P0), поскольку они дают хорошую корреляцию между сейсмическими и каротажными данными.

Статистические вейвлеты нулевой фазы, извлеченные для генерации синтетической сейсмограммы двух сейсмических кубов, различаются. Как видно на рисунке В.24, вейвлет RTM (Eni) показывает импульс симметричной и сглаженной формы и низкой частотой, в то время как вейвлет Convex GB-Mig имеет импульс с более высокой частотой и неоднородностью по составу, к примеру на частоте 15 Гц.

Таким образом, для большинства контрольных скважин привязка к кубу данных RTM (Eni) (через участок коллектора) показывает симметричные коррелограммы с более высоким коэффициентом корреляции, чем в кубе Convex GB-Mig

4.2.2 Отображение внутренней структуры резервуара

Для анализа внутренней структуры резервуара, из куба были экстрагированы несколько случайных (random) вертикальных слайсов.

Геологическая интерпретация по субширотному профилю

На рисунке 25 показан слайс, отражающий изменение структуры волнового поля в субширотном направлении, ориентированный через объекты, условно названные WBU (Western Buildup) и MBU (Main Buildup). На данном слайсе четко идентифицированы неоднородности, связанные с проградационными и аградационными телами.

По результатам сейсморазведочных работ было выявлено, что отложения первой фазы аградации перекрывают горизонт C9.

За аградационными отложениями следуют проградационные отложения, которые развиваются вдоль западного и восточного флангов карбонатной постройки. Общая тенденция в проградационной геометрии предполагает рост в ширь, как показано на рисунке 25. Проградационная система сверху ограничена сейсмическим отражающим горизонтом C1.

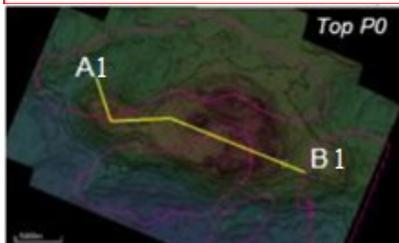
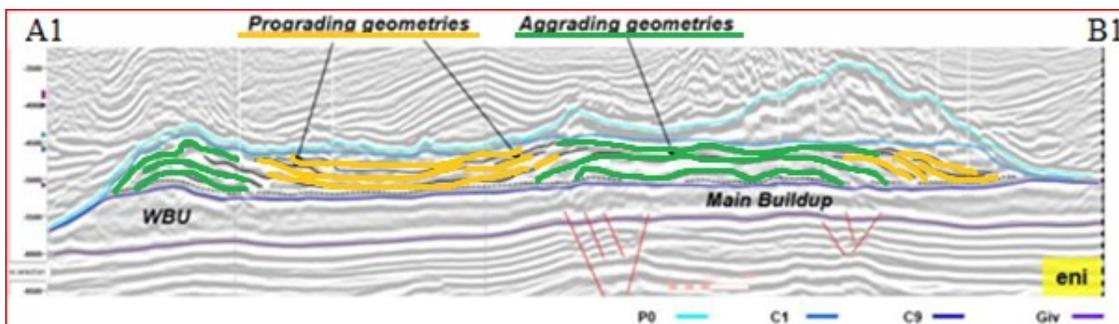


Рисунок 25 - Профиль с запада на восток, проходящий через WBU и MBU: интерпретированный слайс куба RTM (Eni), структурная схема по поверхности P0

Геологическая интерпретация по субмеридиональному профилю

На северных флангах сейсмических профилей, ориентированных субмеридионально, контрастно выделяются проградационные комплексы ассиметричной формы и ступенчатой геометрией (рисунок 26), согласующиеся с лабораторными анализами образцов керна.

Важно отметить, что на северной (пологой) периклинали карбонатной постройки проградационные комплексы получили большее развитие, чем на южной (крутой) – вследствие особенностей рельефа этой постройки.

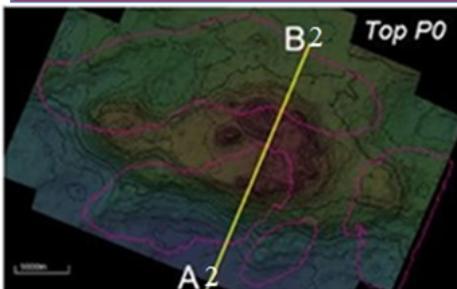
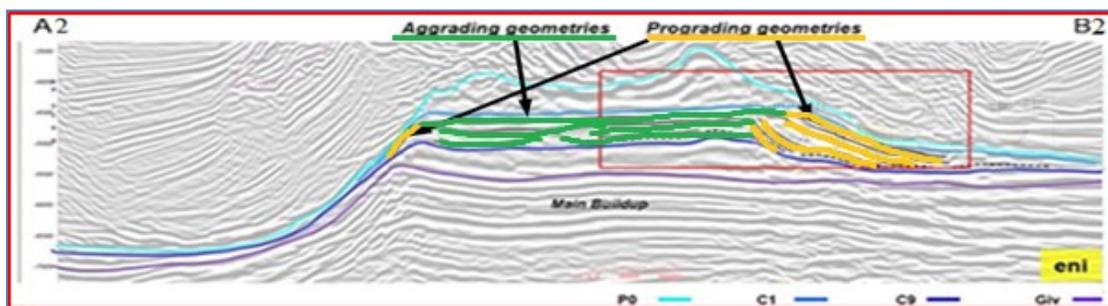


Рисунок 26 - Разрез с юга на север основного массива с интерпретированным разрезом куба RTM (Eni), структурная схема по поверхности P0

Проградационные тела на северном фланге карбонатной наглядно отражаются на сейсмическом разрезе, ориентированным вкрест простирания этих тел по линии А-В (рисунок В.27).

Клиноформы, образованные проградационными телами на востоке, западе и севере (в форме полумесяца) отображены на горизонтальном слайсе с глубиной 4822м (рисунок В.28). Аналогичная картина наблюдается на срезах больших глубин, что дает основание судить о различии в геологическом строении объектов MBU и WBU.

4.3 Геологическая интерпретация основных отражающих горизонтов

Геологическая интерпретация основных отражающих горизонтов выполнялась по данным скважин, по которым имеются результаты лабораторных анализов образцов керна.

В ходе выполнения исследований были установлены условия осадконакопления в скважинах: №9817 (внутренняя часть), №9844 (WBU, восточный шельф) и №9842 (MBU, восточный шельф).

Основная цель исследования состояла в привязке стратиграфических поверхностей, интерпретируемых по данным каротажа и керна к данным сейсмической съемки.

Анализ был сфокусирован на части массива интерпретируемый по сейсмическим данным между границей сиквенса (Sequence Boundary - SB), залегающего под сейсмическим горизонтом C1 и поверхностью горизонта C9.

На рисунке 29 показан схематический геологический разрез с отображением сейсмических рефлекторов, проходящий через 3 контрольные скважины в субширотном направлении.

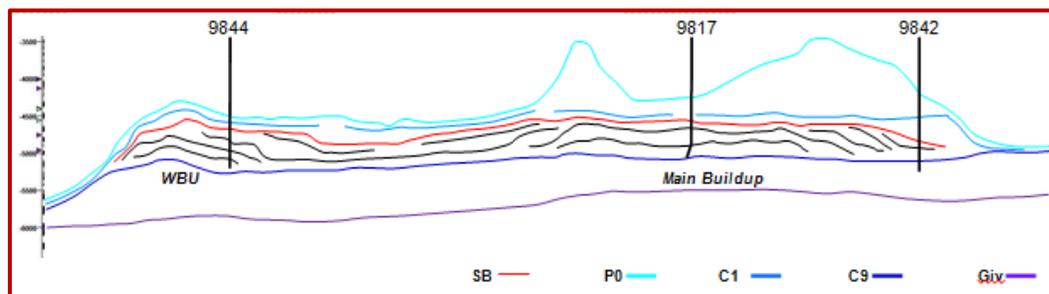


Рисунок 29 - Произвольная линия разреза, проходящая в субширотном направлении через 3 контрольные скважины

Скважина 9817 - внутренняя банка (Рисунок 30)

В скважине 9817 по керну выявлен интервал пород, ограниченной сверху поверхностью субазральной эрозии (SE).

Совместно с более глубокой границей стратиграфического сиквенса (SB-2) она была привязана к сейсмическим отражающим границами как видно из схемы корреляции на рисунке 30.

Поверхности сиквенсов SE1 и SE2 (очевидно, что наиболее значимые по керну) не связаны с макроизменениями акустического импеданса, в то время как поверхность сиквенса SE4 (SB-8), находясь вблизи (около 18 м) к основанию пористого слоя, связана с контрастными изменениями шкалы сейсмической акустического импеданса.

Поверхность SE3 (расположенная на 22м ниже SB-8) коррелируется с увеличением акустического импеданса и не генерирует явные сейсмические отражения. Таким образом, границы сиквенса SB-8 являются сейсмическим откликом при калибровке (импульса) этого сиквенса, который находится близко к основанию интервала с высокой пористостью/низким акустическим импедансом.

Поверхность сиквенса SB-2 выделена выше (менее чем в 10м) уровня снижения значений акустического импеданса, связанного с входом в пористый интервал, котрый генерирует максимумы отраженной волны. Этот сигнал соответствует поверхности аградационных тел, интерпретируемых по сейсмическим данным.

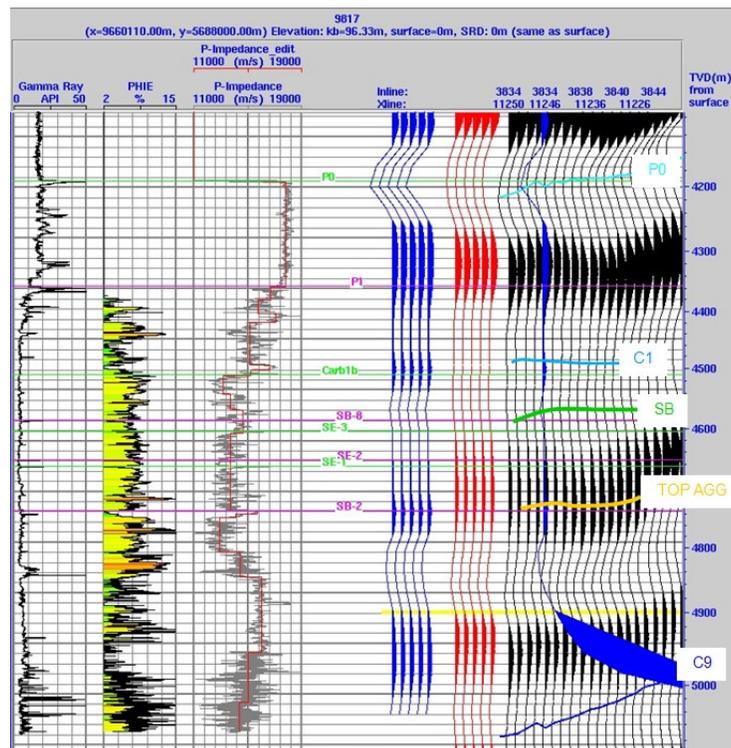


Рисунок 30 - Связь сейсмической съемки и каротажными данными скважины 9817

Скважина 9842 - восточная окраина MBU (главной карбонатной постройки)
(Рисунок 31)

В скважине 9842 две границы стратиграфических сиквенсов (SB-7 и SB-8) были интерпретированы по результатам лабораторных анализов образцов керна и скоррелированы с сейсмическим волновым полем. Из-за слабой привязки скважинных и сейсмических данных, анализ сейсмических откликов среды, главным образом, был сфокусирован на синтетической трассе.

Поверхность сиквенса SB-8 выделена в 20м выше контрастного изменения акустического импеданса, в основании пористого слоя. Фактически, пористые слои залегают глубже (примерно до 4760м в TVDSS), таким образом, представляя переслаивание тонких плотных и пористых интервалов разреза. Результирующая синтетическая сейсмограмма представлена импульсом с широкой впадиной, состоящей из двух минимумов. Верхний минимум приурочен к поверхности сейсмического сиквенса SB, что соотносится с контрастом акустического импеданса, установленного вблизи к поверхности сиквенса SB-8.

Поверхность сиквенса SB-7 выделена на 21 м глубже уровня снижения акустического импеданса, связанного с входом в пористые слои. В этой позиции синтетическая сейсмограмма показывает модуляцию сигнала (глубже интенсивного максимума), которая кореспондируется с проградационными телами, интерпретируемыми по сейсмическим данным.

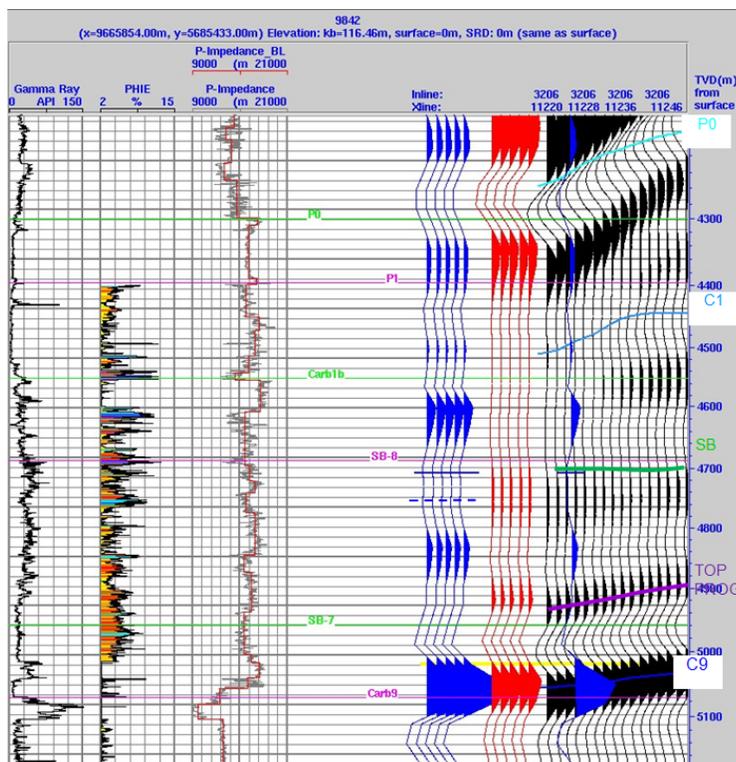


Рисунок 31 - Связь сейсмической съемки и каротажными данными скважины 9842

Скважина 9844 - западная окраина МВУ (главной карбонатной постройки)
(Рисунок 32)

В скважине 9844 две границы стратиграфических сиквенсов (SB-5 и SB-8) были проинтерпретированы на основе лабораторного анализа образцов керна и соотнесены с сейсмической волновой картиной.

Поверхность стратиграфического сиквенса SB-8 находится в непосредственной близости (несколько метров) над контрастным изменением акустического импеданса в основании пористого слоя толщиной приблизительно 200 м. Внутри этого слоя пористость по сейсмической шкале прогрессивно увеличивается (очевидны два основных сейсмических рефрактора), генерируя широкий максимум с двумя пиками на синтетической сейсмограмме. Минимум в основании пористого слоя соответствует сейсмическому SB и связан с контрастом акустического импеданса близким к SB-8. Этот сейсмический отклик также очевиден и выделяется фактически в паре сейсмической трасс от местоположения скважины. Желоб в основании пористого слоя соответствует сейсмической границе SB и связан с контрастом акустического импеданса, вблизи к поверхности сиквенса SB-8.

Поверхность стратиграфического сиквенса SB-5 выделяется на 35м выше уровня снижения акустического импеданса, соотносящегося с поверхностью порового слоя, генерирующего максимум сейсмического импульса. Эта картина соответствует проградационным телам, выделенным по результатам интерпретации сейсмических данных.

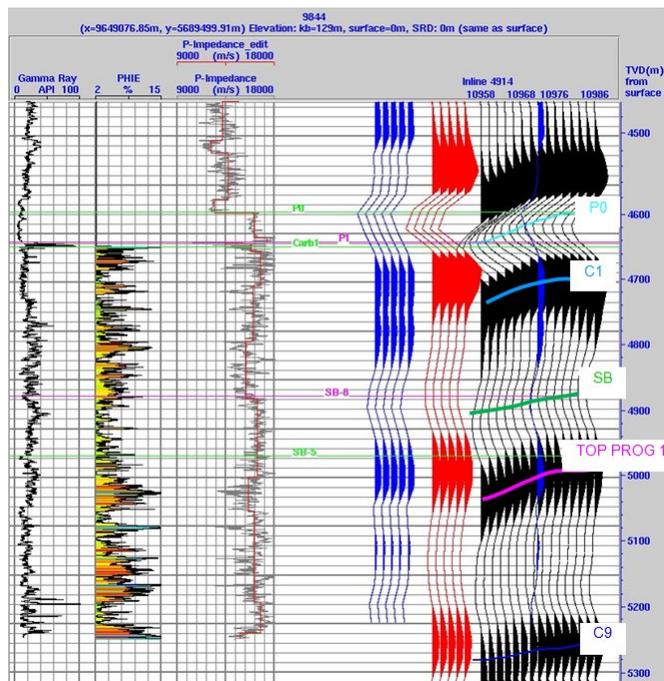


Рисунок 32 - Связь скважины с сеймикой и каротажный отклик скважины 9844

4.4 Интерпретация и сейсмический анализ комплекса

В пределах главной карбонатной постройки (MBU) корреляция отражающих границ была выполнена по in-line and cross-lines, расположенных друг от друга на расстоянии 400 м. В то время как сейсмическая интерпретация по WBU выполнена по профилям через каждые 200 метров. На сейсмических разрезах интервал интерпретации выделяется между маркерными отражающими горизонтами С1 и С9, в ходе которой были выделены следующие рефлекторы:

Кровля аградационного тела 1 (Top Agg 1), которая представляет первую границу сиквенса (SB1), интерпретируемого по максимуму сейсмической трассы;

Кровля аградационного тела 2 (Top Agg 2), которая представляет границу второго сиквенса (SB2), интерпретируемого по максимуму сейсмической трассы;

Кровля проградационного тела 0 (Top Prog 0 North), которая представляет границу третьего сиквенса (SB3) - выделяется только в северной части главной карбонатной постройки и интерпретируется как максимум сейсмической трассы;

Кровля проградационного тела 0.5 (Top Prog 0.5 North), которая представляет границу четвертого сиквенса (SB4), выделяется только в северной части главной карбонатной постройки и интерпретируется как максимум сейсмической трассы;

Кровля проградационного тела 1 (Top Prog 1), которая представляет границу пятого сиквенса (SB5), интерпретируемого по максимуму сейсмической трассы;

Кровля проградационного тела 2 (Top Prog 2), которая представляет границу шестого сиквенса (SB6), интерпретируемого по максимуму сейсмической трассы;

Кровля проградационного тела 3 (Top Prog 3 East), которая представляет границу седьмого сиквенса (SB7). Выделяется только в восточной части главной карбонатной постройки и интерпретируется как максимум сейсмической трассы

Поверхность регионально развитого сиквенса SB 8 представляет кровлю крыши и интерпретируется как минимум сейсмической трассы.

Типовой сейсмический разрез представлен для комплексной оценки строения резервуаров в аградационных и проградационных телах в основных сегментах месторождения: WBU (Западная карбонатная постройка), Северная Клиноформа (Northern Wedge), MBU (западный и восточный фланги главной карбонатной постройки).

Направление линий выбрано, исходя из сложности геологического строения месторождения для лучшего понимания взаимоотношений между WBU (западной карбонатной постройкой), Северной Клиноформой (Northern Wedge), MBU (западным и восточным флангами главной карбонатной постройки) (рисунок 33).

