

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки 05.04.01 Геология  
Кафедра геологии и разведки полезных ископаемых

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
Геологическое строение, коллекторские свойства и характеристика флюидов нутовского горизонта нефтегазового месторождения Чайво (Сахалинская область)

УДК 552578.2.061.4.08:553.981.6.(571.642)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЛМ4Б	Ковалев Илья Борисович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Перевертайло Т.Г.	Кандидат г-м. наук		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. каф. ЭПР	Боярко Г.Ю.	Д. Э. Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Крепша Н.В.	Кандидат г-м. наук		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Гаврилов Р.Ю.	Кандидат г-м. наук		

## Планируемые результаты обучения по ООП

Код результат а	Результат обучения
<b>Профессиональные компетенции</b>	
P1	<b><u>Фундаментальные знания</u></b> Применять базовые и специальные математические, естественнонаучные, гуманитарные, социально-экономические и технические знания в междисциплинарном контексте для решения комплексных и инженерных проблем в области прикладной геологии.
P2	<b><u>Инженерный анализ</u></b> Ставить и решать задачи комплексного инженерного анализа в области поисков, геолого-экономической оценки и подготовки к эксплуатации месторождений полезных ископаемых с использованием современных аналитических методов и моделей.
P3	<b><u>Инженерное проектирование</u></b> Выполнять комплексные инженерные проекты технических объектов, систем и процессов в области прикладной геологии с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений.
P4	<b><u>Исследования</u></b> Проводить исследования при решении комплексных инженерных проблем в области прикладной геологии, включая прогнозирование и моделирование природных процессов и явлений, постановку эксперимента, анализ и интерпретацию данных.
P5	<b><u>Инженерная практика</u></b> Создавать, выбирать и применять необходимые ресурсы и методы, современные технические и ИТ средства при реализации геологических, геофизических, геохимических, эколого-геологических работ с учетом возможных ограничений.
P6	<b><u>Специализация и ориентация на рынок труда</u></b> Демонстрировать компетенции, связанные с особенностью проблем, объектов и видов комплексной инженерной деятельности по специализации «Геология нефти и газа».
<b>Универсальные компетенции</b>	
P7	<b><u>Проектный и финансовый менеджмент</u></b> Использовать базовые и специальные знания проектного и финансового менеджмента, в том числе менеджмента рисков и изменений для управления комплексной инженерной деятельностью.
P8	<b><u>Коммуникации</u></b> Осуществлять эффективные коммуникации в профессиональной среде и обществе, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты комплексной инженерной деятельности в области прикладной геологии.
P9	<b><u>Индивидуальная и командная работа</u></b> Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, с делением ответственности и полномочий при решении комплексных инженерных проблем.
P10	<b><u>Профессиональная этика</u></b> Демонстрировать личную ответственность, приверженность и готовность следовать нормам профессиональной этики и правилам ведения комплексной инженерной деятельности в области прикладной геологии.
P11	<b><u>Социальная ответственность</u></b> Вести комплексную инженерную деятельность с учетом социальных, правовых, экологических и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности, нести социальную ответственность за принимаемые решения, осознавать необходимость обеспечения устойчивого развития.
P12	<b><u>Образование в течение всей жизни</u></b> Осознавать необходимость и демонстрировать способность к самостоятельному обучению и непрерывному профессиональному совершенствованию.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки 05.04.01 Геология  
Кафедра геологии и разведки полезных ископаемых

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2ЛМ4Б	Ковалев Илья Борисович

Тема работы:

Геологическое строение, коллекторские свойства и характеристика флюидов нутовского горизонта нефтегазового месторождения Чайво (Сахалинская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№1049 от 17.02.2016г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Исходными данными к работе послужили материалы ранее проведенных исследований на месторождении, опубликованные в периодических изданиях. А так же, Пакет полевой геологической и геофизической информации, полученный автором во время работы на месторождении Чайво.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Изучение геологического строения, и условий формирования месторождения</li><li>2. Оценка фильтрационно-емкостных свойств, XVII пласта по площади.</li><li>3. Оценка качества кровли XVII пласта</li><li>4. Сравнительная характеристика нефти месторождений Чайво (нутовский горизонт) и Лунского (окобыкайский горизонт)</li><li>5. Обоснование системы заканчивания скважины. Экономический расчет проектируемых работ.</li><li>6. Охрана недр и окружающей среды.</li></ol>
<b>Перечень графического материала</b>	