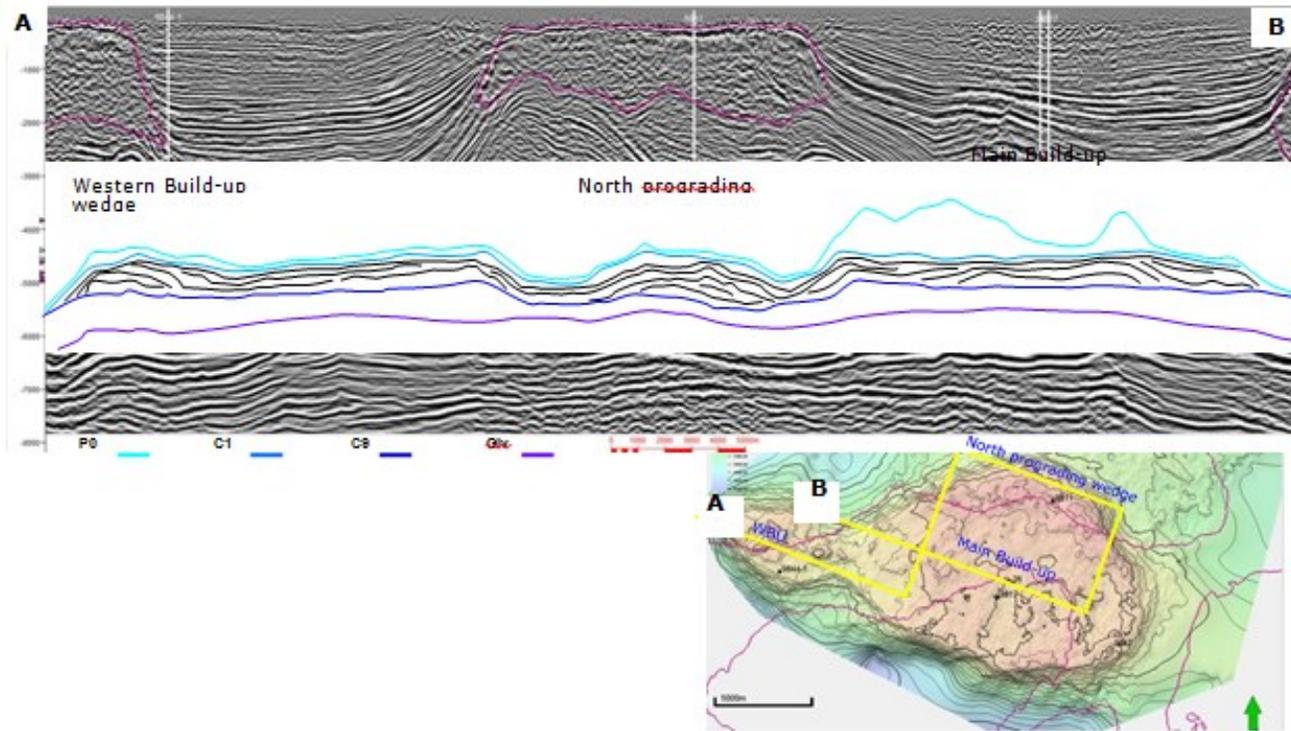


Рисунок 33 - Сейсмостратиграфическая модель по линиям, проходящим, через ключевые сегменты месторождения

Сейсмические атрибуты рассчитывались вдоль интерпретируемых горизонтов или в пределах стратиграфических сиквенсов, ограниченных по толщине, углах наклона (в т.ч. первая производная структурной карты), непрерывности или спектральной декомпозиции (только для аградационного тела 2). Последняя была осложнена интерференцией отраженных волн от солей и резервуаров.

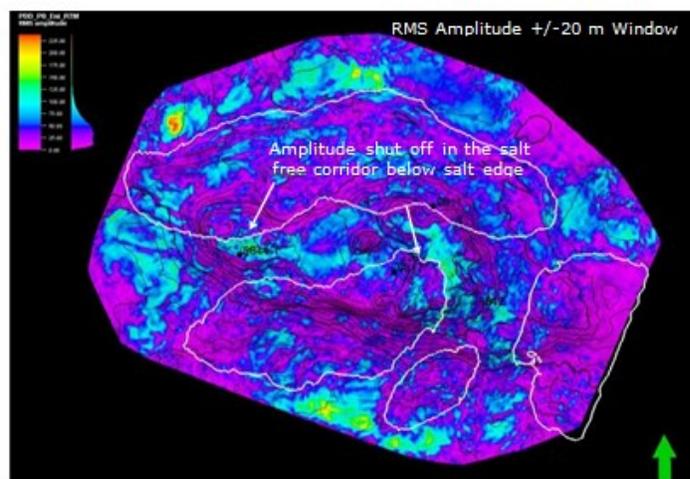


Рисунок 34 - Оценка амплитуд горизонта P0. Очевидное проявление солей представлено на срезе сейсмического атрибута амплитуд

Фаза аградационных тел (Agg1 и Agg2)

Фаза аградационных тел представлена на месторождении как участок между отражающим горизонтом С9 и началом фазы проградации или точкой, где сейсмические волны показывают смену тренда вертикального роста на горизонтальное наращивание кромки шельфа.

Выделяются стадии формирования аградационных тел: кровля Agg1 и Agg2). Кровля по данным сейсморазведки трассируется довольно прерывисто, но в целом выявляет присутствие холмообразных объектов, как в WBU, так и в MBU, выделяемые как поднятия на структурной карте, и подчеркивается на катах толщин а так же выделяется на картах толщины и атрибутах угла наклона (рисунок 35).

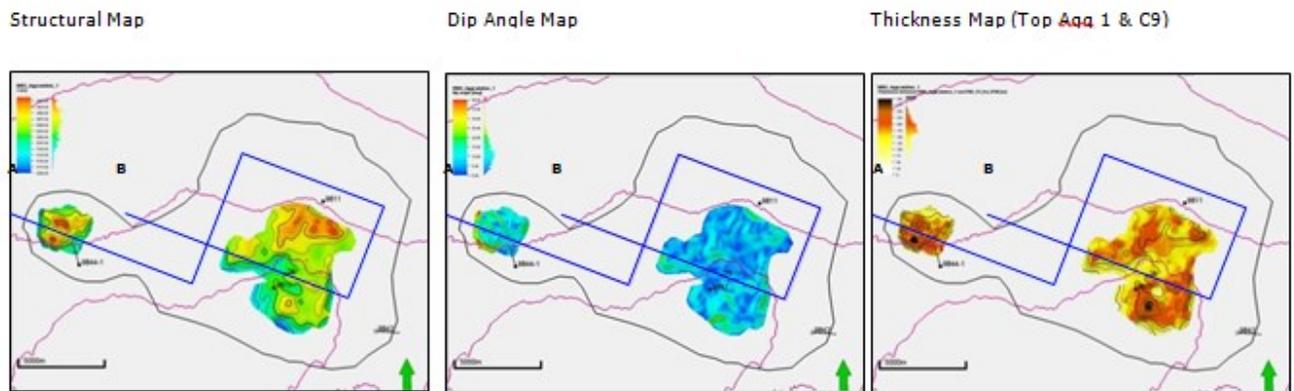


Рисунок 35 - Латеральное распространение сиквенса Agg1 со структурной картой, картой углов наклона, картой толщин, картой непрерывности, извлеченной из атрибута поверхности и их проявление на поперечном разрезе

Максимумы на сейсмических трассах, выделяемые выше кровли Agg1, были интерпретированы как вторая фаза формирования аградационных тел (Top Agg2). Эта фаза определяется двумя карбонатными выступами (постройками) и, в целом, ирегулярной морфологией.

WBU имеет меньшие размеры с максимальной амплитудой на юго-западном (крутом) фланге, как видно на рисунке 36. В MBU максимальные амплитуды наблюдаются на север-северо-западной и восток-юго-восточной сегментах, что коррелируется с картой толщин (рисунок 36). Края карбонатных построек контрастно выделяются по атрибуту угол наклона в виде непрерывных и резких изменений.

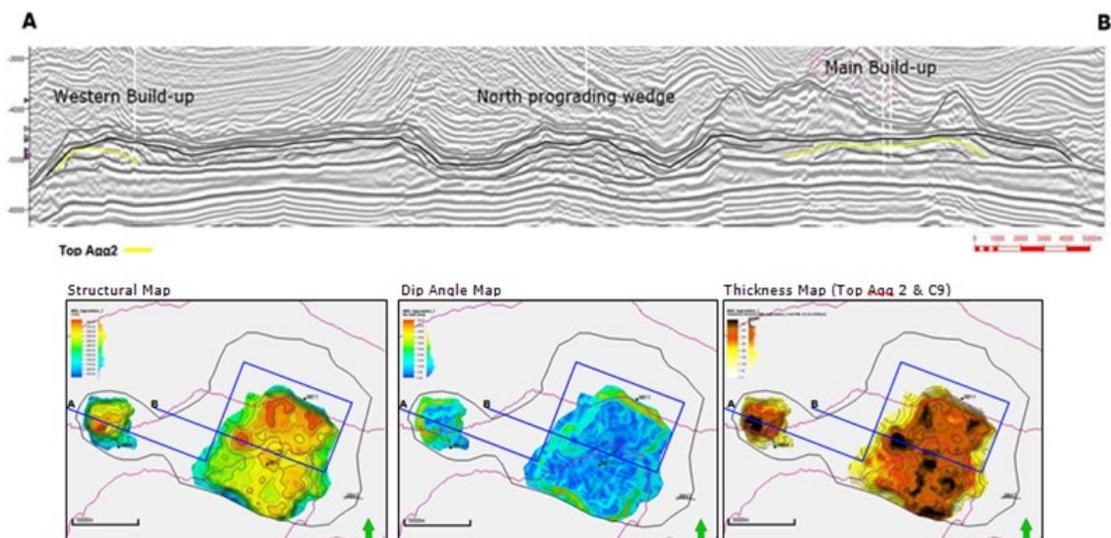


Рисунок 36 - Латеральное распространение сиквенса Agg2 со структурной картой, картой углов наклона, картой толщин, картой непрерывности, извлеченной из атрибута поверхности и их проявление на поперечном разрезе

Фаза проградационных тел

Фаза проградационных тел представлена различными стадиями, которые показывают прогрессивное наращивание кромки шельфа в направлении депоцентра осадочного бассейна.

Наиболее ранние по этапу образования стадии (Prog 0 и Prog 0.5) были выделены только в составе клиноформы северного фланга, в то время как более поздняя стадия (Prog 3) идентифицирована на восточном фланге MBU (главной карбонатной постройки). Проградационные тела Prog 1 и Prog 2 были идентифицированы как в WBU (восточный фланг), так и в MBU (на восточном, западном и северном флангах).

Первый этап (Prog 1) седиментации показывает четкое смещение края карбонатной банки (WBU и Main build-up). Аномально большие толщины, присутствующие в северной части, указывают на начало образования проградаций (Prog 0 и Prog 0.5) в этой части района исследований (рисунок 37). Вариации углов наклона выявлены, главным образом, в точках перегиба, где клиноформы перемещаются в дистальных средах, и это в целом связано с их дискретными особенностями. На северном фланге они находятся ниже солевого диапира (рисунок 37).

Второй этап (Prog 2) месторождения расширяет масштабы распространения проградационных тел предыдущего сиквенса посредством геометрического смещение края шельфа. Толщина сикаенса более выдержана, чем в образованиях предыдущего этапа (рисунок 38).

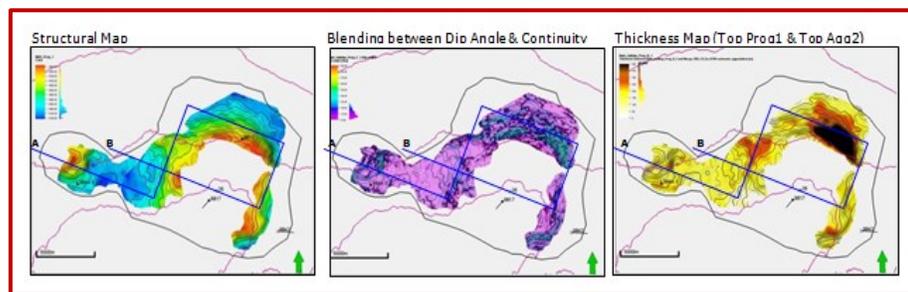


Рисунок 37 - Латеральное распространение сиквенса Prog 1 со структурной картой, картой углов наклона, картой толщин, картой непрерывности, извлеченной из атрибута поверхности и их проявление на поперечном разрезе

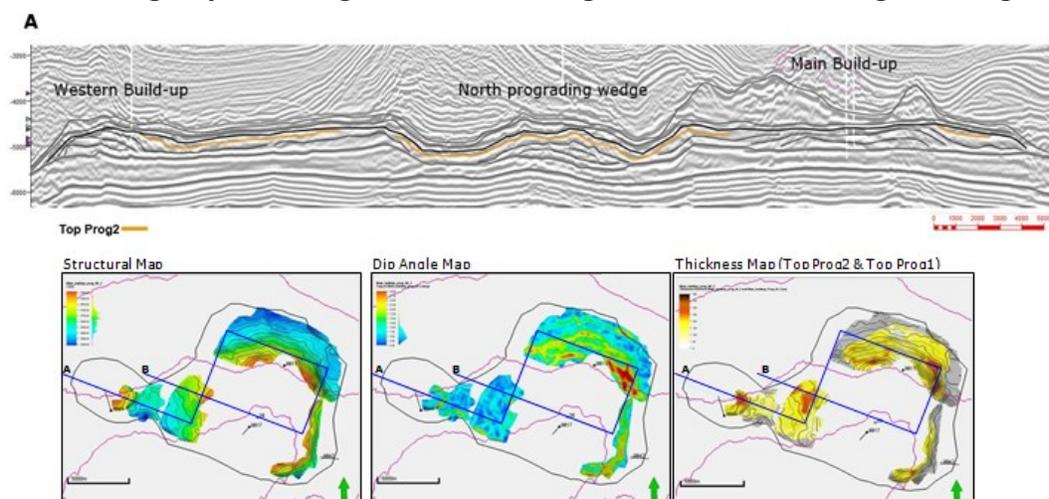


Рисунок 38 - Латеральное распространение сиквенса Prog 2 со структурной картой, картой углов наклона, картой толщин, картой непрерывности, извлеченной из атрибута поверхности и их проявление на поперечном разрезе

Восточная сторона MBU представлена более широко развитым акомодационным пространством, в пределах которого накапливались пологие проградационные тела (Prog 3), интерпретацию которых можно наблюдать на рисунке 39. Образования этой стадии могут присутствовать на других склонах карбонатной банки. Однако, резолуция сейсмической записи не позволяет провести их интерпретации.

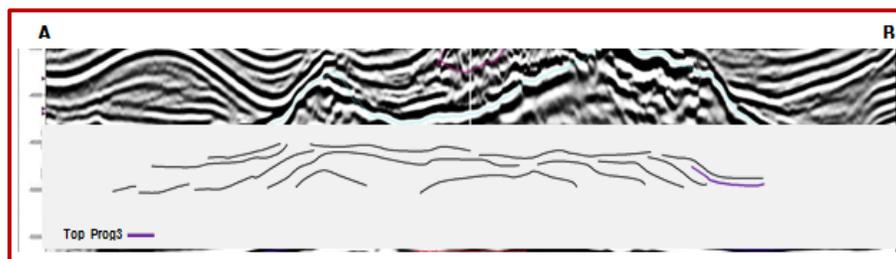


Рисунок 39 - Сейсмостратиграфическая модель ареал распространения проградационных тел сиквенса 3 на восточном склоне MBU

Граница сейсмического сиквенса (SB)

Граница сиквенса (SB) перекрывает отложения проградация по всей площади месторождения. По данным анализа керна и сейсмическим данным было обнаружено, что границы сиквенса (SB) являются сейсмическим откликом при калибровке (импульса) этого сиквенса, который находится близко (в пределах 10-20 м) к основанию интервала с высокой пористостью.

Образование проградационных тел заканчивается отложением регионального комплекса, ограниченной границей сиквенса (SB) по всему месторождению. По результатам анализа кернового материала и детальной привязки скважины к данным сейсморазведки было обнаружено, что в масштабе месторождения SB является сейсмическим откликом границ стратиграфического сиквенса (SB-8), интерпретируемого по керну и размещенного вблизи (в пределах 10-20 м) основания пористых слоев.

На рисунке 40 показано распространение этой поверхности в масштабе месторождения с крутыми флангами и утолщением, которые указывают на площади развития клиноформ. Этот этап знаменует собой конец формирования проградационных тел и наследует палеотопографию карбонатной банки. Карта непрерывности на рисунке 40 показывает разрывы в точках перегиба склона и во внутренних частях банки, где всегда присутствуют соляные диапиры.

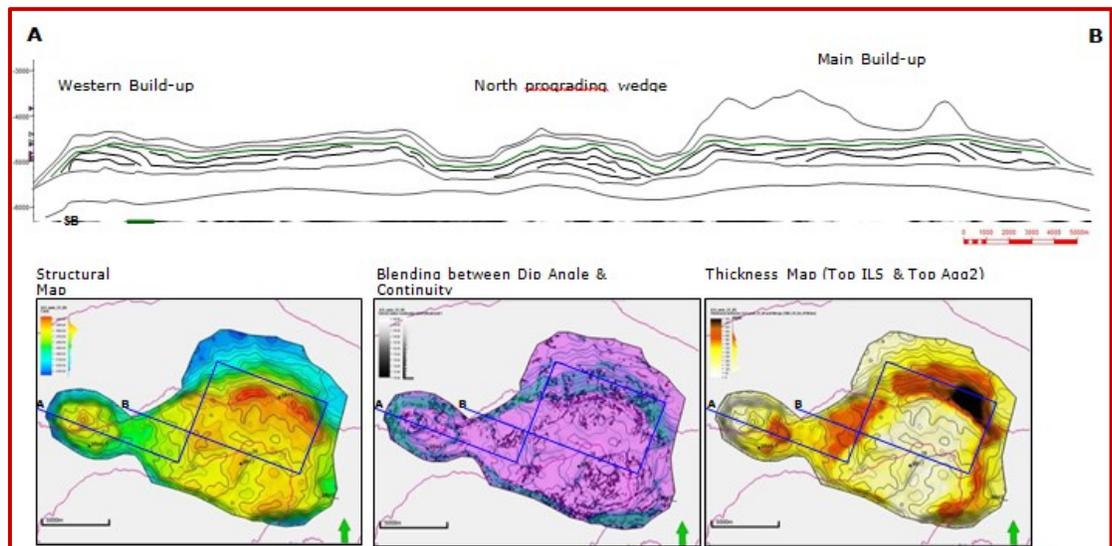


Рисунок 40 - Латеральное распространение сиквенса SB со структурной картой, картой углов наклона, картой толщин, картой непрерывности, извлеченной из атрибута поверхности и их проявление на поперечном разрезе

Сиквенс SB-C1

Последняя стадия роста карбонатной постройки заканчивается поверхностью C1. В пределах сиквенса SB-C1 на сейсмических разрезах отсутствуют клиноформы. Утолщенные литологические пласты встречаются в северной и

восточной частях MBU, в седловине между WBU и MBU. Карта непрерывности показывает разрывы в точках перегиба склона и во внутренней части банки, где всегда присутствуют соляные диапиры (рисунок 41).

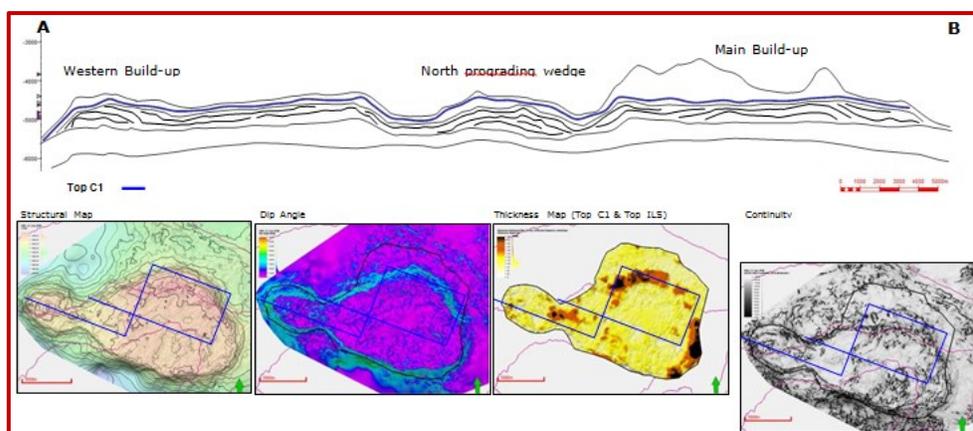


Рисунок 41 - Латеральное распространение сиквенса по поверхности C1 со структурной картой, картой углов наклона, картой толщин, картой непрерывности, извлеченной из атрибута поверхности C1 и их проявление на поперечном разрезе

Достоверное подтверждение геометрической миграции склона во время роста карбонатной банки получено по сейсмическим данным.