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Боярко Г.Ю.
Социальная ответственность	Крепша Н.В.
Integrated Formation Evaluation of Chayvo field	Абрамова Р.Н.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны иностранном языке:</b>	
Integrated Formation Evaluation of Chayvo field	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	30.01.2016
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Перевертайло Т.Г.	Кандидат г-м. наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЛМ4Б	Ковалев И.Б.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 107 с., 46 рис., 9 табл., 47 источников.

Ключевые слова: Чайво, нутовский горизонт, Сахалин, геологическое строение, фильтрационно емкостные свойства.

Объектом исследования является месторождение Чайво, нефтяная залежь XVII пласта

Цель работы – изучение геологического строения, фильтрационно емкостных свойств нефтегазоконденсатного месторождения Чайво

В процессе исследования проводились расчеты фильтрационно-емкостных свойств их связь с условиями формирования месторождения.

В результате исследования было уточнено геологическое строение месторождения.

## Основные определения

- В данной работе использованы следующие термины с соответствующими определениями:
- **Водонефтяной контакт** – условно выделяемая поверхность, отделяющая в нефтяной залежи зону полного нефтенасыщения от переходной зоны, в которой нефтенасыщенность с глубиной снижается, а водонасыщенность возрастает вплоть до 100%-ной.
- **Залежь** – единичное скопление нефти, газа, конденсата и других сопутствующих компонентов, сосредоточенных в ловушке, ограниченных поверхностями разного типа, в количестве, достаточном для промышленной разработки.
- **Керн** – цилиндрический столбик горной породы или полезного ископаемого, получаемый при бурении скважины и поднимаемый вверх для изучения с помощью бурового снаряда.
- **Коллектор** – горная порода, пласт или массив пород, которые благодаря своим коллекторским свойствам обладают способностью к аккумуляции и фильтрации воды, нефти и газа.
- **Корреляция** – отождествление в сравниваемых геологических разрезах одновозрастных стратиграфических подразделений по их палеонтологическим и физическим характеристикам.
- **Ловушка** – некоторый объем горных пород, в котором изменение проницаемости в направлении возможного под действием силы гравитации движения нефти и газа обеспечивает их накопление и сохранение.
- **Пласт** – геологическое тело, характеризующееся более или менее однородным вещественным составом и имеющее резко уплощенную форму; мощность пласта на несколько порядков меньше его протяженности
- **Покрышка** – литологическое тело (пласт, пачка, свита и прочие), расположенное над коллектором нефти (газа) и препятствующее фильтрации углеводородов из коллектора в верхние горизонты.
- **Пористость** – свойство породы, заключающееся в наличии в ней всякого рода пустот (пор, каверн, трещин).
- **Природный резервуар** – естественноеместилище для нефти, газа и воды, внутри которого они могут циркулировать.
- **Проницаемость** – свойство горных пород, определяющее возможность фильтрации жидкости.
- **Репер** – характерный пласт или характерное изменение физических свойств пород, фиксируемое на каротажных диаграммах, электро- и

сейсмопрофилей и т.п., позволяющие сопоставлять геологические разрезы или прослеживать какие-либо геофизические границы.

- **Свита** – основная таксономическая единица местных стратиграфических подразделений, основная картируемая единица при средне- и крупномасштабной геологической съемке. Она представляет собой совокупность развитых в каком-то геологическом районе отложений, которые отличаются от выше- и нижележащих отложений специфическими характеристиками: литологическими и палеонтологическими. Свиты могут объединяться в серии и комплексы и подразделяться на подсвиты и пачки.
- **Скважина** – это горная выработка в массиве горных пород, осевая протяженность которой значительно превышает ее поперечные размеры (диаметр), в которой отсутствуют и не предусмотрены условия жизнеобеспечения.
- **Фациальный анализ** – способы реконструкции физико-географических обстановок для прошлых периодов в истории Земли.
- **Фация** – обстановка осадконакопления, современная или древняя, овеществленная в осадке или породе.
- **Флюидоупор** – толща пород, которая перекрывает, подстилает или иным образом ограничивает коллектор, обеспечивая существование в нем гидродинамической системы и сохранность залежи.

# Содержание

<i>Введение</i> .....	2
<i>Обзор литературы</i> .....	4
<b>1 Общая часть</b> .....	<b>6</b>
1.1 Географо-экономический очерк района работ.....	6
1.2 Геологическая изученность района.....	9
<b>2 Геологическая часть</b> .....	<b>15</b>
2.1 Стратиграфия.....	15
2.2 Тектоника.....	25
2.3 Нефтегазоносность.....	28
2.4 Физико-химические свойства пластового флюида.....	31
2.5 Подсчет запасов.....	34
2.6 Гидрогеология.....	38
<b>3 Специальная часть</b> .....	<b>40</b>
3.1 Особенности геологического строения XVII пласта.....	40
3.2 Фильтрационно-емкостные свойства.....	45
3.3 Изучение качества покрышки XVII пласта.....	50
3.4 Сравнительная характеристика нефтей.....	55
<b>4 Экономический расчет проектируемых работ</b> .....	<b>62</b>
<b>5 Социальная ответственность</b> .....	<b>66</b>
<b>6 Integrated Formation Evaluation of Chayvo field</b> .....	<b>84</b>
<i>Заключение</i> .....	102
<i>Список использованной литературы</i> .....	103



## Введение

Развитие нефтяной промышленности России в последние годы происходит на фоне заметного ухудшения структуры запасов нефти, что в основном связано со значительной выработкой многих уникальных и крупных высокопродуктивных месторождений и их высоким обводнением, а также открытием и вводом в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, приуроченными к коллекторам с высокой геологической неоднородностью, карбонатным породам со сложным строением пустотного пространства, газонефтяным залежам, залежам с высоковязкими нефтями и аномальными условиями залегания.

Крупнейшим перспективным объектом для будущего освоения нефтегазовой промышленностью является акватория страны. На долю шельфов приходится существенная часть начальных суммарных ресурсов углеводородов в России. Геолого-геофизическая изученность шельфа России в целом низка. На наиболее изученных участках шельфа (Присахалинский шельф и шельф Баренцева моря) плотность сейсмических наблюдений редко превышает 1 км на 1 км<sup>2</sup> площади.

Опыт освоения морских месторождений Сахалинского шельфа показал, что первоочередные месторождения для организации морских нефтегазовых промыслов в условиях сложной ледовой обстановки рационально выбирать вблизи побережья с широко развитой инфраструктурой. Особый интерес представляют залежи, которые можно разрабатывать горизонтальными скважинами, пробуренными с берега или искусственных островов, данная технология была успешно применена на месторождениях Чайво и Одопту.

Целью выпускной квалификационной работы было изучение геологического строения шельфового месторождения Чайво, его фильтрационно емкостных свойств, и флюидов. Для выявления

закономерностей присущих для месторождений данного типа, и использованием полученного опыта при разработке новых шельфовых месторождений.

В диссертации производится обобщение геологической информации о месторождении, и производится комплексный анализ тектонического, литологического и фациального факторов, их влияние на формирование месторождения. Специальная часть посвящена изучению фильтрационно – емкостных свойств залежи, описана новая методика определения коэффициента пористости с использованием материалов минералогического состава пород, полученных по результатам изучения шлама. Данная методика применилась в качестве эксперимента, и позволила улучшить качество определения пористости по данным ГГК. Так же, результаты исследования шлама позволили выявить высокопористые зоны крупнозернистого песчаника, и для этих зон была предложена система закачивания скважины, которая предотвратит вынос песка, из скважины и позволит одновременно получать приток с высокопроницаемых и низкопроницаемых толщ.