На рисунке 42 контрастно демонстрируется ситуация, в соответствии с которой проявляется боковое смещение геометрического склона от конца тел аградации (Top Agg2) до первого этапа масштабного формирования тел проградации на месторождении (Top Prog 1). Позже боковое наращивание также проявилось, но в более ослабленной форме.

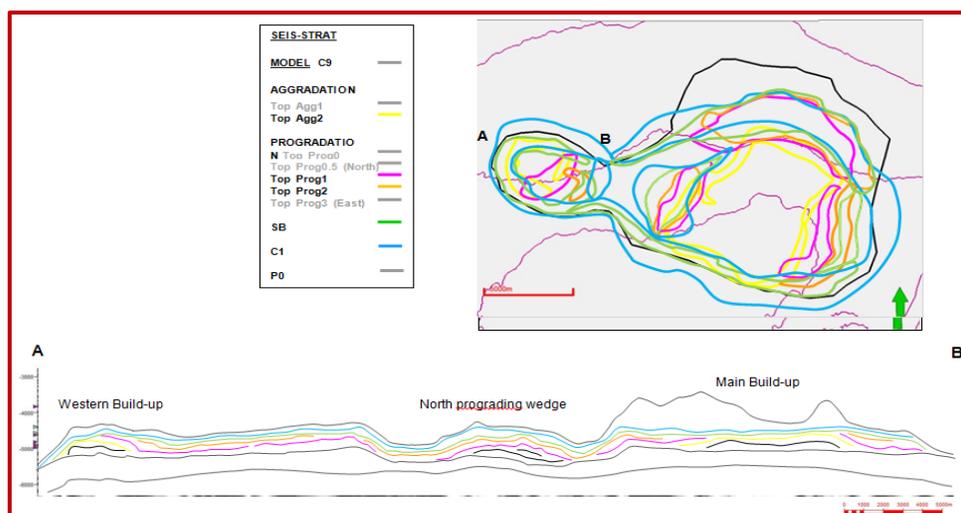


Рисунок 42 - Карта и разрез месторождения в промежутке между C1 и C9 с выделением всех горизонтов

5 Физико - гидродинамические характеристики продуктивных пластов.

5.1 Распределение литофаций в объектах разработки

Модели осадконакопления с детальным расчленением на лито-фациальные типы пород были построены для верхнедевонского и пермского резервуаров по данным лабораторного анализа образцов керна.

Вместе с тем, пористость и проницаемость по керновому материалу были определены не для всех литофаций, вследствие сложных диагенетических процессов, происходивших в резервуаре и плохой глубинной привязки керна, отобранного в разведочных скважинах.

Каменноугольный резервуар может быть разделен на слоистую серию верхней внутренней платформы и нижнюю биогермную серию, разграниченные кровлей комплекса U2, условно выделенного по данным сейсморазведки МОГТ-3D. Две серии различаются распределением пористости и проницаемости.

Для целей описания разработки, резервуар был разделен на три основных коллекторных элемента, известных под названием Объекты (рисунок Г.43).

Объект 1 представляет собой верхнепермские одиночные рифы, которые располагаются в интервале от кровли резервуара до каменноугольного несогласия, приблизительно на глубине -4450 м а.о. (рисунок Г.44).

Распространение пермских одиночных биогермных построек обычно ограничено в латеральном направлении. Эксплуатационные скважины из пермских горизонтов дают обедненный газоконденсатный флюид и обычно показывают более быстрое снижение давления и продуктивности.

Объект 2 представляет собой верхнюю часть каменноугольной платформы, которая продолжает газоконденсатную часть, в интервале глубин от -4450 м а.о. до газонефтяного контакта (а. о. 4950 м) (рисунок Г.44). Скважины Объекта 2 дают насыщенный газоконденсатом флюид и обычно показывают хорошее распространение давления в прилегающих зонах. В северной части КНГКМ давление выше, чем давление в его основной части.

Объект 3 – это часть коллектора в интервале глубин от ГНК (а.о. -4950 м) до ВНК (а.о. -5165 м) (рисунок Г.44). В интервале развития Объекта 3 обособляются горизонты верхнедевонского и верхневизейского возрастов.

Ниже Объекта 3 находится водоносный горизонт. Ожидается, что он окажет незначительное воздействие на разработку и концепцию истощения резервуаров. Добыча значительных объемов воды в течение всего срока эксплуатации месторождения не планируется.

5.2 Газогидродинамические исследования скважин и их результаты

На месторождении осуществлялись газогидродинамические исследования на стационарных (МУО – метод установившихся отборов) и нестационарных (КВД – кривая восстановления давления) режимах фильтрации.

До 1990 года при исследовании методом установившихся отборов замер жидкой фазы производился методом малых отборов через МТСУ (малая термостатируемая сепарационная установка), а также до 1998 года использовалась передвижная сепарационная установка Порта-Тест, спроектированная для исследования газоконденсатных скважин.

В настоящее время газогидродинамические исследования на стационарных режимах фильтрации проводятся с помощью контрольного сепаратора (КС) и передвижного горизонтального сепаратора. Исследования МУО должны проводиться не менее чем на 5-6 режимах при полной стабилизации дебита и давления на каждом из режимов, однако практически по всем скважинам, за редким исключением, количество режимов не превышает трех.

Малое количество режимов давлений, прежде всего, вызвано ограниченностью продолжительности исследования, т.к. характерной особенностью для месторождения Карачаганак являются длительные периоды стабилизации и восстановления давления, по этой же причине не удавалось достичь полной стабилизации устьевых, забойных давлений и дебита на каждом режиме.

Так, например, скважине №17 (инт. 5170-5190 м) для выхода на режим на 8- и мм штуцере потребовалось 225 часов, скважине №22 (инт. 4737-4765 м) при исследовании на 10 мм штуцере - 146 часов и т.д. Время работы скважин на одном режиме, в основном, составляет от 5 до 25 часов (т.е. до одних суток).

При сравнении данных МУО и КВД по скважинам, снятых в одно и то же время можно сделать вывод, что времени отработки на режиме 5-25 часов недостаточно для стабилизации давления. Например, в скважине №6 (инт. 5034-5062 м) время непрерывной работы на каждом режиме составило от 12 до 45 часов, согласно КВД потребовался 81 час на стабилизацию давления.

Как видно, время отработки на режиме подавляющего количества (более 80%) исследований не превышает 30 часов.

Значения проницаемости, полученные по результатам исследований на стационарных режимах, варьировали от $0.1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $116.2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. По исследованным скважинам среднее значение проницаемости составило - для перми $4.6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (при диапазоне значений от $0.1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $14.1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$), для карбона – $13.1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (при диапазоне значений от $0.3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $116.2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$).

Обработку данных исследований на нестационарных режимах газоконденсатных скважин, в зависимости от продолжительности работы

скважины до остановки, проводили по формулам:

$$P_{заб}^2 = \alpha + \beta \lg t,$$

$$P_{заб}^2 = P_{пл}^2 - \beta \lg \frac{T+t}{t},$$

где, $P_{заб}$, $P_{пл}$ – соответственно забойное и пластовое давление, МПа;
 β - вязкостной коэффициент фильтрационного сопротивления;
 α - инерционный коэффициент фильтрационного сопротивления;
 t - текущее время восстановления давления, с;
 T - время работы скважины перед снятием КВД, с.

Здесь в качестве $P_{пл}$ взято замеренное глубинным манометром давление при стабилизировавшихся устьевых давлениях при условии, что это время составляет 30-40% от времени остановки скважины на восстановление давления, хотя такой критерий выбора $P_{пл}$ недостаточно верен. Есть примеры, когда давление на устье стабилизировалось и не менялось со временем, а по глубинным замерам забойное давление росло при неизменности устьевых давлений (скв. №№ 6, 16, 17 и т.д.), что связано с продолжающимся притоком в скважину в связи с закрытием ее на устье, а не на забое.

По результатам обработки КВД рассчитывались параметры пласта: проводимость kh , проницаемость k , пьезопроводность χ .

Параметр kh рассчитывается по формуле:

$$kh = \frac{42.4 Q_0 P_{ам} \mu_{пл} T_{пл} Z_{пл}}{T_{см} \beta},$$

где, Q_0 - стабилизированный дебит газа до остановки, тыс. м³/сут;
 $\mu_{пл}$ – вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с;
 $T_{пл}$ – пластовая температура по Кельвину, °К;
 $Z_{пл}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа.

Проницаемость пласта (k) рассчитывали исходя из значения параметра kh и величины работающей толщины по данным ГИС. При определении параметра kh должен был использоваться стабилизированный дебит газа, но при проведении исследований дебит газа, за редким исключением, не замерялся, а брался ориентировочно.

Величина пьезопроводности (χ) рассчитывалась по формуле:

$$\chi = \frac{P_{пл} k}{\mu k_n},$$

где, $K_{п}$ – пористость, доли единиц.

По нефтяным скважинам кривые изменения давления обрабатывались в координатах $P(t)$. Находился угловой коэффициент прямой i :

$$i = \frac{P_2 - P_1}{\lg t_2 - \lg t_1},$$

Затем определялись параметры пласта: коэффициент гидропроводности kh/μ , проницаемость k , из равенства:

$$i = \frac{2.3Q\mu b_n}{(4\pi kh)},$$

$$kh/\mu = \frac{2.3Q\mu b_n}{(4\pi i)},$$

$$k = (kh/\mu)(\mu/h),$$

Полученные по результатам исследований в процессе опробований и опытно-промышленной эксплуатации на нестационарных режимах значения проницаемости варьировали от $0.03 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $109.0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. По исследованным скважинам среднее значение проницаемости составило - для перми $5.0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (при диапазоне значений от $0.03 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $61.7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$), для карбона $6.9 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (при диапазоне значений от $0.05 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $109 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$).

5.3 Начальные термобарические условия в залежи

Начальные термобарические условия в залежи были установлены в процессе поисково-разведочных работ и опережающего эксплуатационного бурения.

На точность замеров влияли случайные и систематические погрешности. Анализ материалов показывает, что это связано как с технологическими недостатками (испытание больших интервалов), так и особенностями пластовой системы – близкое к предельному насыщению содержание конденсата и строение резервуара (единая массивная залежь).

Медленный рост давлений в конце записи КВД, требующий продолжительного времени для полного восстановления, в целом ряде случаев ведет к его недовосстановлению. В силу особенностей пластовой системы от недовосстановления пластового давления не удалось избавиться и после корректировки технологии систем КВД, согласно которой время восстановленного (неизменяющегося) давления должно составлять не менее 30-40% (или 2000 мин.) от времени записи КВД.

Недовосстановление давления, обусловленное затруднением массопереноса выпавшим в пласте конденсатом, находит отражение на рисунке Г.45, где разброс точек по газоконденсатной части залежи резко превышает разброс их по нефтяной.

Превышение давления над пластовым для данной глубины, величина которого больше технической погрешности, в основном связано с большими интервалами опробования (сотни метров) и отсутствием возможности определения места притока. При этом отнесение полученных давлений к середине интервала в целом увеличивает величину случайной ошибки.

Кроме этого, характер строения резервуара наряду с фазовым разделением системы не исключает в ряде случаев возможности получения более высоких давлений за счет включения в дренирование через объект опробования глубже залегающих частей.

Позже зависимость пластового давления от глубины была откорректирована с учетом изменения плотности пластового флюида по глубине залежи.

Пластовые температуры замерялись максимальными ртутными термометрами в процессе опробования скважин при записи КВД и электрическими термометрами с целью определения геотермического градиента. Измерения проведены в 11 скважинах (№№ 8, 9, 11, 13, 19, 20, 24, 29, 34, 38, 40) после 30-168 дней покоя и достаточно равномерно характеризуют изменение температуры по площади.

Результаты замеров температуры приведены на рисунке Г.46. Анализ материалов свидетельствует о том, что замеры температуры в процессе опробования имеют значительный разброс, обусловленный как охлаждающими эффектами, так и прогревом интервалов в процессе работы скважин. Относительно непродолжительное время записи КВД (1-4, редко до 10 суток) недостаточно для восстановления истинной температуры. В этих условиях предпочтительнее определять температуру по результатам записи геотермического градиента, полученным в достаточном количестве скважин после продолжительного простоя.

Кривые изменения температуры с глубиной образуют 2 группы с разницей в температурах 10-15⁰С на одной абсолютной отметке. В группу с пониженными температурами попадают скважины, в разрезах отложений, перекрывающих месторождение, заметную роль играет соль, или терригенно-галогенные породы (скв. №№ 1, П13, 19, 20, 24, 40). В другую группу входят скважины, пробуренные в межкупольной мульде, в разрезах которых соль занимает значительно меньшее место (скв. №№ 8,9,11,29,34).

Указанные различия в температурах обусловлены резким превышением теплопроводности соли над теплопроводностью терригенных отложений. Разница в температурах по площади месторождения достигает порядка 14⁰С. Учитывая, что подавляющая часть месторождения расположена в области отсутствия соли, за представительные для продуктивных отложений были приняты геотермические

кривые по скважинам №№ 9, 11, 29. Получена усредненная зависимость температуры от глубины.

Термобарический коэффициент равен $1.47^{\circ}\text{C}/\text{МПа}$, геотермический градиент в среднем составляет $1.7^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, а геотермическая ступень $58.37\text{ м}/^{\circ}\text{C}$.

5.4 Кривые капиллярного давления

Кривые капиллярного давления для пород-коллекторов строились во ВНИГНИ с помощью капилляриметра с полупроницаемой мембраной и в лаборатории компании Agip с помощью центрифуги (ограниченный объем исследований – по 10 образцам из нефтяной части залежи по скважине №818, с максимальной проницаемостью до $2.5 \cdot 10^{-3}\text{ мкм}^2$).

Достигнутое давление ($P_{\text{кап}}$ около 0.3 МПа) на границе между вытесняемой и вытесняющей фазами оказалось недостаточным для достижения неснижаемых значений водонасыщенности (S_w), что привело к ограниченной возможности использования полученных кривых (рисунок 47б).

Для образцов, исследованных во ВНИГНИ (23 образца из скважин №№ 2, 6, 7, 13, 12, 16 из газонасыщенной части залежи с проницаемостью от $0.1 \cdot 10^{-3}\text{ мкм}^2$ до $10 \cdot 10^{-3}\text{ мкм}^2$) получены кривые капиллярного давления, представленные на рисунке 47а. Для части образцов сняты полные кривые, неснижаемая водонасыщенность достигнута при $P_{\text{кап}}$ равном 0.6 МПа. Величина неснижаемой водонасыщенности составляет от 4% до 16%.

Эти кривые могут быть использованы для расчета $P_{\text{кап}}$ и высоты капиллярного поднятия жидкости при известных величинах поверхностного натяжения и косинусе краевого угла смачивания в пластовых условиях.

Кривая капиллярного давления для симуляционной модели, приведенная на рисунке 47в, была получена путем масштабирования с оригинальной кривой КЕГЭЕИ таким образом, что она дает переходную зону размером приблизительно в 40-50 метров и в то же время соблюдается условие 40% водонасыщенности на водо-нефтяном контакте (5150 м).

Таким образом, существует ограниченное количество кривых капиллярного давления, полученных в лабораторных условиях, где достигнуто значение остаточной неснижаемой водонасыщенности. И даже там, где имеются такие данные, они оказываются недостаточными для того, чтобы с их помощью получить высоту переходной зоны нефть-вода в резервуарах.

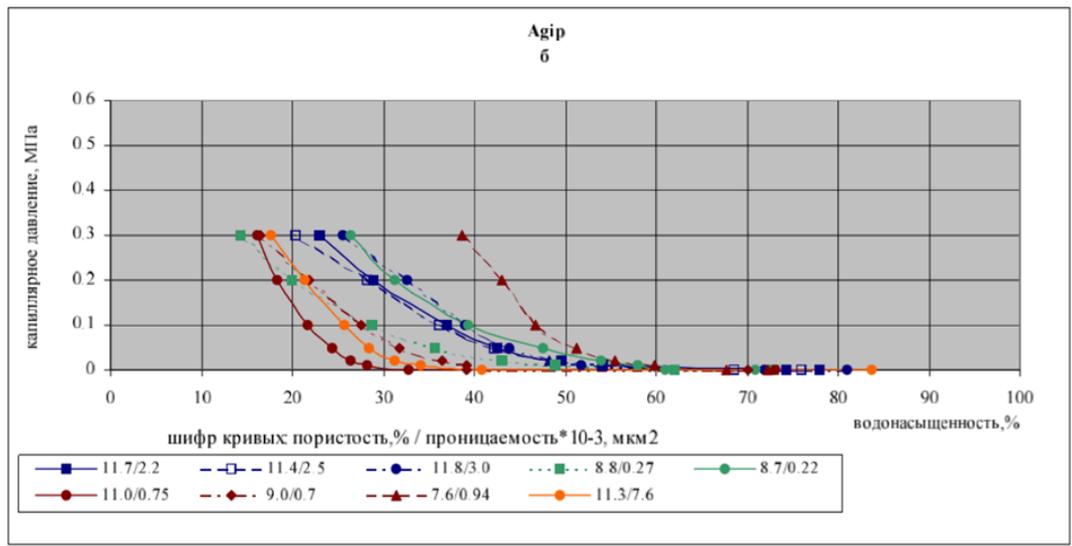
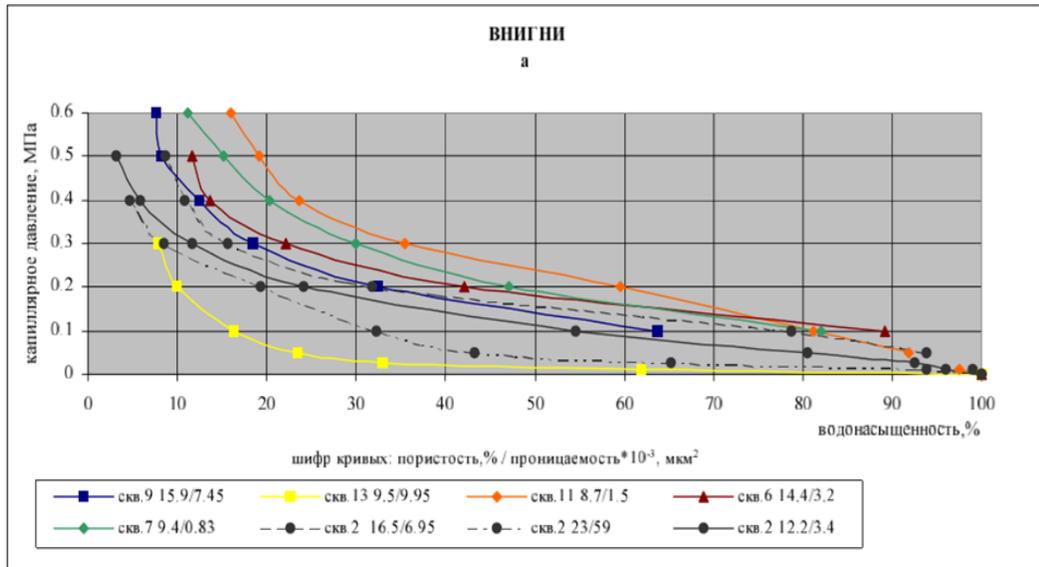


Рисунок 47 - Кривые зависимости капиллярного давления от водонасыщенности: а - ВНИГНИ, б - Агip, в - Симуляционная модель

5.5 Смачиваемость поверхности продуктивных пород

О проявлениях гидрофобизации поверхности пустотного пространства свидетельствуют определения показателя смачиваемости образцов, подвергшихся длительному выдерживанию в конденсате. С учетом результатов проведенных к настоящему времени исследований для гидродинамических расчетов принято, что поверхность нефтегазосодержащих пустот является гидрофобной.

Однозначных выводов о характере смачиваемости продуктивных пород на КНГКМ нет, поскольку данный параметр имеет сложный характер. Проницаемые кавернозно-пористые и трещиноватые породы в различной степени гидрофобизированы, тогда как плотная низкопроницаемая матрица практически гидрофильна.

6 Коллекторские свойства

6.1 Проницаемость и пористость

В гидродинамических расчетах использована модель относительной проницаемости, состоящая из базовой относительной проницаемости для несмешивающегося потока, относительной проницаемости для смешивающегося потока, и функции интерполяции, зависящей от величины межфазного натяжения:

$$K_{oa} = F_k \cdot K_{oa[F_k=1]} + (1 - F_k) \cdot K_{oa[F_k=0]},$$

где, K_{oa} - относительная проницаемость,

a - индекс фазы;

F_k - коэффициент интерполяции;

$K_{oa[F_k=1]}$ - относительная проницаемость для несмешивающегося потока;

$K_{oa[F_k=0]}$ - относительная проницаемость для смешивающегося потока.