## Обзор литературы

Для написания магистерской диссертации автор, использовал результаты работы многих поколений геологов и геофизиков которые сформировали существующие представления о нефтегазовой геологии региона. Стратиграфическая основа нефтегазогеологических исследований в регионе создавалась усилиями многих специалистов в этой отрасли знаний. При этом ключевую роль в этих исследованиях играли био- и литостратиграфические работы Л.С. Жидковой, , Н.А. Волошиновой, Л.С. Маргулиса, Ю.Б. Гладенкова, Г.С. Мишакова Б.А. Сальникова, которые со своими коллегами разработали иерархическую систему нефтегазостратиграфических подразделений осадочных толщ кайнозойских бассейнов региона. Сейсмостратиграфические и секвенс-стратиграфические методы в практику стратиграфических исследований в регионе внедрены, главным образом, усилиями Л.С. Маргулиса, Ю.В. Лопатнева и В.О. Савицкого. Эти работы, палеофациальные (Б.А. Сальников, Л.С. Маргулис, Ю.Б. Гладенков и др.), литологические (Н.А. Деревскова Л.И. Иваньшина), детальные секвенс-стратиграфические (В.Ф. Кругляк, Н.А. Ткачева,) исследования, выработали основные представления о резервуарных условиях нефтегазонакопления в регионе.

В настоящей работе не приводятся сведения о генерационных возможностях нефтегазоматеринских подразделений и условиях формирования скоплений углеводородов с позиций биоорганической гипотезы их происхождения. Они подробно освещены в работах Н.Б. Вассоевича , М.С. Ярошевич и наиболее обстоятельно в исследованиях Э.Г. Коблова. В условиях дискусионное основных концепций происхождения нефти и газа - осадочно-миграционной, мантийно-абиогенной и геосинергетической - в данной работе акцентируется внимание на выявление главных особенностей условий нефтегазонакопления в регионе. Не освещены в настоящей работе и вопросы гидрогеологии кайнозойских бассейнов региона, так как они весьма глубоко и подробно рассмотрены О.В. Равдоникас и Ю.Н. Андрющенко.

Особое внимание при рассмотрении нефтегазовой геологии Сахалинского региона уделено Северо-Сахалинскому бассейну, содержащему основные запасы углеводородов и наиболее изученному. Детальная характеристика

геологии, геодинамики и перспектив нефтегазоносности суббассейнов Татарского пролива приведена в работе А.Э. Жарова, Г.Л. Кирилловой с соавторами, изданной в 2004 году. Решению проблем, затронутых в книге, способствовало многолетнее и тесное сотрудничество с Э.Г. Кобловым, В.М. Никифоровым, В.Ф. Кругляком, Б.А. Сальниковым, Ю.Н. Гололобовым, Ю.В. Лопатневым, Ю.К. Бурлиным, Л.С. Маргулисом, В.Э. Кононовым, И.К. Туезовым, Е.Г. Аршевым, Ю.А. Троновым. Большое влияние на формирование представлений об основных вопросах нефтегазовой геологии Сахалинского региона на автора настоящей работы оказали идеи Ф.А. Летникова, Б.А. Соколова, В.С. Рождественского, С.Д. Гальцева-Безюка.

1. и применение принципов экологической ответственности в тех случаях, когда такие законы и правила отсутствуют;
2. Поощрение бережного и заботливого отношения к окружающей среде острова Сахалин, напоминание об ответственности каждого сотрудника за защиту окружающей среды в ходе выполнения им своей работы, применение соответствующих методов ведения работ и обучение персонала;
3. Взаимодействие с государственными органами РФ и отраслевыми ведомствами с целью своевременной подготовки эффективных законов и нормативно-правовых актов, регулирующих вопросы охраны окружающей среды, на основе надежных научных данных и с учетом рисков, затрат, выгод и влияния на поставки энергоресурсов и продукции;
4. Тщательного выполнения работы по предотвращению аварийных ситуаций за счет использования надлежащих правил и практики проектирования и эксплуатации;
5. Быстрое и эффективное реагирование в аварийных ситуациях, возникающих в процессе производственной деятельности, при взаимодействии с отраслевыми организациями и уполномоченными государственными ведомствами.

## 6 Integrated Formation Evaluation of Chayvo field

### 1. Geological information

#### 1.1. Geographic-economic features of investigated area

Sakhalin Island is located on the western side of the Sea of Okhotsk, Far East Russia (Figure 1). The Chayvo multi-zone oil and gas field is located on the northeastern part of the Sakhalin shelf, east of Chayvo Bay. Between 52° and 53° north latitude. 5-15 km east of the shoreline. The water depth in the area of the field ranges from 1 m to 25 m.