Для базового варианта кривых относительной проницаемости для несмешивающегося потока приняты следующие критические параметры.

Для газоконденсатной зоны в системе «впитывания» - увеличения содержания конденсата, являющегося смачивающей жидкостью, приняты: неснижаемое значение водонасыщенности (S_w) для I объекта - 0.087, для II объекта - 0.081, критическое содержание конденсата ($S_{кон.кр.}$) - 0.12, остаточное газосодержание ($S_{г.о.}$) - 0.2 для обоих объектов.

Для нефтяной зоны в системе «дренирования» (вода, вытесняющая нефть) приняты: неснижаемое значение водонасыщенности (S_w) - 0.1, остаточная нефтенасыщенность ($S_{н.о.}$) - 0.3; а в системе «нефть, выделившийся растворенный газ» критическое содержание газа ($S_{г.кр.}$) - 0.15, остаточная нефтенасыщенность ($S_{н.о.}$) - 0.2.

Граничные значения приняты в соответствии с опытом работы British Gas с газоконденсатными карбонатными резервуарами и имеющимся небольшим объемом выполненных исследований керна.

В настоящее время начаты специальные лабораторные исследования с целью определения критических параметров и кривых относительных фазовых проницаемостей в пластовых условиях с использованием флюидов и керна КНГКМ.

На текущей стадии моделирования резервуара используется одна группа относительных проницаемостей пропитки для газоконденсатной части и одна группа относительных проницаемостей дренирования для нефтяной части месторождения.

Зависимость относительной проницаемости для смешивающихся фаз являются прямыми линиями, и смешиваемая относительная проницаемость равна

насыщенности отдельных фаз. Критические и остаточные насыщенности при этом равны 0. Коэффициент интерполяции - (F_k), рассчитывается как $F_k = (\sigma/\sigma_0)^{0.75}$, где $\sigma_0 = 2 \cdot 10^{-3}$ Н/м - величина поверхностного натяжения для базового варианта и σ - фактическое поверхностное натяжение.

Связь коэффициента интерполяции и поверхностного натяжения показана на рисунке Д.48. Для условий несмешивающегося потока $F_k=1$, для - смешивающегося потока $F_k=0$. Один из примеров влияния низкого поверхностного натяжения ($F_k=0.5$) на совместное течение флюидов показан на рисунке Д.49. При этом критические параметры также зависят от величины поверхностного натяжения и будут равны $S_{кон.кр.} = F_k \cdot S_{кон.кр.}$ и $S_{г.о} = F_k \cdot S_{г.о}$.

Детальный анализ исследований связи пористости с проницаемостью по керну проводился с начала изучения КНГКМ. Слабая связь между этими параметрами объясняется рядом причин, включая принадлежность коллекторов к породам различной литологией и петрофизическими свойствами, а также возможной некорректностью результатов, полученных отдельными лабораториями.

По результатам исследований керна НВНИИГГ (1814 образцов) отмечается наименьший разброс точек при построении зависимости пористости от проницаемости, однако и при этом, несмотря на некоторое улучшение связи, коэффициент корреляции остался довольно низким.

Кроме того, существенным недостатком зависимости, полученной по керну, является неучёт пластовых условий залежи, так как анализы керна выполнялись в стандартных условиях. Поэтому, как более достоверной, представляется рассмотрение связи пористости с проницаемостью для пористости, определённой по результатам интерпретации геофизических исследований, а проницаемости по газогидродинамическим исследованиям скважин, так как оба параметра рассчитываются по замерам, выполненным в пластовых условиях.

При интерпретации МУО дополнительная неоднозначность при определении проницаемости связана с оценкой несовершенства скважины по степени вскрытия. Это явилось одной из причин выполнения на месторождении небольшого объёма исследований МУО (49 исследований), и из анализа эти исследования были исключены независимо от организации, проводившей их.

Основной объём исследований на месторождении – 724, выполнен на нестационарных режимах фильтрации, с записью КВД на устье ($КВД_{уст}$) или на забое ($КВД_{заб}$).

Определение параметров пластов-коллекторов в интервалах вскрытия по результатам испытания скважин при нестационарных режимах фильтрации требует знания дебита и забойного давления перед остановкой скважины.

В 1992 г. при выяснении причин расхождения в параметрах, полученных при интерпретации одних и тех же исследований специалистами КГП

(КарачаганакГазПром) и КИО (Карачаганакская Интегрированная Организация) выяснилось, что они связаны, прежде всего, с расхождениями в принятом дебите перед остановкой скважины и толщиной работающего интервала.

Дебиты, используемые КГП при расчётах параметров пластов, и, в частности, проницаемости, не соответствуют дебитам, спрогнозированным на основании кривых давления по скважинам, рассчитанным по динамическому устьевому давлению (Руст.дин.).

При проведении большинства исследований методом КВД в КГП не определялись дебиты скважин до остановки и продолжительность работы скважин до закрытия, а использованные в расчётах дебиты перед остановкой скважины являлись «предположительно-оценочными». При переинтерпретации КВД КИО использовались дебиты, определённые по данным кривых добычи по скважинам, что является более достоверным. Различия в значениях величин дебитов скважин до остановки по данным КГП и КИО (по Руст.дин.) составляют от 0 до 77% (в среднем 29%).

При отбраковке газогидродинамических исследований для построения зависимости между пористостью и проницаемостью дополнительно рассмотрены следующие факторы: мероприятия по увеличению притока из вскрытого интервала, падение давления ниже давления начала конденсации, невосстановление пластового давления.

Сводная таблица результатов газогидродинамических исследований скважин и результатов переинтерпретации приведена в таблице 2.

Таблица 2. Результаты исследования скважин и их пластов

Наименование	Количество		Интервал времени	Среднее значение по пласту
	скважин	измерений		
1	2	3	4	5
I объект				
Начальное пластовое давление, МПа	10	14		54,83 (4200 м)
Начальная пластовая температура, °С	11			70,76 (4200 м)
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	29	219	0,03-61,65	3,84
Проводимость, 10^{-3} м*мкм ²	29	219	3,6-17740	453
Пьезопроводность, м ² /с	29	219	0,0100-0,0370	0,0174
II объект				
Начальное пластовое давление, МПа	22	61		56,63 (4700 м)
Начальная пластовая температура, °С	11			80,83 (4700 м)

Продолжение таблицы 2

Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	24	817	0,03-116,2	6,90
Проводимость, 10^{-3} м*мкм ²	24	817	1,2-3355,2	357
Пьезопроводность, м ² /с	24	817	0,0192-0,0300	0,0211
III объект				
Начальное пластовое давление, МПа	26	45		59,20 (5050 м)
Начальная пластовая температура, °С	11			89,90 (5050 м)
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	18	33	0,3-30,0	13,4
Проводимость, 10^{-3} м*мкм ²	18	33	13-2760	395,7
Пьезопроводность, м ² /с	18	33	0,0032-0,0039	0,0035

Кислотные обработки, как правило, временно увеличивают производительность скважин за счёт увеличения работающей толщины и улучшения фильтрационной характеристики коллектора в призабойной зоне, то есть увеличения проницаемости исследуемого интервала, искажая её истинное значение. Срок действия кислотных обработок, как правило, равен 6 месяцам, поэтому если исследование проводилось сразу после кислотной обработки либо до истечения 6 месяцев со дня обработки, то оно исключалось из рассмотрения.

Не учитывались также исследования, где на дату их проведения произошло падение пластового и забойного давлений ниже давления начала конденсации, так как это обстоятельство приводит к выпадению конденсата в пласте и снижению проницаемости коллекторов во вскрытом интервале.

Кроме того, из анализа были исключены скважины, в которых не восстановилось пластовое давление или запись КВД низкого качества.

Исключены также исследования, в которых совместно вскрыты 1+2 и 1+2+3 объекты, так как установлено различие связи пористости с проницаемостью для пермских и карбоновых отложений.

По пермским отложениям для построения рассматриваемой связи использовано 113 исследований по 22 скважинам, для каменноугольных – 152 исследования по 42 скважинам (таблица 2).

Пористость определена по данным ГИС, как средневзвешенная величина для вскрытой эффективной толщины. КИО и НИПИнефтегаз для расчета проницаемости использовали значения проводимости (произведение эффективной толщины на проницаемость) по переинтерпретированным данным газогидродинамических исследований. При этом за работающую толщину принималась вскрытая эффективная нефтегазонасыщенная толщина.

Полученные зависимости проницаемости от пористости для пермских и каменноугольных отложений (рисунки Д.50, Д.51), описываются уравнениями для пермских отложений.

$$K_{пр} = 129348K_{п}^{4.67} \quad \text{при } R^2 = 0.3431$$

для каменноугольных отложений

$$K_{пр} = 10915K_{п}^{3.5146} \quad \text{при } R^2 = 0.2511$$

Эти уравнения использованы при гидродинамических расчётах.

6.2 Газоконденсатонасыщенность и нефтенасыщенность

Начальная и остаточная газонасыщенности показаны на рисунке 52. Как следует из эксперимента, для несмешивающихся потоков при низких давлениях и высоких поверхностных натяжениях критическая конденсатонасыщенность может быть не меньше, чем 0.114. На настоящий момент принято значение критической конденсатонасыщенности равное 0.12.

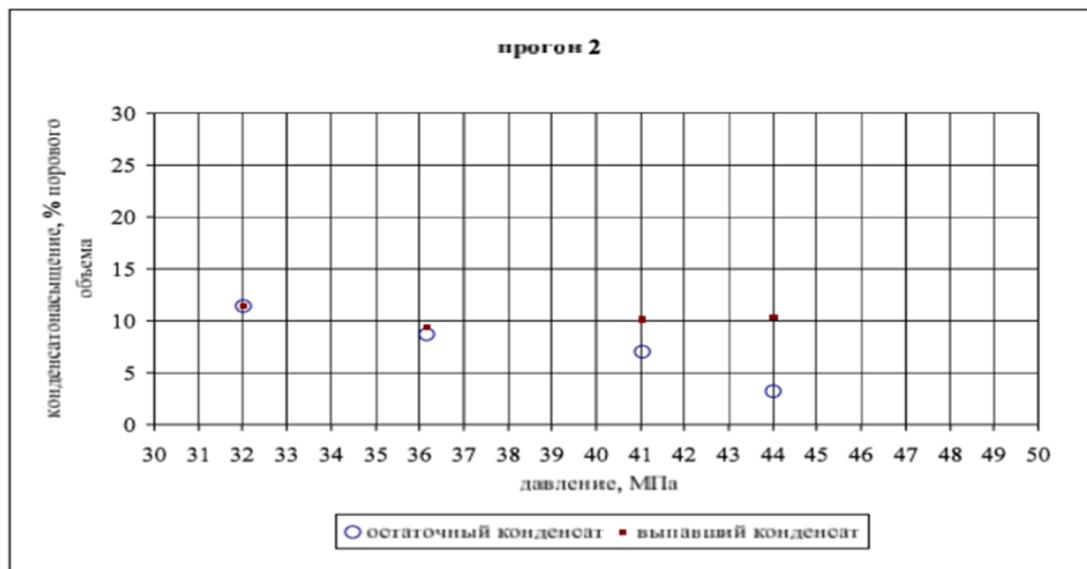


Рисунок 52 - Изменение объемов выпадающего в пористой среде и остаточного конденсата при снижении давления ниже точки росы

Остаточная нефтенасыщенность изученных образцов в системе «вода- нефть» колеблется от 0.21 до 0.46 и от 0.18 до 0.45 - в системе «газ - нефть». В этой же системе вытеснения критическое содержание газа изменяется от 0.087 до 0.26. Соотношение принятых критических параметров и параметров, полученных при экспериментах с простыми флюидами в атмосферных условиях, показано в таблице 3.

Таблица 3. Сопоставление принятых критических параметров с экспериментальными, полученными при использовании простых флюидов

Параметр	Система					
	Нефть-газ		Нефть-вода		Газ-конденсат	
	Эксперимент	Принято	Эксперимент	Принято	Эксперимент	Принято
Св	0.04-0.016	0.1	0.04-0.16	0.1	-	0.081-0.087
Сн.о.	0.18-0.45	0.2	0.21-0.46	0.3		
Сг.кр.	0.087-0.26	0.15				
Ск.кр.					0.114	0.12

где, Св – водонасыщенность;

Сн.о. – остаточная нефтенасыщенность;

Сг.кр.- критическое содержание газа;

Ск.кр. – критическое содержание конденсата

Была исследована критическая нефтенасыщенность в диапазоне давлений 5-17 МПа ниже точки начала конденсации, при использовании пластовых флюидов из скв. №145 (давление начала конденсации при температуре эксперимента было 49.31 МПа) (рисунок Е.53).

Эксперимент был начат с одной газовой фазы (неснижаемая водонасыщенность не моделировалась) при давлении выше давления начала конденсации, затем давление было снижено, и образовалась конденсатная жидкость. За этим последовала закачка равновесного газа, и был зафиксирован объем извлеченного конденсата.

Эксперименты были повторены, так как в первом прогоне наблюдалась очень низкая проницаемость однофазного карачаганакского флюида ($1.3 \cdot 10^{-3}$ мкм²) по сравнению с проницаемостью азота ($5 \cdot 10^{-3}$ мкм²). В таблице 4 перечислены результаты эксперимента для 2 прогона.

Таблица 4. Результаты экспериментального исследования подвижности конденсата, выпадающего в пористой среде при снижении давления ниже точки росы

Давление, МПа	Остаточный конденсат, % от порового объема	Первоначальный конденсат, % от порового объема	Извлеченный конденсат от порового объема
44.02	3.3	10.3	68.3
41.04	7.0	10.1	30.8
36.16	8.7	9.4	8.3
32.03	11.4	11.4	0.0

7 Свойства пластового флюида

7.1 Состав и свойства углеводородов

Коллектор КНГКМ содержит сложную флюидную систему. Состав углеводородов сильно меняется с глубиной от газоконденсата до недонасыщенной нефти и имеет начальное пластовое давление от 520 до 595 бар и температуру от 70 до 95⁰С.

Поскольку флюиды находятся почти в критическом состоянии, определенный газо-нефтяной контакт отсутствует. Переход от газоконденсата (флюид в состоянии начала конденсации) к нефти (флюид в состоянии насыщения) происходит на глубине примерно -4950 м а.о., но существуют некоторые свидетельства того, что в некоторых местах этот переход может происходить глубже.

Пластовые флюиды распределяются от легкого конденсата с газоконденсатным фактором (ГКК) 2000 см³/см³ на кровле коллектора (Объект 1) до тяжелого конденсата с ГКК 800 см³/см³ на уровне газонефтяного контакта (Объект 2), и в конечном итоге, до тяжелой недонасыщенной нефти и ВНК (Объект 3). В нормальных условиях начальная плотность конденсата составляет 47 градусов по классификации Американского нефтяного института (API), а содержание меркаптанов составляет приблизительно 1700 частей на миллион. Плотность нефти колеблется от 36 до 44 API. Газ, добываемый из коллектора, отличается повышенным содержанием серы и содержит от 3,5% до 5% сероводорода и 5,5% углекислого газа.

На рисунке Е.54 представлены колебания газоконденсатного и газового факторов в зависимости от глубины, значений давления насыщения и состава конденсата. На этом рисунке также сравниваются значения газоконденсатного и газового факторов в зависимости от глубины продуктивных интервалов, полученные в результате скважинных испытаний, с прогнозами значения газового фактора из флюидальной модели 2001 года. После построения новой флюидальной модели в 2001 году, были отобраны дополнительные пробы, которые продолжают использоваться для подтверждения модели.

7.2 Характеристика флюидов законтурной области

Законтурная область КНГКМ в процессе разведки осталась не изученной. За контуром ВНК было пробурено всего три скважины, из которых одна остановлена забоем 576 м (скв. №36), а две другие (скв. №32 и №39) ликвидированы без опробования продуктивных отложений по причине отсутствия коллекторов.

Имеющиеся данные о подземных водах в отложениях нижней перми и карбона получены по скважине 2П Аксайская, пробуренной в 6 км к северо-востоку от Карачаганакской структуры. Из нижнего карбона (инт. 4883-4900 м) получен приток пластовых вод плотностью 1.18 г/см³ дебитом 3.72 м³/сутки при восстановлении уровня с 721 до 558 м, из артинско-ассельских отложений приток составил 5.5 м³/сутки из интервала 4807-4828 м; 4.5 м³/сутки из интервала 4749-4764 м; 2.0 м³/сутки из интервала 4708-4727 м, при восстановлении уровня соответственно с 932 до 652 м, 1012-802 м и 872-858 м.

В этом же направлении по данным ВНИИГАЗа происходит и падение приведенных напоров с +867 м (скв. №21, Карачаганак) до +836 м (скв. №2-П Аксайская).

К западу от КНГКМ (скв. №11-П Дарьинская) абсолютная отметка приведенного напора снижается до +735 м. При этом гидравлический уклон к северо-востоку и к западу, несмотря на разницу в расстояниях, примерно одинаков и составляет 0.0012 – 0.0009.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что Карачаганакская структура представляет собой своеобразный пьезомаксимумом, и в процессе разработки месторождения законтурная область не будет оказывать заметного влияния на режим работы залежи, по крайней мере до выравнивание приведенных напоров. Но даже в этом случае ее влияние будет незначительным, поскольку приведенные данные по притокам вод из нижнекарбонного комплекса свидетельствуют об очень низких емкостно-фильтрационных свойствах подсолевых отложений за пределами контура месторождения.

На самом же месторождении из 23 интервалов с притоками пластовых вод только в 5 случаях их интенсивность была 18–49 м³/сутки, из 3 интервалов – 7.4-9.8 м³/сутки, а в остальных случаях дебиты скважин составили 0.1 м³/сутки при среднединамическом уровне 1782 м и 1.3 м³/сутки при переливе.

Более того, отмечается устойчивая тенденция снижения интенсивности притоков при приближении к ВНК. Так, в скважине 8 из интервала 5307-5333 м получен приток пластовых вод дебитом 19.2 м³/сутки, а из интервала 5237-5244 м дебит воды с нефтью составил 2.2 м³/сутки. В скважине 21 из интервалов 5310-5322 и 5260-5266 м интенсивность притока была 9.9 и 2.0 м³/сутки соответственно.

В скважине 35 дебит воды составил 21.6 м³/сутки из интервала 5304-5313 м и 9.8 м³/сутки из интервала 5283–5288 м. Это может быть связано с тем, что в зоне ВНК происходит ухудшение емкостно-фильтрационных свойств коллекторов, которые ближе к центральной части залежи практически отсутствуют, поскольку даже при депрессиях 20 МПа получены притоки в 0.1-1.1 м³/сутки. В связи с этим, нефтяная залежь месторождения представляется нам “запечатанной” снизу зонами ухудшенных коллекторов на периферии и их отсутствием в центральной части.

В данных условиях естественным режимом разработки залежи будет упруго-газонапорный, с проявлением режима растворенного в нефти газа.

Водонапорный режим в силу выше рассмотренных данных проявиться не сможет, поскольку практически вся центральная часть месторождения от водоносного горизонта отделена зоной отсутствия коллекторов, которая хоть и сокращается к периферии, но переходит в зону их низких емкостно-фильтрационных свойств. Здесь в процессе разработки месторождения и снижения пластового давления могут активизироваться процессы накопления труднорастворимых солей, что приведет к дальнейшей изоляции залежи.

Главную опасность здесь могут представлять некартируемые традиционными методами зоны “сквозной” вертикальной трещиноватости, по которым может осуществиться прорыв подошвенных вод в продуктивную толщу, как это имело место на Оренбургском месторождении.

Поэтому, вопросы контроля за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин в данных условиях являются первостепенными, как с точки зрения выбора методов контроля, так и системы наблюдательных и пьезометрических скважин.

8 Бурение и геофизические исследования в горизонтальной секции наклонно-направленной скважины №9810-2.

Эффективность бурения и достоверность полученной геологической и промыслово - геофизической информации в дипломной работе рассмотрены на примере скважины №9810-2.

Данная скважина пробурена в северной части КНГКМ, географические координаты устья этой скважины: $51^{\circ} 21' 22.897''$ с.ш. ; $53^{\circ} 16' 47.947''$ в.д (рисунок 55).

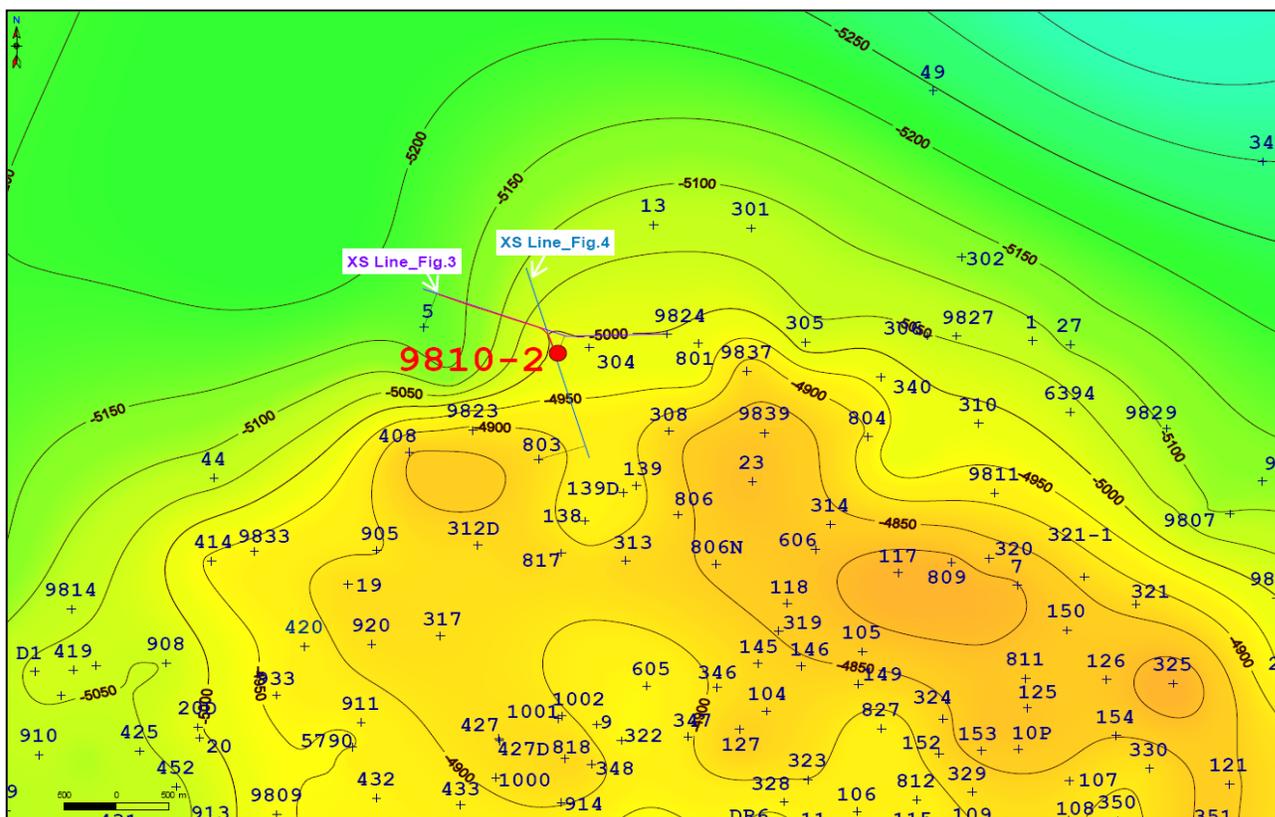


Рисунок 55 - Схема расположения скважины №9810-2 на КНГКМ

Скважина №9810-2 была забурена 25 сентября 2007 года и достигла проектной глубины 8 января 2008 года. Скважина (пилотный ствол) была пробурена вертикально до глубины резкого изгиба ствола скважины (КОР-kick of point) 4830 м, после чего бурение было продолжено с отклонением $44 - 47^{\circ}$ до конечной глубины 5570м. Скважина введена в эксплуатацию в августе 2008 года.

На рисунке 56 демонстрируется структурная карта по горизонту С9 каменноугольного возраста, построенная в 2016г. На данном рисунке изображены скважины №№ 9810, 9810-1, 9810-2, 304, 301, 9824, 5, 23, 305 и 801, пробуренные в северной части месторождения. ВНК отмечается на уровне 5150-5200 м.

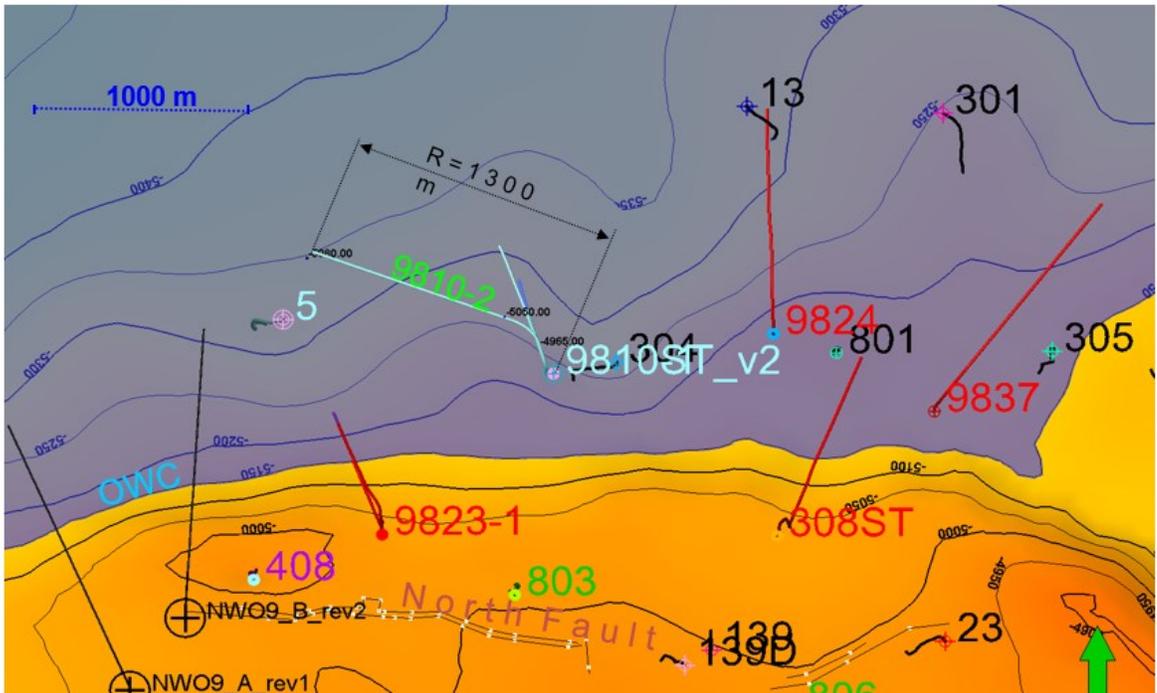


Рисунок 56 - Структурная карта по горизонту C9.

На рисунке 57 показана схема бурения скважины №9810-2. Глубина резкого искривления ствола скважины соответствует уровню газонефтяного контакта.

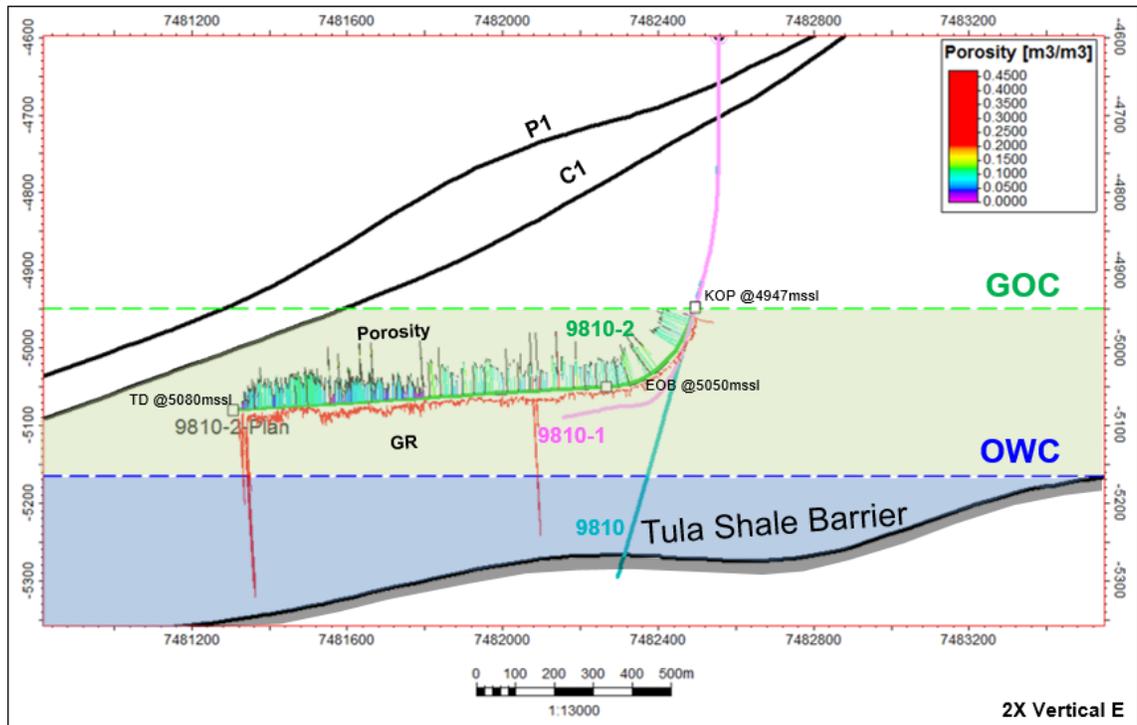


Рисунок 57 - Схема бурения скважины №9810-2

12 января 2012 года на этой скважине была проведена высокоэффективная кислотная обработка.

С декабря 2013 года добыча снизилась до $\sim 200 \text{ м}^3/\text{сут}$, при этом скважина по-прежнему эксплуатировалась до февраля 2014 года. Из-за низкой нефтедобычи был запланирован суб-горизонтальный боковой ствол (sub-horizontal sidetrack) существующей скважины №9810-2 с потенциалом увеличения добычи с использованием многоступенчатого стимулированного завершения.

Скважина была пробурена с использованием бурового раствора на нефтяной основе по Объекту 3, стратифицированная как нижний карбон (нижний серпухов/верхний визе).

Общая толщина Объекта 3 составляет 1210,2 м по всему каротажу, пористость в среднем равняется 6%. Нефтенасыщенная толщина составляет 451,2 м, в этой области среднее значение пористости равно 8%. Коэффициент нефтенасыщенной толщины к общей толщине для Объекта 3 составляет 53,8%.

Каротаж во время бурения (LWD-logging while drilling) был проведен для оценки параметров пласта. Кроме того, отбор керна осуществлен с интервалом 1 м по всему разрезу для рентгенологического анализа. Результаты каротажных данных изображены на рисунке 58.

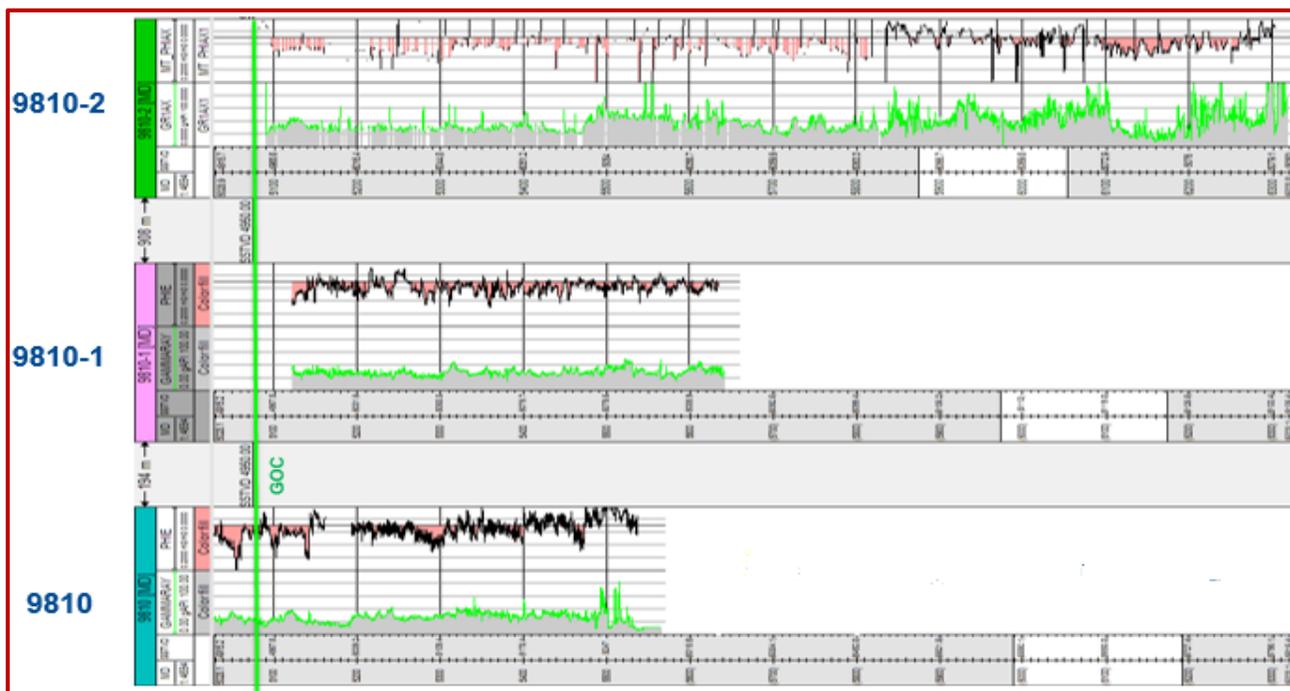


Рисунок 58 - Результаты скважины №9810-2.

Пористость в горизонтальной секции скважины №9810-2 соответствует ожидаемой: среднее значение измеренной пористости незначительно отличается от прогнозной геологической модели.

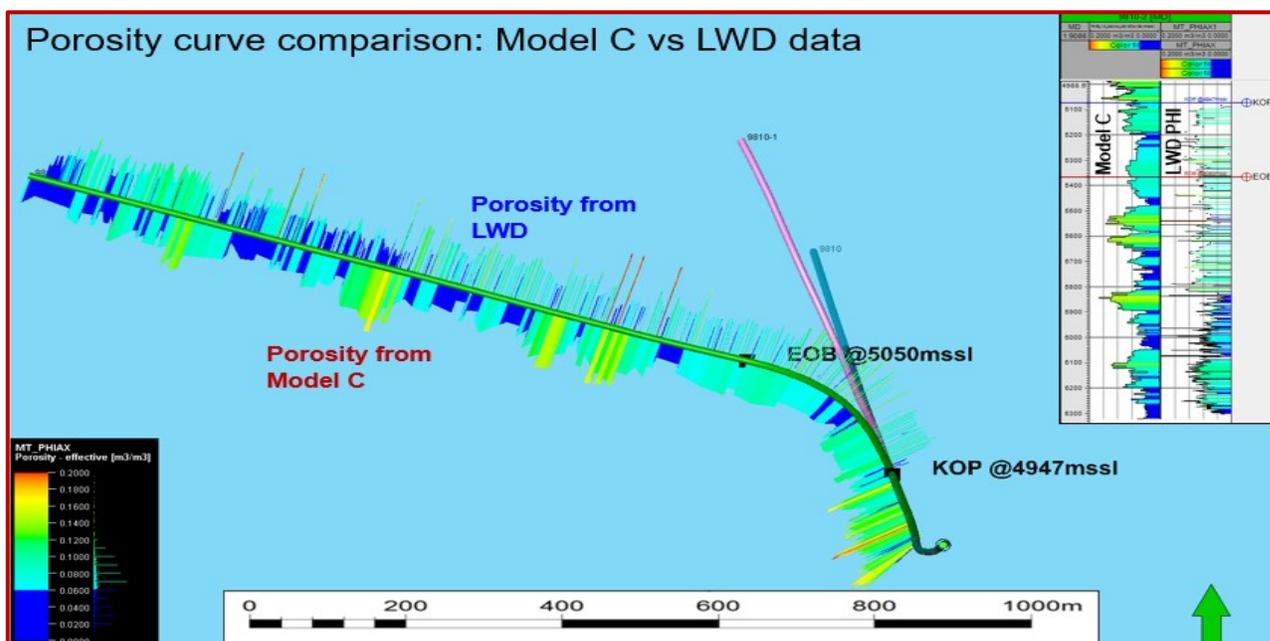


Рисунок 59 - Сравнение кривых пористости

Компьютерная обработка (CPI) каротажных данных истинной глубины были необходимы для подтверждения пористости. На рисунке 59 приведено сравнение кривых пористости модели месторождения 2016 года и каротажа во время бурения. Высокие предварительные значения данного параметра модели 2016г не соответствуют значениям каротажа, которые оказались немного занижены.

Характеристики резервуара изучены по технологии MagTrak компании Baker Hughes. Технология MagTrak по значениям магнитного резонанса в реальном времени определяет местонахождение резервуаров даже в самых сложных условиях бурения. Предварительные результаты по характеристикам коллектора не соответствовали ожиданиям (рисунок 60).

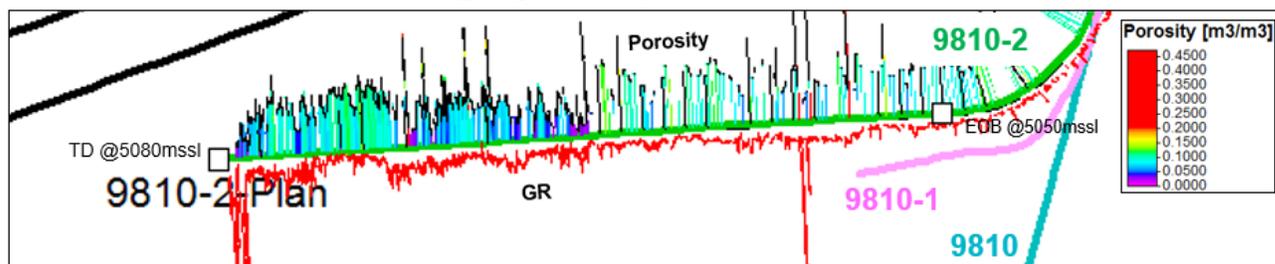


Рисунок 60 - Тестирование технологии MagTrak

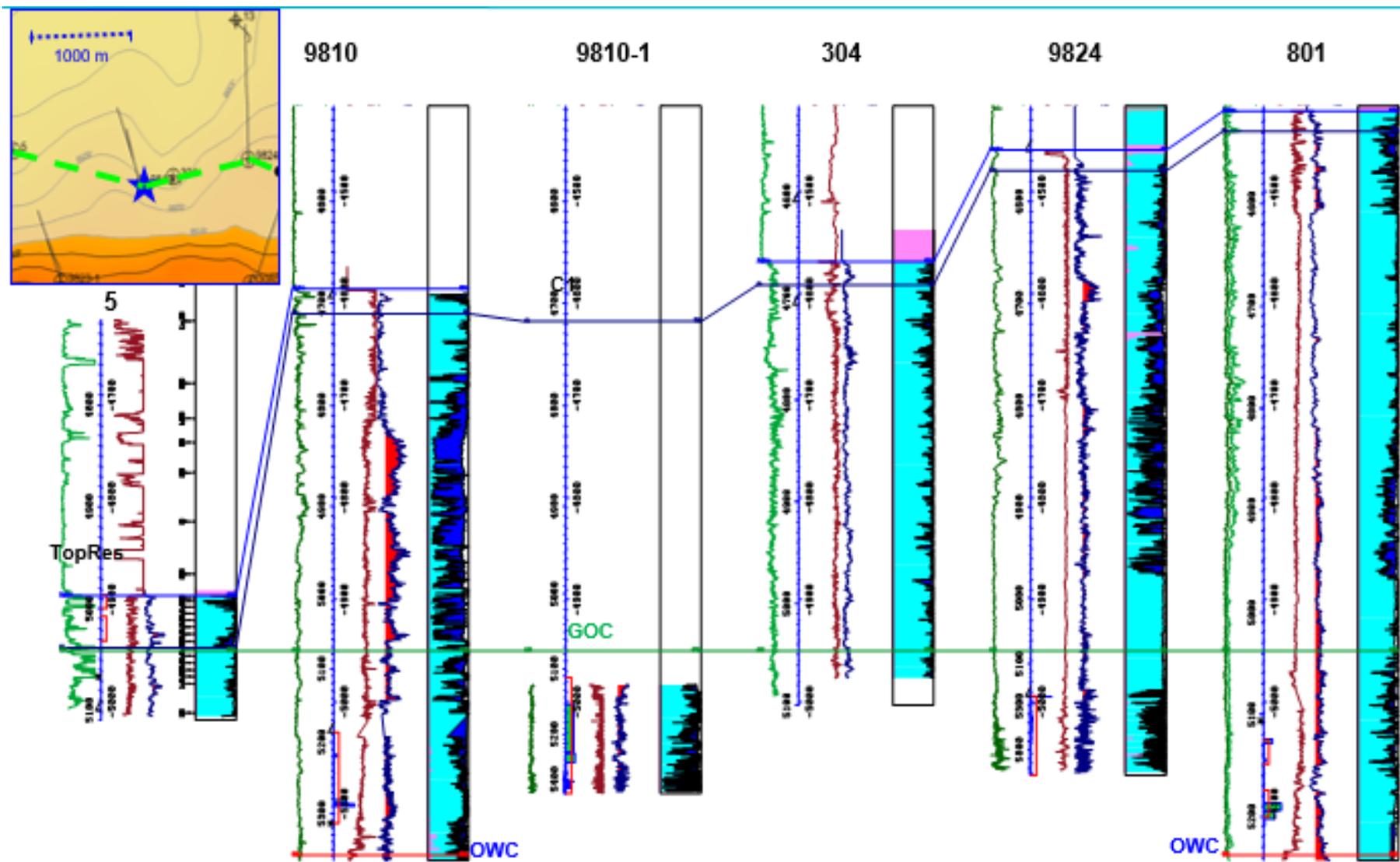


Рисунок 61 - Корреляционная схема скважины 9810

На рисунке 61 демонстрируется корреляционная схема по линии скважин №№ 5 – 9810-2 - 9810-1 – 304 – 9824 - 801. Глубина кровли газонасыщенного резервуара начинает следовать на глубинах 5000 м в скважине №5. Отсюда в юго-восточном направлении наблюдается её подъем до 4700 м в скважине №9810-2, – 4730 м в скважине №9810-1, – 4680 м в скважине №304.