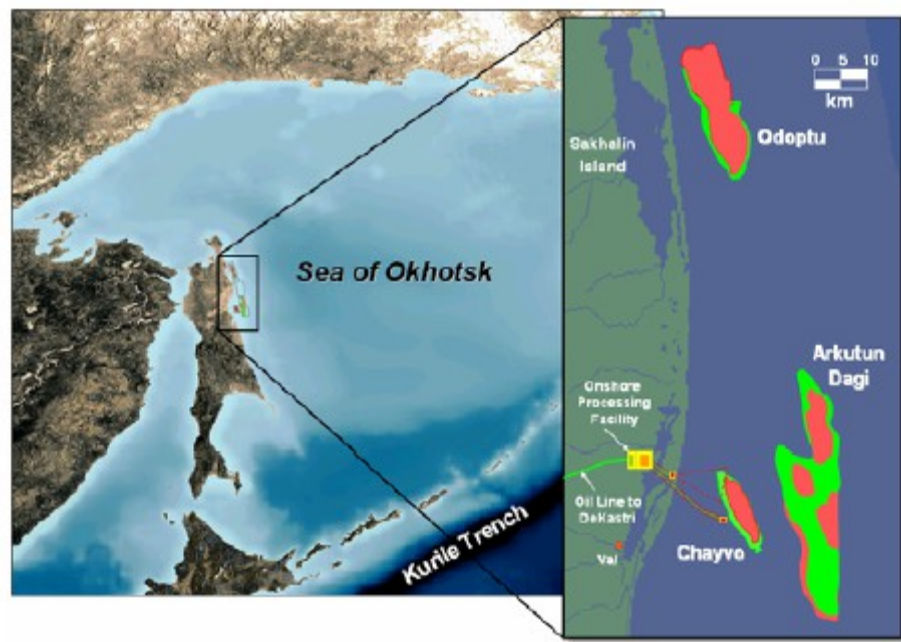


Figure 1 Location of Chayvo Field in the Sakhalin 1 PSA.

#### 1.2. Background information on geological-exploration activities

In 1971, the Chayvo anticline was originally identified and mapped from regional seismic data acquired by VMNPO Soyuzmorgeo. In 1976-1977, an additional 702.4 km of 24- fold 2D CDP seismic lines were acquired prior to drilling the wildcat exploratory well. Based on the seismic interpretation, the Chayvo field was discovered in 1979 by the Russian oil company Sakhalinmorneftegas-Shelf (SMNG) and the Japanese consortium Sakhalin Oil and Gas Development Company (SODECO) with the drilling of the Chayvo 1 (Figure 1).

The discovery well was drilled on the crest of the structure and penetrated a series of deltaic reservoirs containing one thin oil column (zone XIV) and several stacked gas pay zones. Subsequently, four additional delineation wells were drilled (1979-1981), all within 200 meters of the structural crest. These delineation wells also penetrated mostly gas, finding only two thin oil rims (zones XVI and XVII) (Figure 2). In 1982, the field was assessed as primarily a gas resource and development was deferred due to minimal oil resources and the absence of a suitable gas market.<sup>1,2</sup>