Далее в северо- восточном направлении так же наблюдается её подъем до 4500 м в скважине №801, и снижение в северо-западном направлении в скважине №9824 до глубины 4550 м.

В соответствии с этим трендом проявляет себя газонасыщенная толщина. Минимальные толщины (80м) установлены в скважине №5, в скважине №9810-2 они увеличиваются до 380 м, и 530 м в скважине №9824. Максимальные газонасыщенные толщины установлены в скважине №801 и составляет 580 м, при этом, газонефтяной контакт отбивается на уровне 5080 м.

Скважины №№ 5, 9810-1, 304 и 9824 не пробурены до водонефтяного контакта. Нефтенасыщенная толщина на скважинах №9810-2 и №801 имеет одинаковое значение, оно равно 370 м, ВНК отмечается на уровне 5450 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей дипломной работе проведены исследования по изучению геологического строения и перспектив нефтегазоносности Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КГНКМ) по данным сеймостратиграфического анализа и результатам бурения наклонно-направленных и вертикальных скважин на северном фланге этого месторождения.

В отличие от интерпретации сейсмических разрезов и модельных построений предыдущих лет, в дипломной работе были использованы данные сеймостратиграфического анализа, откалиброванные по данным глубокого бурения.

Существенную и все возрастающую роль в контроле за разработкой КГНКМ играют наклонно-направленные скважины, пробуренные непосредственно по объектам разработки и дающих детальную информацию по их литологическому составу, коллекторским свойствам и характеру насыщения пластовыми флюидами.

Уровень представительности геологических и промыслово-геофизических данных по результатам бурения наклонно-направленных скважин превышает сведения, полученных по вертикальным скважинам, что в значительной степени повышает рентабельность добычи УВ на КГНКМ.

Для достижения поставленной цели в дипломной работе были решены соответствующие геологические и промыслово-геофизические задачи.

Проведен синтез и системный анализ сейсмической и буровой изученности КГНКМ, его инфраструктурой и физико-географическими условиями, стратиграфией, тектоникой и нефтегазоносностью подсолевых отложений.

Детально проанализированы процедуры обработки сейсмических данных, в т.ч. выбор мигрированного сейсмического куба данных, рефрагированная статика, восстановление амплитуды, подавление шума, скоростной анализ, контроль качества сейсмических данных и т.д.

По сейсмическим разрезам проведена корреляция опорных отражающих горизонтов и выделены разрывные нарушения. Осуществлена стратиграфическая привязка опорных отражающих горизонтов к данным бурения (ГИС, лабораторные анализы образцов керна).

В интервале сейсмического разреза между опорными горизонтами С1 и С9 выполнена сеймостратиграфическая интерпретация волнового поля, результаты которой позволили уточнить структуру, условия залегания, особенности формирования и характер распределения продуктивных интервалов в объектах разработки КНГКМ.

Во внутренней структуре и на флангах карбонатной постройки выделены аградационные и проградационные тела соответственно. Эти тела формируют геологические неоднородности, определяющие характер распределения литологических и фильтрационно-емкостных свойств, характер насыщения флюидами объектов разработки на КНГКМ.

Бурение наклонно-направленных скважин на северном фланге карбонатной постройки с целевым назначением на 3-ий объект разработки позволило получить детальные сведения по структуре, стратиграфии, проницаемости, проводимости, характере насыщения пластовым флюидом, пьезопроводности, пластовым давлениям и температуре по этому объекту разработки.

Проведен сравнительный анализ фильтрационно-емкостных свойств 3 объекта с аналогичными параметрами 1-ого и 2-ого объектов разработки. Полученные данные свидетельствуют об улучшенных коллекторских свойствах пород 3-ого объекта разработки.

В целом, результаты проведенных газогидродинамических, каротажных и лабораторных исследований свидетельствуют о том, что продуктивные коллектора КНГКМ содержит сложную флюидную систему. С увеличением глубины состав углеводородов существенно меняется, от газоконденсата до недонасыщенной нефти. Установлено, что высокие значения капиллярного давления и остаточной водонасыщенности обусловили формирование мощной переходной зоны в нефтенасыщенной части КНГКМ.

Изучены результаты бурения наклонно-направленной скважины №9810-2, в том числе её траектория, состав бурового раствора, комплекс каротажных исследований в этой скважине, по результатам бурения которой была уточнена стратиграфия, фильтрационно-емкостные свойства, характер насыщения и структурная модель нефтенасыщенной части (объект 3). Выполнен анализ по изменению газонасыщенных и нефтенасыщенных толщин на северном фланге КНГКМ.

Полученные сведения легли в основу построения пространственных геологических и гидродинамических моделей КНГКМ с использованием инновационных методов и подходов, которые позволяют понять причины начавшегося падения пластового давления в объектах разработки и реализовать мероприятия по нивелированию этого негативного процесса.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

А) опубликованные:

1. Аксенов А.А., Гончаренко Б.Д., Калинин М.К. и др. Нефтегазоносность подсолевых отложений. М.:Недра, 1985,205с.
2. Алексеев Ф.А., Барташевич О.В., Крылова Т.А. и др. Генетическое единство надсолевых и подсолевых нефтей восточной части Прикаспийской впадины. Советская геология, 1976, №9, с.108-113.
3. Геологические основы создания Прикаспийского нефтегазодобывающего комплекса. -М. Наука, 1990.-134с.
4. Геохимические особенности нефтегазоносности Прикаспийской впадины.- Тр.ВНИГНИ, 1985,вып.251.265с.
5. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Нефть и Газ, т.1, Алматы,2002, 248с.
6. Калинин М.К., Ларская Е.С., Четверикова О.П. и др. Масштабы эмиграции углеводородов из каменноугольных и пермских отложений Прикаспийской впадины.- В кн.: Прогноз нефтегазоносности Казахстана и сопредельных территорий. Тр.ВНИГНИ,1979, вып.212. с.127-139.
7. Корчагина Ю.И., Четверикова О.П. Методы оценки генерации углеводородов в нефтепродуцирующих породах. М.: Недра,1983,222с.
8. Методическое руководство по количественной оценке прогнозных ресурсов углеводородного сырья РК» Кокшетау, 2002г
9. Нефтегазоносность Прикаспийской впадины и сопредельных районов. /Под ред. Крылова Н.А. М.: Наука, 1987.-190с.
10. Седиментационные модели подсолевых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины.недра,1986. 137с.
11. Стратиграфия и региональная корреляция подсолевых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины / НВНИИГГ. Под ред. А.Л. Замаренова.- Недра,1989.-168с.
12. Четверикова О.П. О вычислении коэффициента эмиграции. М. 1979г.
13. Varvara, G. Gattolin, L. Brioschi. Seismic and Sequence Stratigraphic Analysis of the Carboniferous Reservoir in the Karachaganak Field. – Kazakhstan, Karachaganak, December 2016

Б) фондовые:

14. Акопов Т.Р. и др. Отчет о групповой геологической съемке масштаба 1:50000 и глубинном геологическом картировании на площади листов М-40-53-Г; М-40-65-Б,Г; М-40-66-А,В,Г – зап.пол. (по работам Хобдинской партии за 1980-86гг.).
15. Акопов Т.Р. Отчет о групповой геологической съемке масштаба 1:50000 и глубинном геологическом картировании масштаба 1:200000 на площади листов М-40-52-А,Б,В,Г; М-40-53-А,В (по работам Успенской партии за 1985-90гг.).
16. Моржин М.М., Чувилина В.И., Тихонович Л.М. Отчет о геофизических работах на площадях проведения геологической съемки. Сейсмические работы МОВ на площади листов М-40-63-Б,Г; 64; 65-А,В; 76-А,Б.

17. Селиванов Г.И. и др. Отчет о поисковых сейсмических исследований МОГТ и КМПВ на площади Тамды.
18. Селиванов Г.И. и др. Отчет о детальных сейсморазведочных работах МОГТ и КМПВ на площади Тамды.
19. Подвысоцкая Г.Т. Отчет о сейсмических исследованиях МОГТ-ШП и КМПВ на площади Бестау.
20. Отчет о результатах обработки и интерпретации данных сейсморазведки 2Д на контрактной площади ЗАО «БОЛЗ» в Северо-Казахстанской области Республики Казахстан. Алматы, 2004г.
21. Кан В.П. Проект разведки структуры Бестау. Актобе, 2005 г
22. Ли В.Ч. Проект поисково-разведочных работ по отложениям надсолевого комплекса на структурах Шанды, Бестау Западный и Новодонецкая, Актобе, 2006 г.
23. Егорова Н., Дебюссон Э., Каррел М., Сильвестр И. Технологическая схема разработки месторождения Карачаганак по состоянию на 1 октября 1999г. – Лондон, 2000
24. Семенов В.В., Батурин В.В., Маренков А.М. Проект на выполнение сейсмических исследований 3D на месторождении Карачаганак. – Алматы, Казахстан, 2009.
25. Дуйсенбаева А.О., Герштанский И.О. Проект разработки месторождения Карачаганак. – Актау, 2018
26. Дружинина О.Н. Аннотация к проекту разработки нефтегазо-конденсатного месторождения Карачаганак. – Актау, 2018

Приложение А



Рисунок 1 - Карта расположения КНГКМ

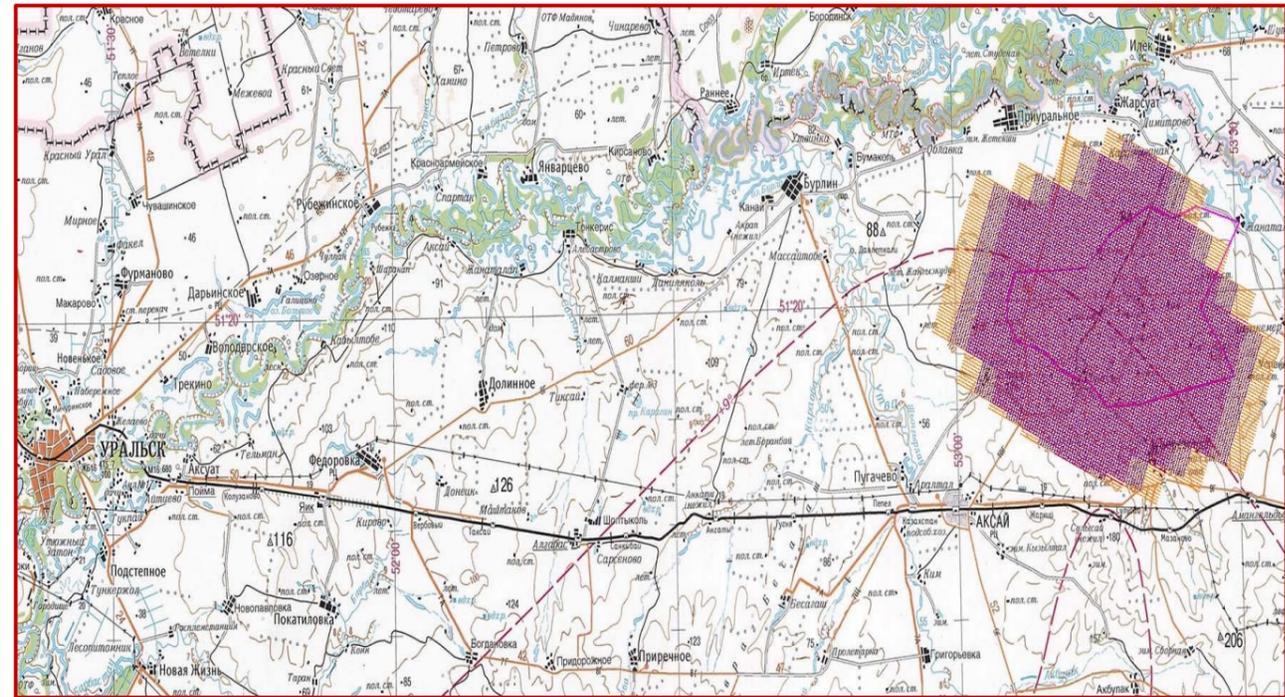


Рисунок 2 - Контуры площади сейсморазведки 3D на КНГКМ

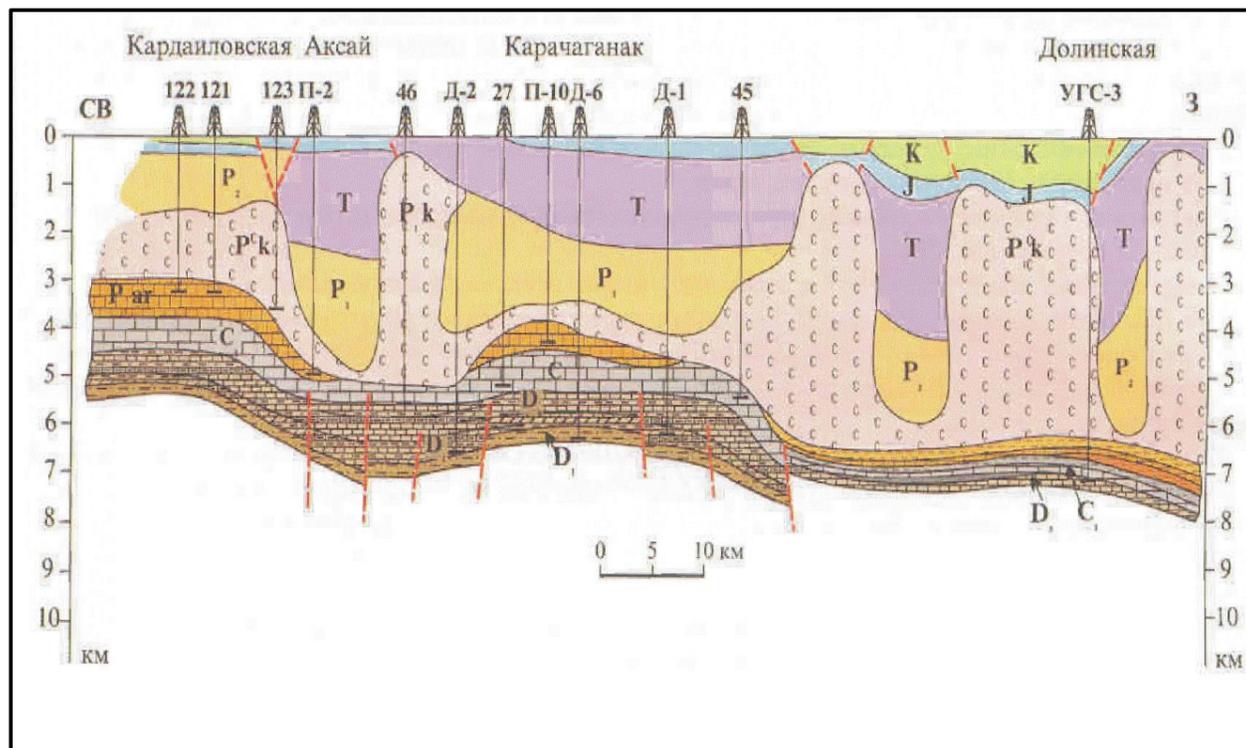


Рисунок 3 - Геологический разрез по КНГКМ и прилегающим площадям

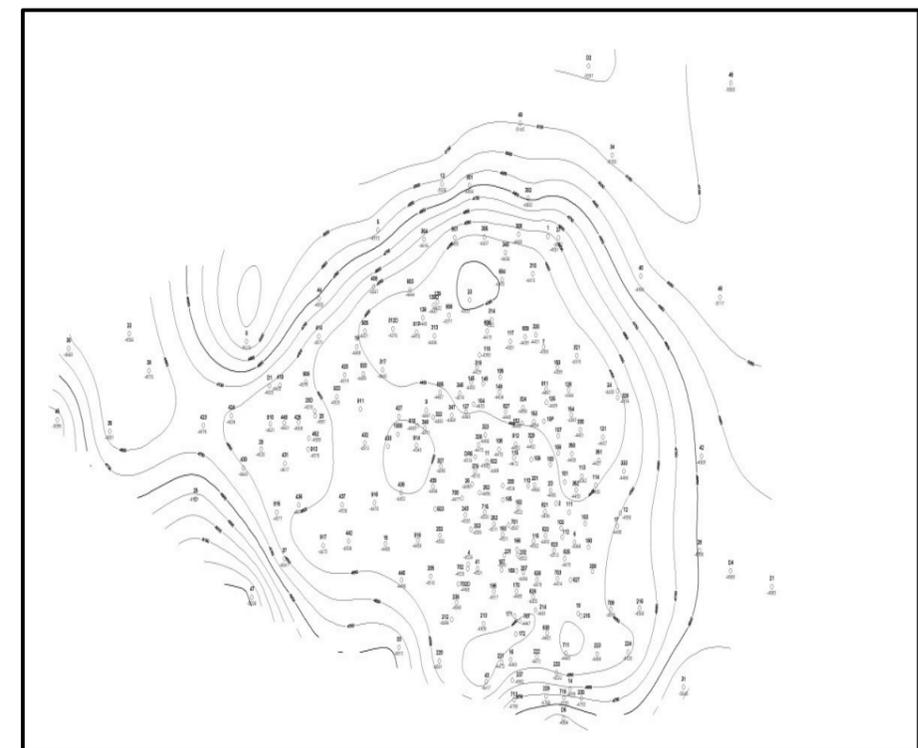


Рисунок 8 - Структурная карта КНГКМ по кровле каменноугольных отложений (C₁)