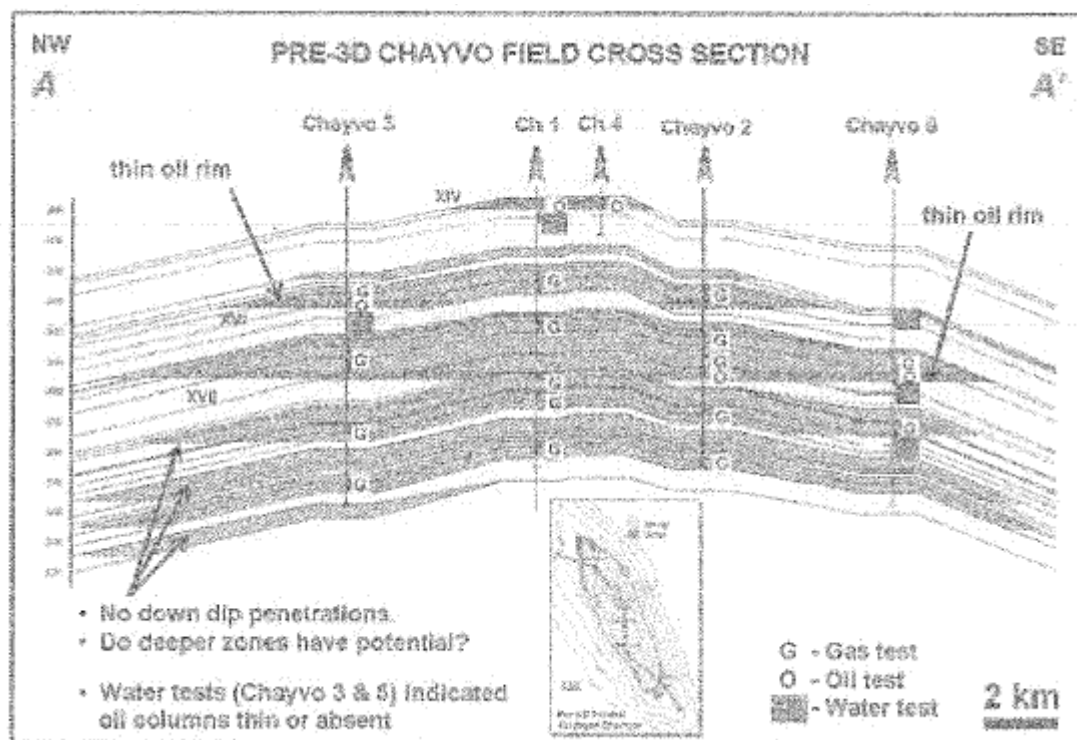


Figure 1 – Chayvo cross section illustrating the geological interpretation that existed prior to the consortium collection of 3D seismic data

In 1995 a Production Sharing Agreement covering Chayvo and two other fields (Odoptu, Arkutun-Dagi) was awarded to the multinational Sakhalin I consortium, which currently includes Exxon Neftegas Limited, SODECO, the Indian state owned oil company ONGC Videsh Ltd., Rosneft- Astra and SMNG. Exxon Neftegas Limited, a subsidiary of ExxonMobil Corporation, is operator for the Consortium.<sup>1,^</sup>

In 1997, the Consortium acquired a 54-fold 3D seismic survey (298 km<sup>2</sup>) over Chayvo field to better refine the structural configuration and reservoir geology. The new survey was used to identify and define structural elements, paleo

depositional environments and potential reservoir fluid contacts. Interpretation of 3D seismic in 1998 revealed seismic amplitude anomalies that conformed to structural spill, were down dip of gas accumulations seen in crestal wells, and indicated the potential for very large, previously unrecognized oil rims. As a result, the Chayvo 6a delineation well was drilled (2000) and successfully tested an approximate 100m oil column in the main reservoir.<sup>12</sup>

### OH Rim identification

Following the discovery and appraisal drilling phase (1979-1981), there were only three reservoirs identified to contain oil: a minor oil accumulation in zone XIV (40m) and two thin oil rims in zones XVI (20m) and XVII (35m) below large gas caps (Figures 2 and 3).<sup>2</sup>