Приложение Б

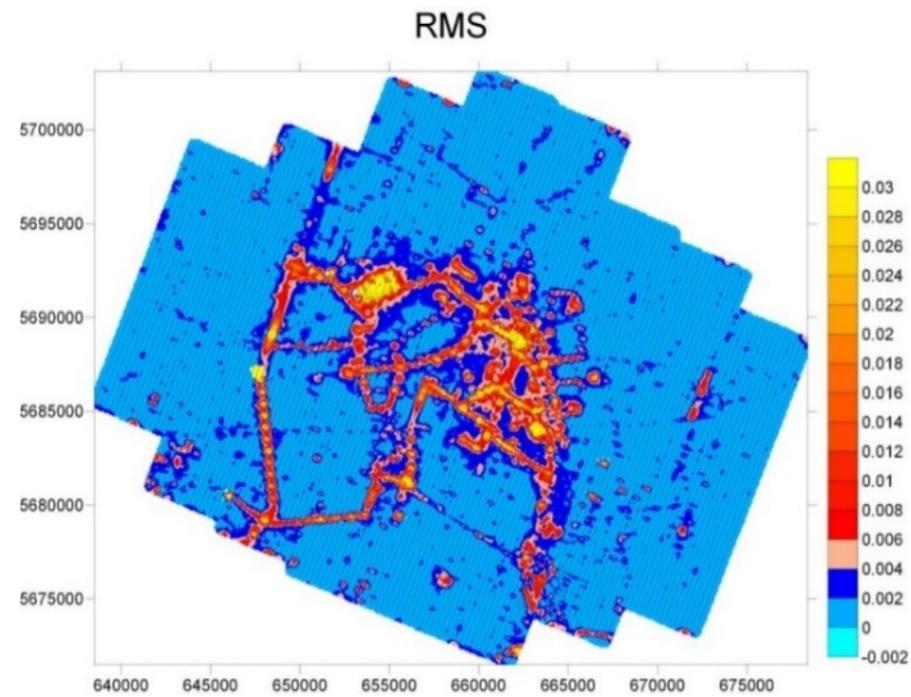


Рисунок 18 - Среднеквадратичная карта для ПП, рассчитанных для всей площади съемки, с использованием высокой амплитуды, соответствующей объектам инфраструктуры

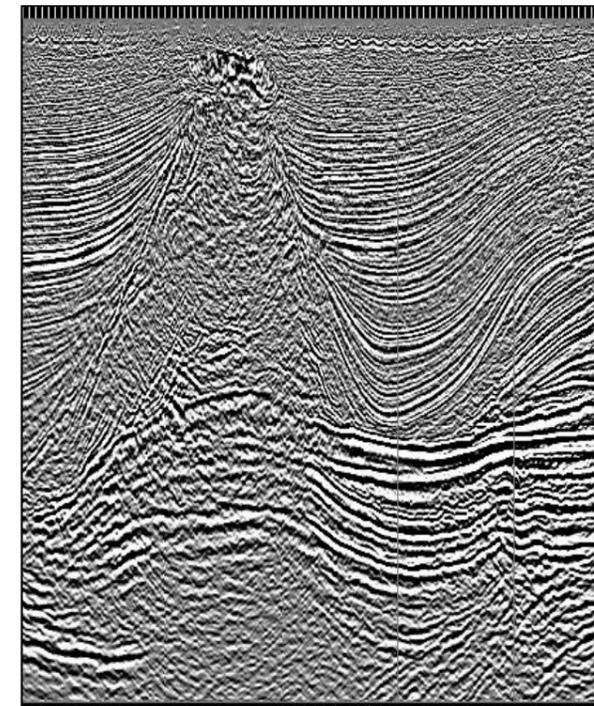


Рисунок 19 - Исходный сейсмический разрез через Кончубайский соляной купол и межкупольную мульду

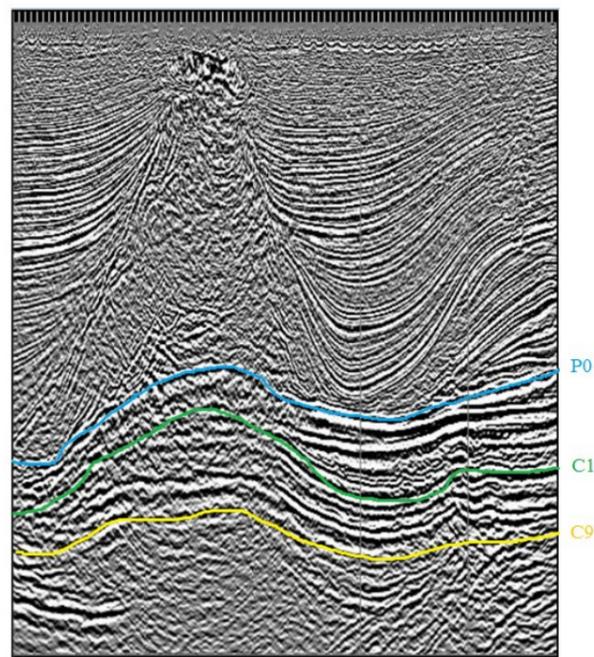


Рисунок 20 - Исходный сейсмический разрез с нанесенными основными отражающими горизонтами

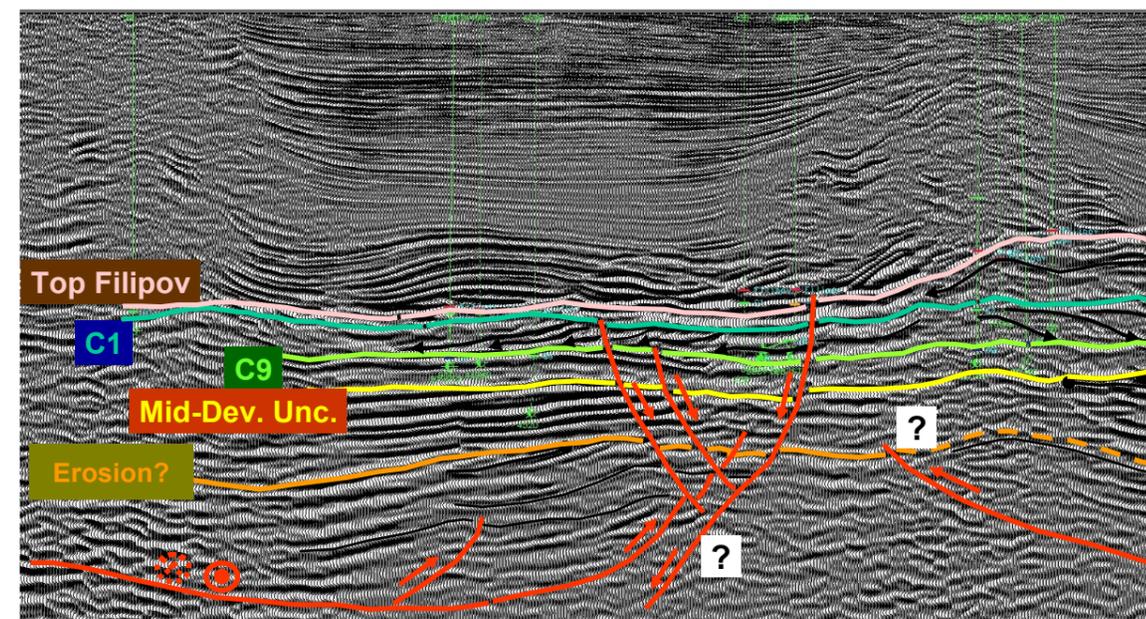


Рисунок 21 - Интерпретация разрывных нарушений

Приложение В

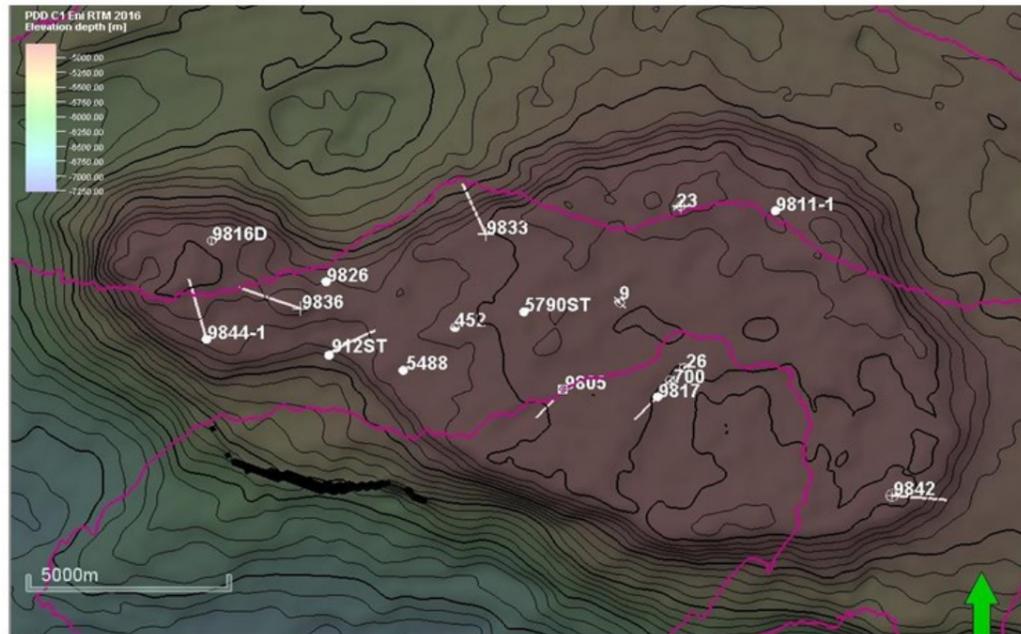


Рисунок 24 - Вейвлеты и амплитудные спектры в данных RTM (Eni) и Convex GB-Mig

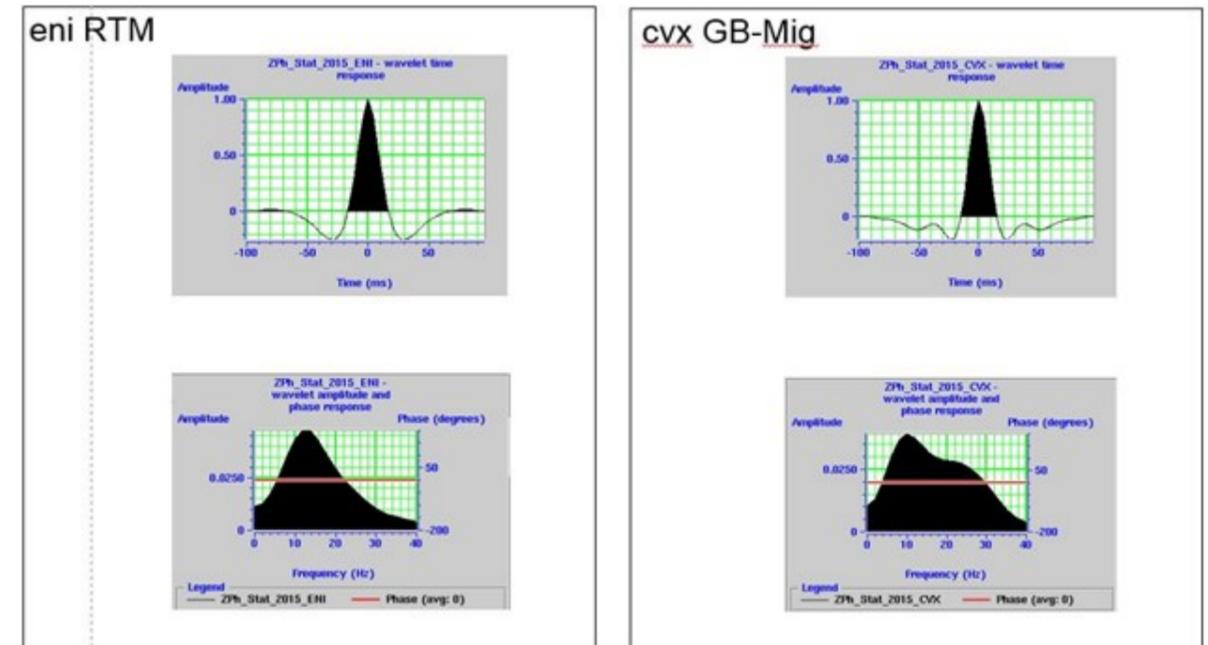


Рисунок 23 - Скважинные данные, используемые для привязки скважины к структурной схеме по поверхности C0

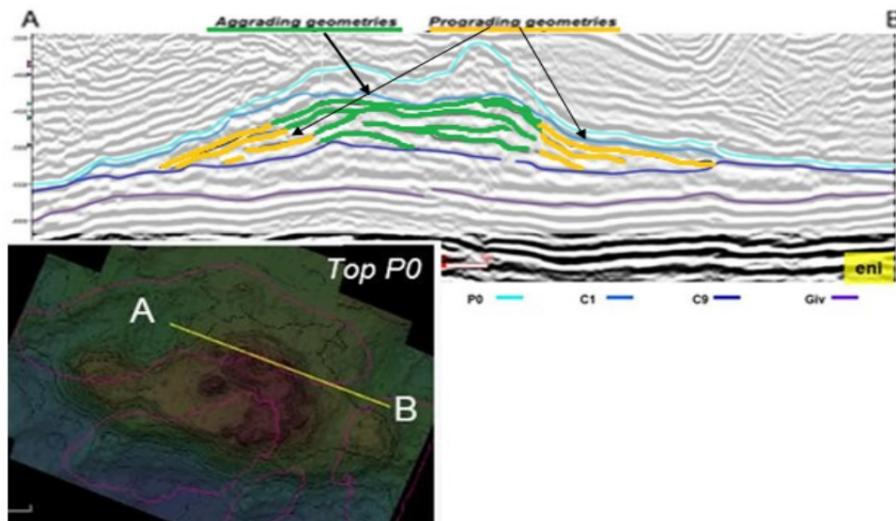


Рисунок 27 - Разрез, проходящий с запада на восток в северной части карбонатного массива с интерпретированным разрезом куба RTM (Eni)

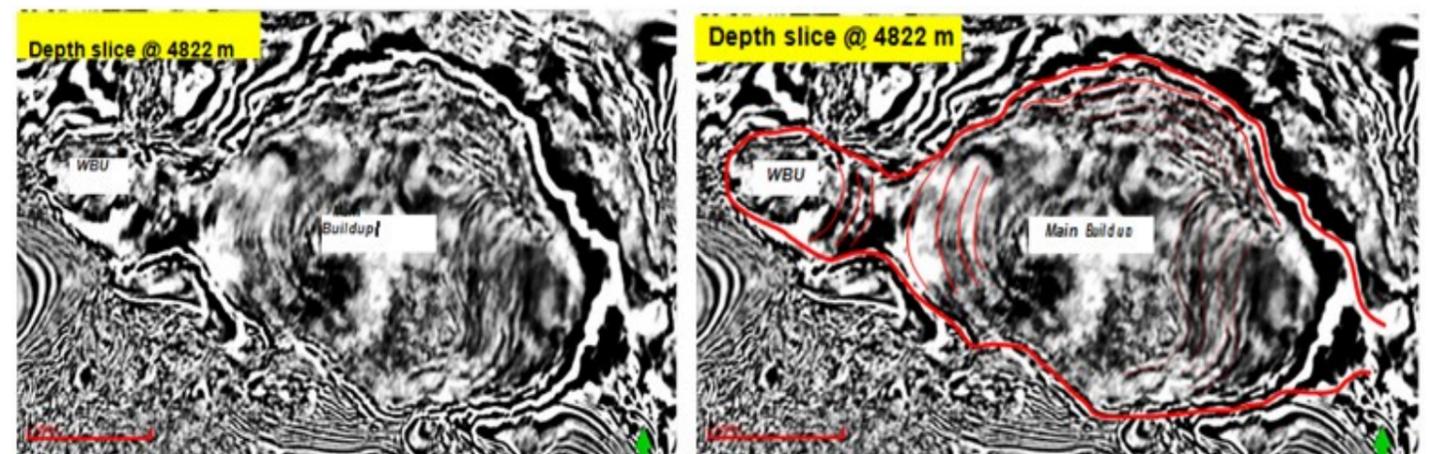


Рисунок 28 - Неинтерпретированный и интерпретированный срезы по глубине в 4822м

Приложение Г

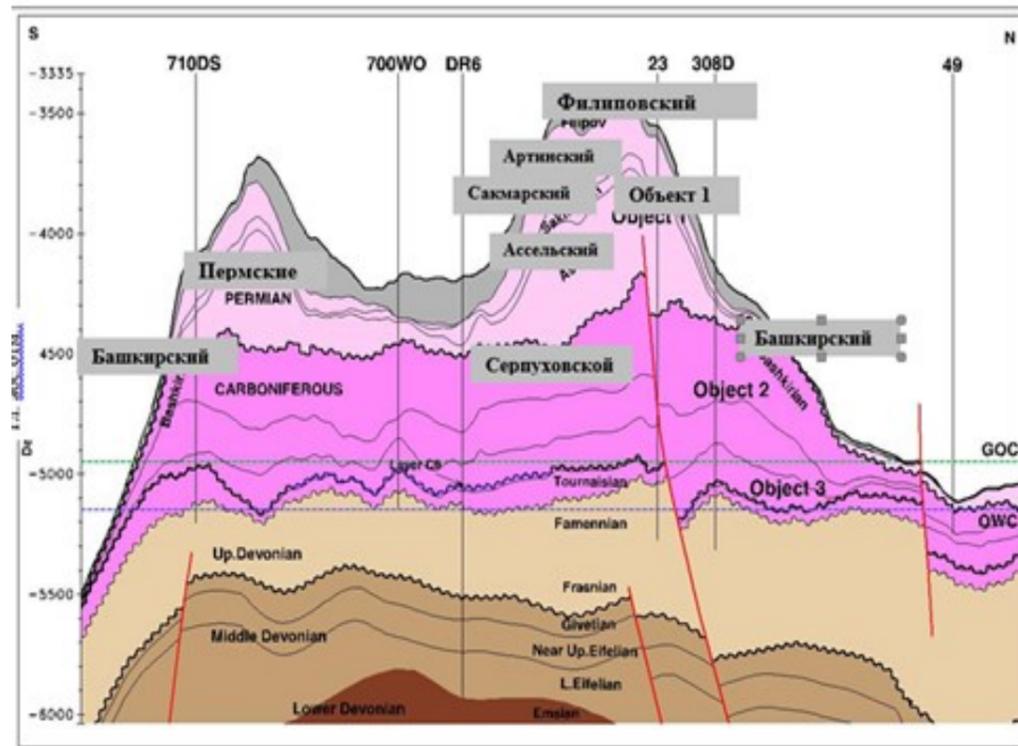


Рисунок 43 - Поперечный разрез по КНГКМ (направление юг-север)