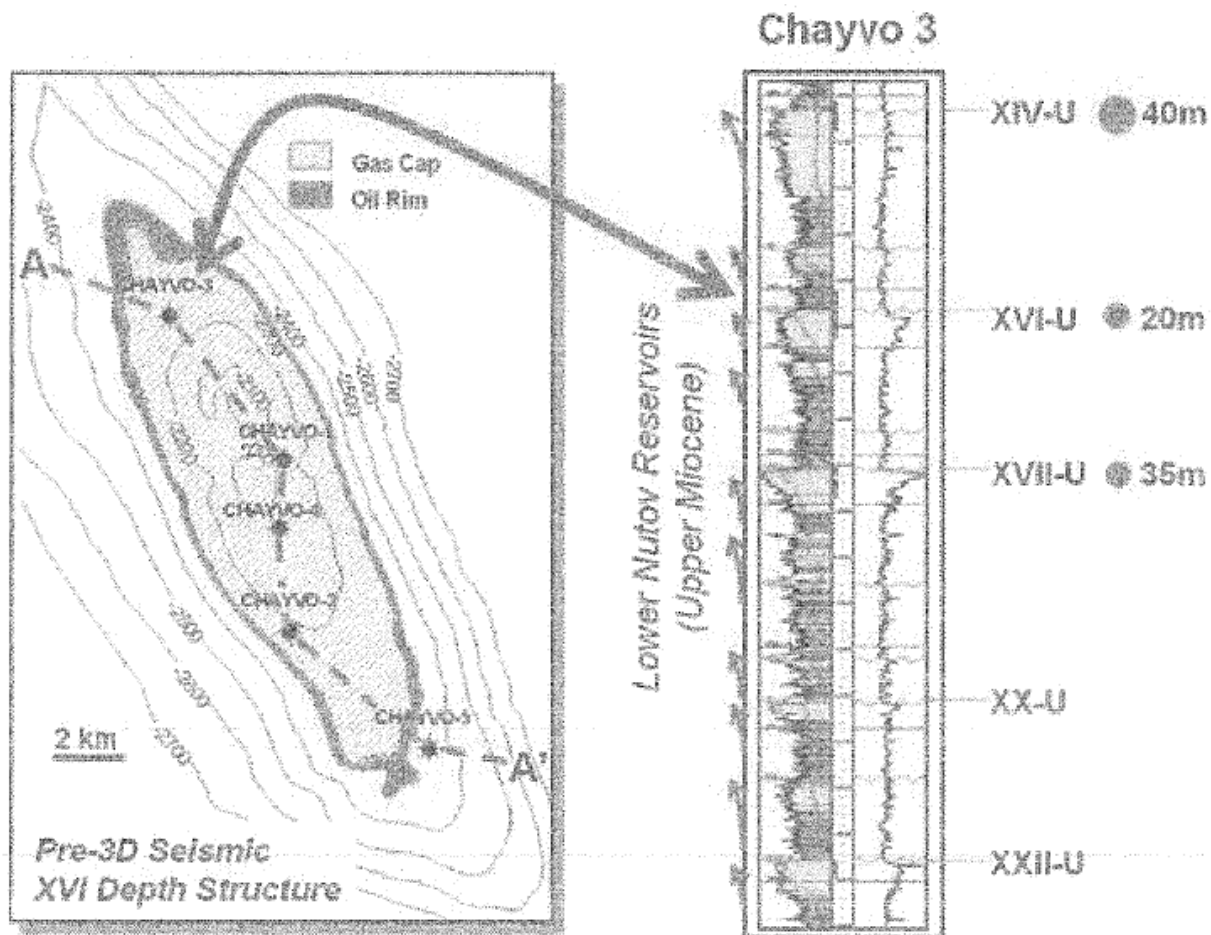


Figure 1 – Top of zone XVI depth structure map (2D seismic based) exhibiting a thin oil rim (Line A-A' refers to the cross section in Figure 4). Chayvo 3 well log illustrating a number of stacked coarsening upward deltaic reservoir packages with discovered oil reservoirs and their estimated thicknesses highlighted.



The two thin oil rims (zones XVI and XVII) are shown on the cross section in Figure 2. Well log and test information indicated a limited thickness of oil in zone XVI in the Chayvo 3 well with a confirmed water contact. The Chayvo 5 and Chayvo 2 wells both indicated a thin oil column in Zone XVII, based largely upon a water test in the Chayvo 5 well.

On the west flank, while the Zone XVI oil column was confirmed to be limited by a valid water test, there was no test in Zone XVII - which had gas on rock. The zone XVII thin oil rim shown in Chayvo 3 was inferred from the Chayvo 5 water test.

In addition, there were no down dip penetrations of the deeper zones on the west flank. The potential existed to have additional oil legs in deeper zones.

Following the acquisition of a new 3D seismic survey over Chayvo in 1997, interpretation revealed seismic amplitude anomalies conforming to reservoir structural contours (Figure 4). These Class III anomalies occur in low impedance sands, where acoustic impedance is lowered further by the presence of hydrocarbons, resulting in an increased amplitude response. Anomaly conformance to structural contours strongly suggested hydrocarbon.-water contacts at Chayvo. Additionally, the anomalies terminated near the structural spill point (down dip of gas accumulations seen in crestal wells), indicating potentially larger hydrocarbon accumulations than previously assessed.<sup>12</sup>