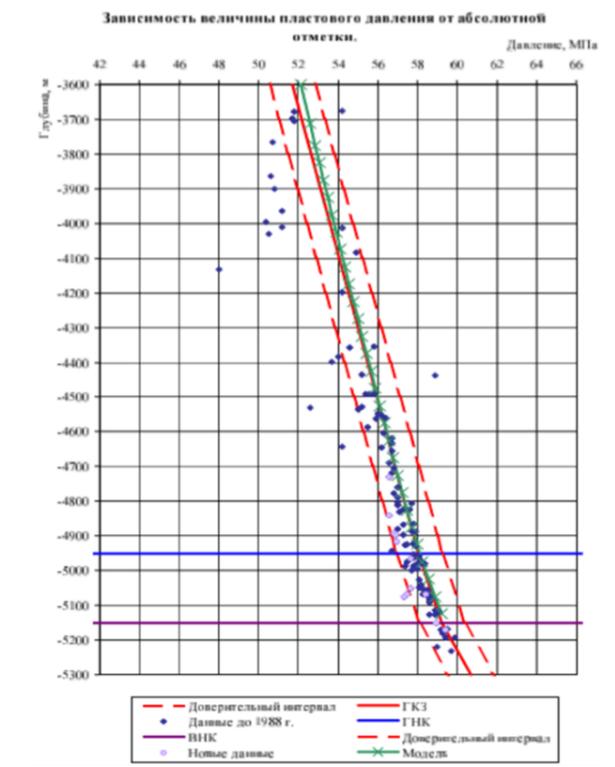


Рисунок 45 - Зависимость величины пластового давления от абсолютной отметки

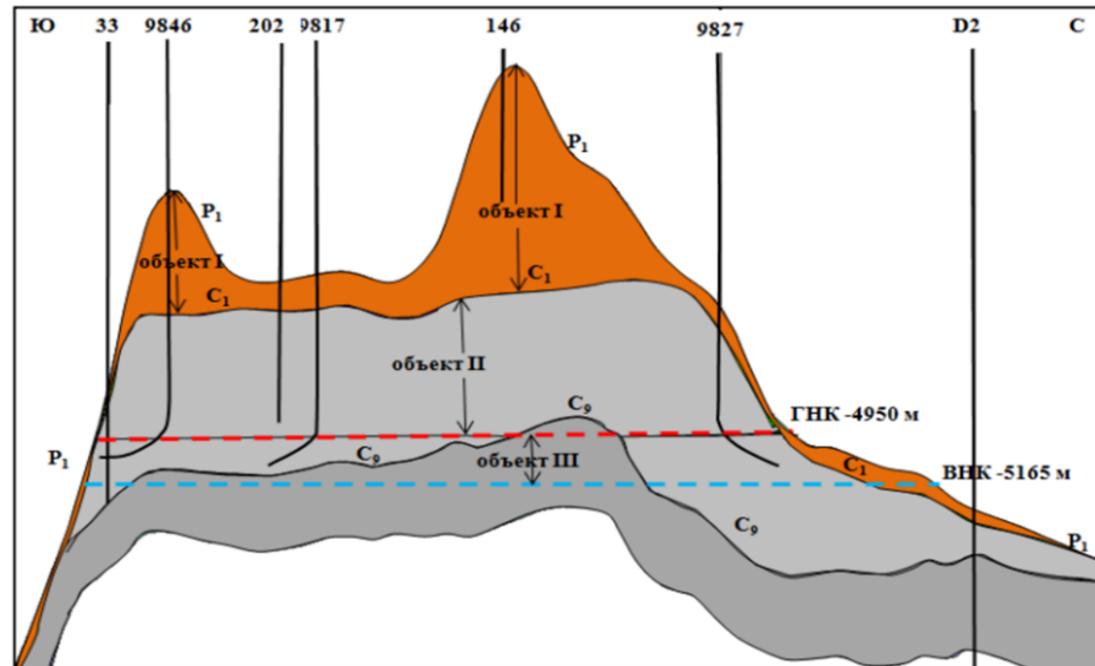


Рисунок 44 - Схематический разрез КНГКМ

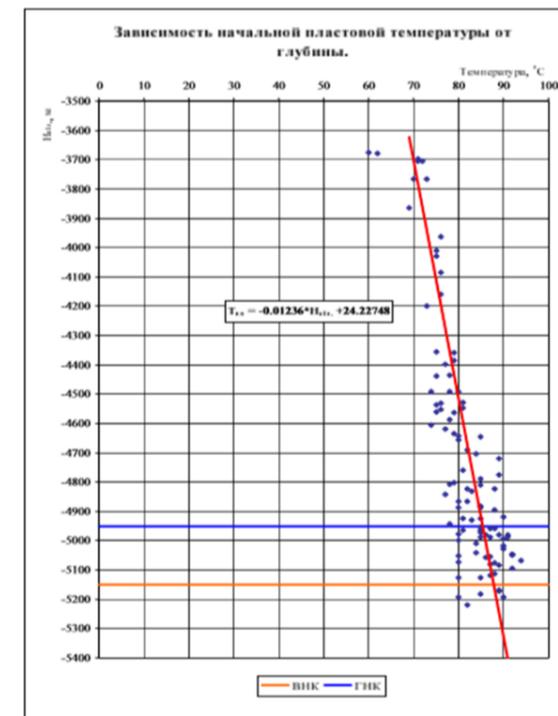


Рисунок 46 - Зависимость начальной пластовой температуры от глубины

Приложение Д

σ мН/м	σ/σ_0	$F_k=(\sigma/\sigma_0)^{0.75}$
2	1	1
1	0.5	0.594603558
0.5	0.25	0.353553391
0.2	0.1	0.177827941
0.1	0.05	0.105737126
0.08	0.04	0.089442719
0.06	0.03	0.072084342
0.04	0.02	0.053182959
0.02	0.01	0.031622777
0.01	0.005	0.018803015
0.001	0.0005	0.003343702
0.0001	0.00005	0.000594604
0.00001	0.000005	0.000105737
0.000001	0.0000005	1.8803E-05

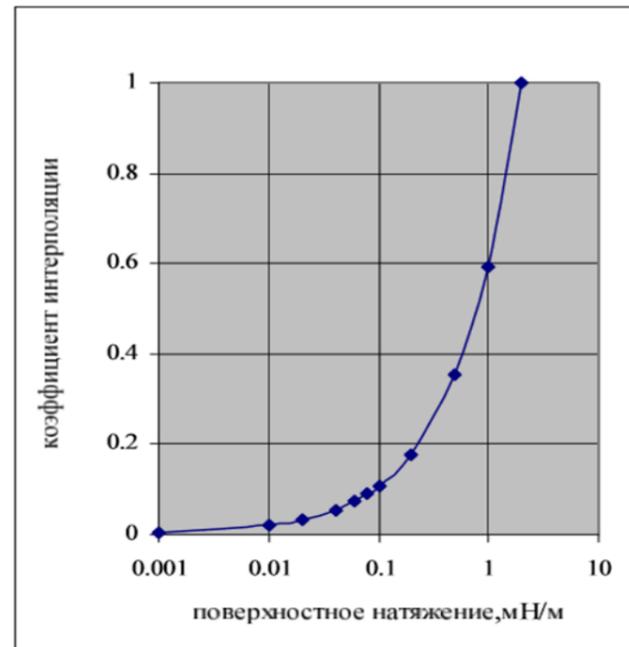


Рисунок 48 - Связь коэффициента интерполяции с поверхностным натяжением

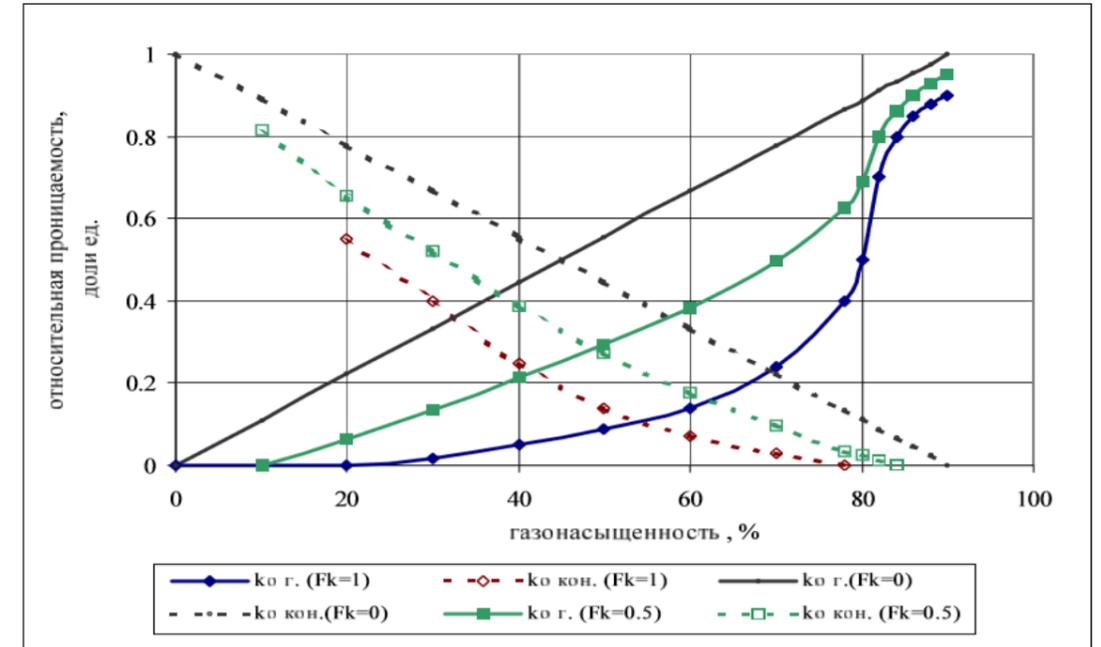


Рисунок 49 - Относительные проницаемости в зависимости от коэффициента интерполяции

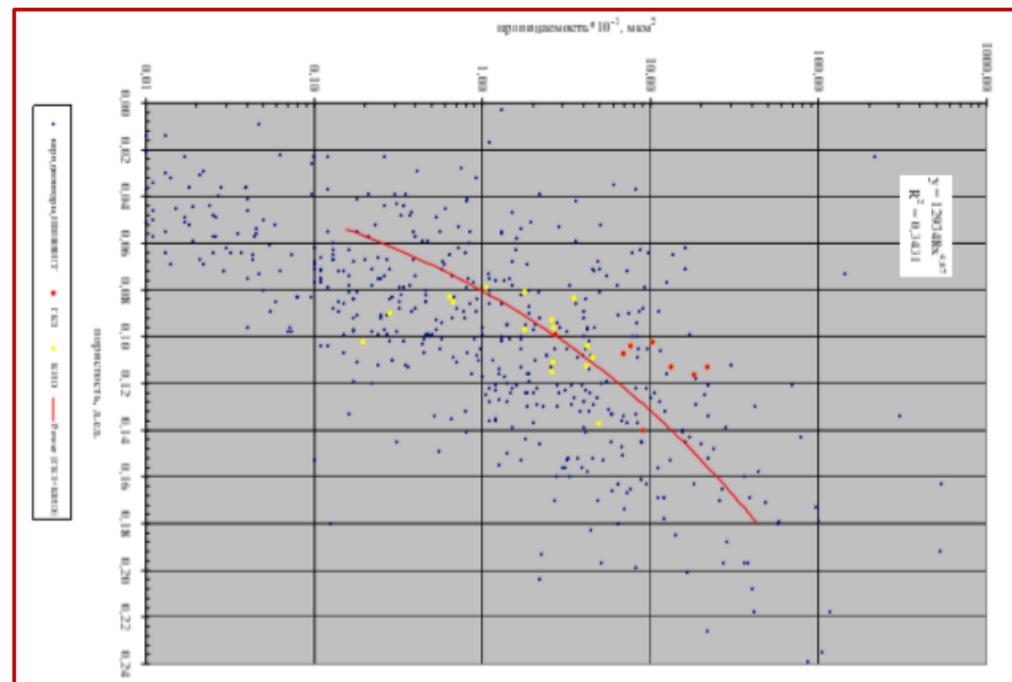


Рисунок 50 - Зависимость проницаемости от пористости (I объект)

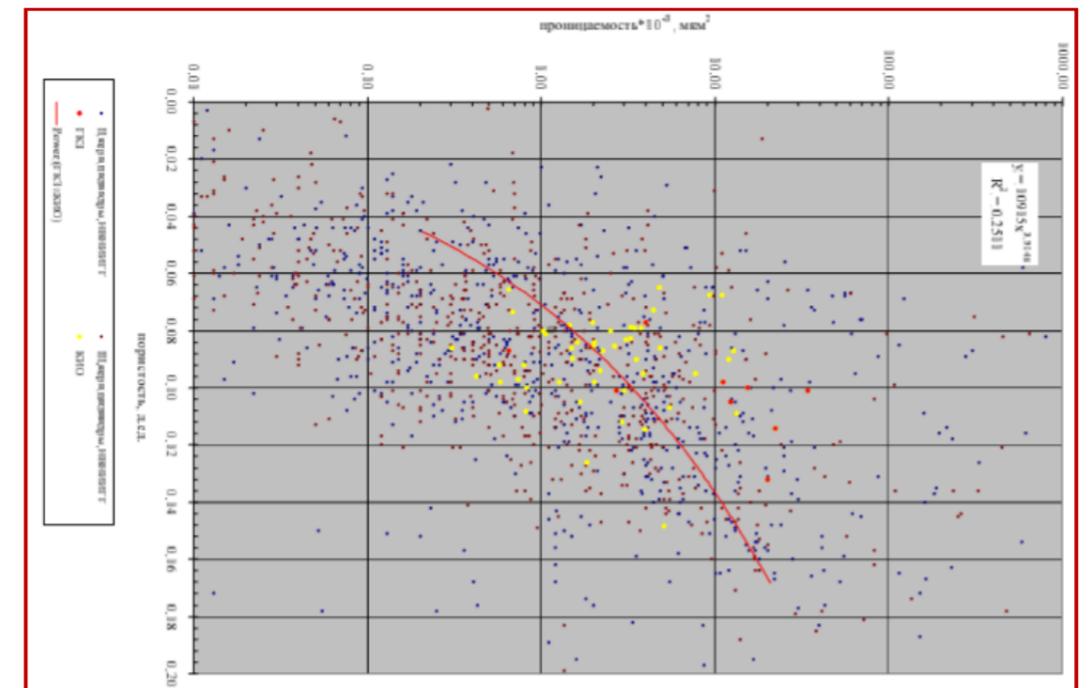


Рисунок 51 - Зависимость проницаемости от пористости (II, III объекты)

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

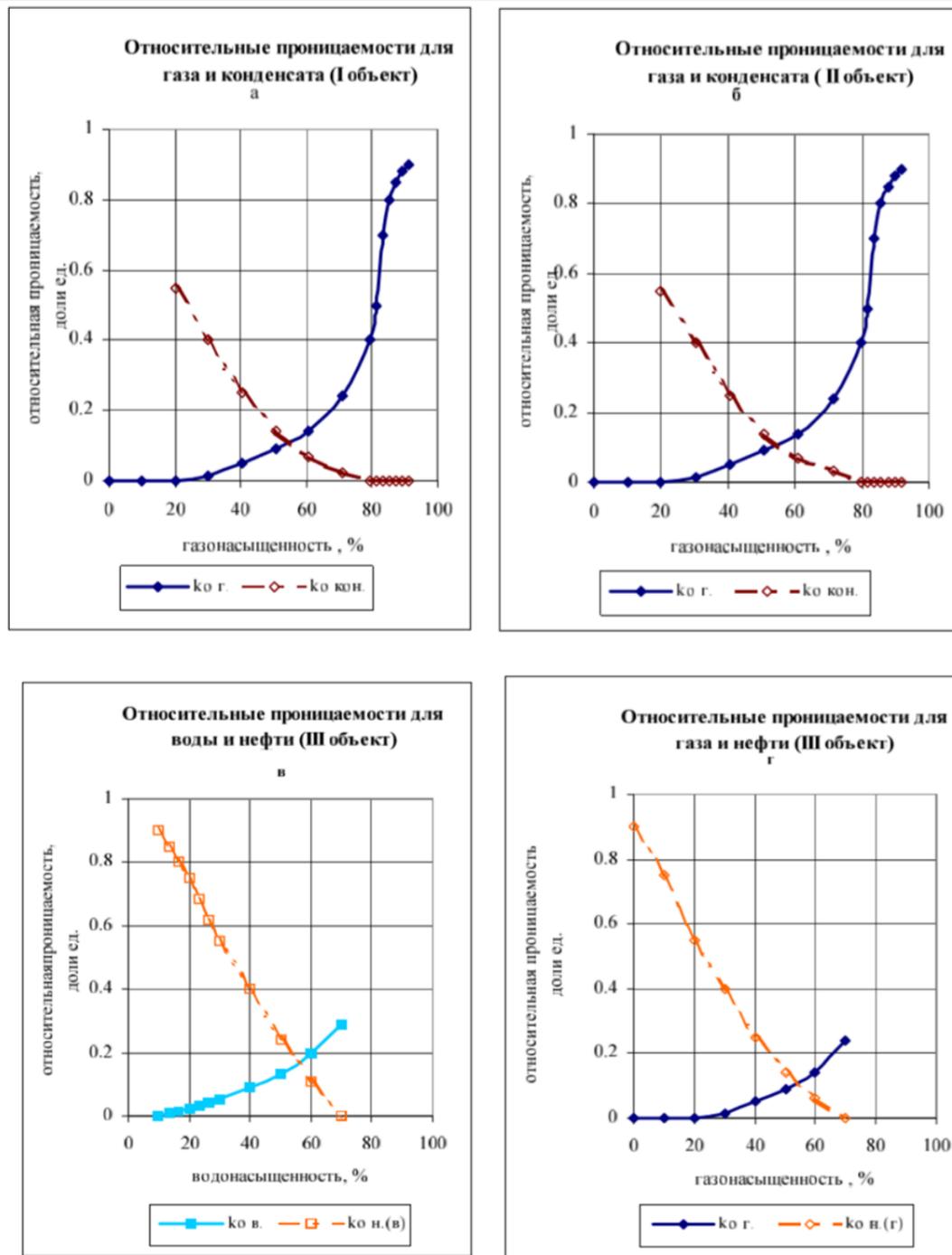


Рисунок 53 - Кривые относительных проницаемостей:
 а- для газа и конденсата (I объект),
 б- для газа и конденсата (II объект), в- для воды и нефти (III объект),
 г- для нефти и газа (III объект)

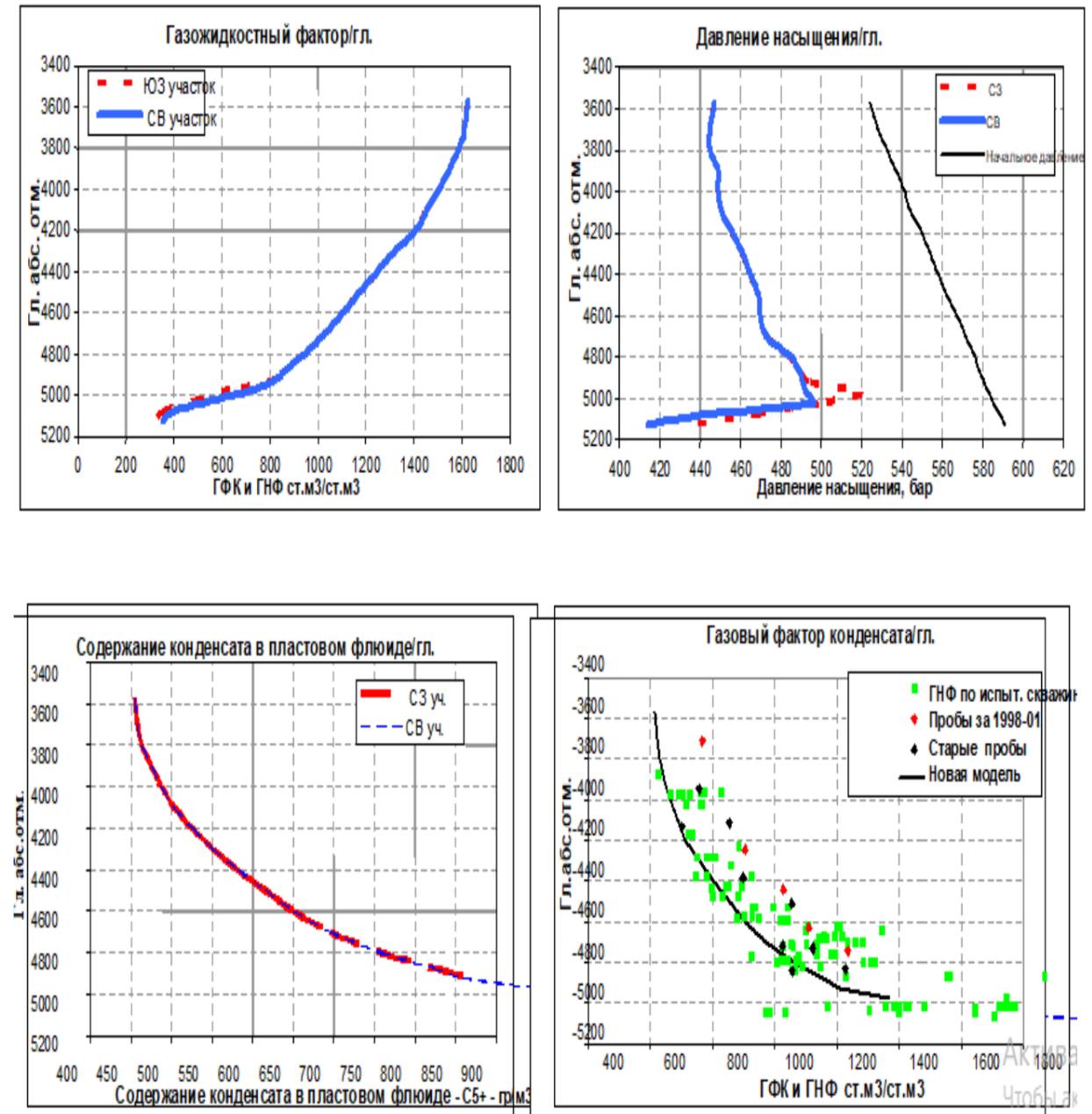


Рисунок 54 - Свойства Карачаганакского флюида –
 данные и флюидальная модель 2001 г.