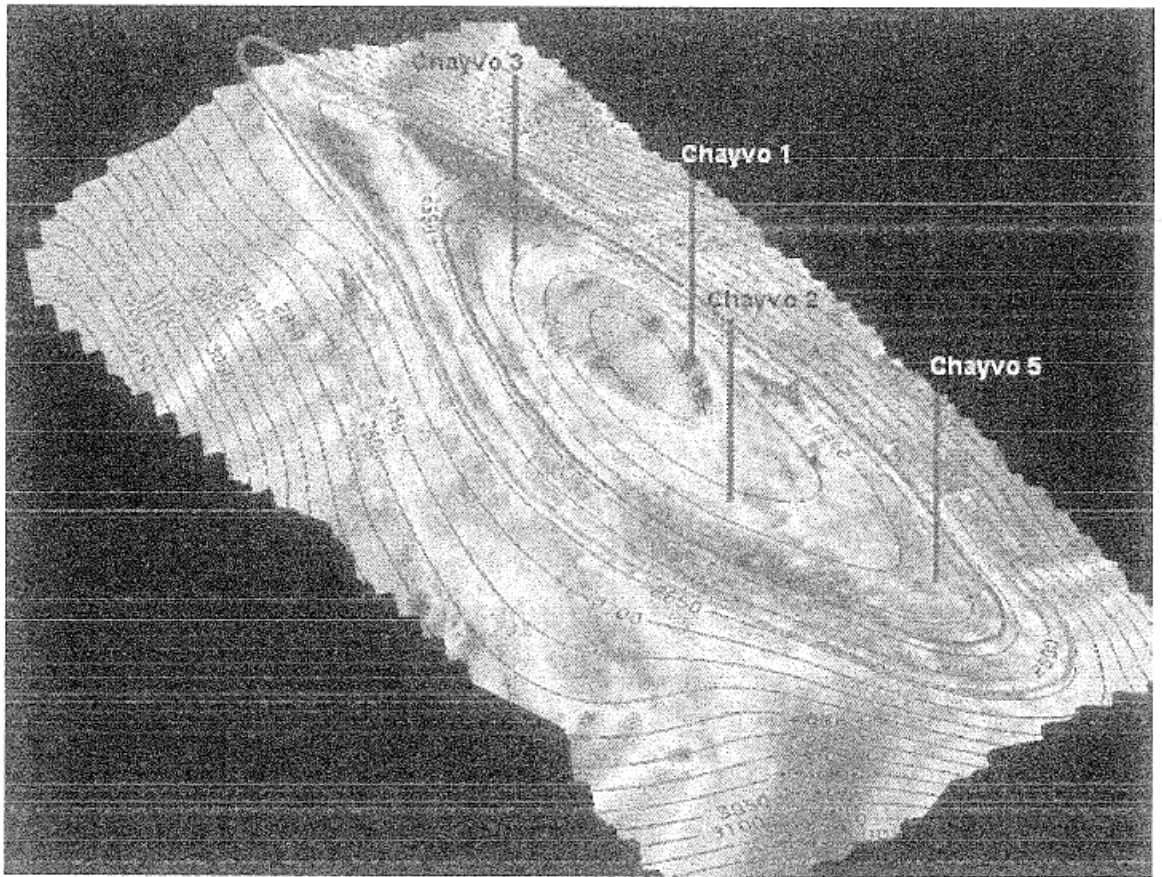


Figure 1 – Depth structure (TVDSS, with 50m contour interval) with draped amplitude on top of the zone inferred gas-oil (red) and oil- water (green) contacts based on paired structurally conforming anomalies down dip of shallower gas tests. Chayvo 4 (not posted on map) is a shallow well that does not reach this interval.

Of particular interest in the Chayvo 3D survey were pairs of structurally conforming amplitude anomalies interpreted as gas-oil and oil-water contacts in two reservoirs (Figure 4). These paired anomalies were down dip of gas tests and indicated the potential presence of significant oil rims. Interpretation of the paired gas-oil and oil-water contact anomalies as oil rim indicators was supported by log and test data from one of the shallower gas reservoirs with a thin oil rim (zone XVI) that displayed similar paired anomalies (Figure 5).<sup>112</sup>

In the Zone XVI reservoir, paired anomalies were consistent with the known well tests (Chayvo 3) indicating gas-oil and oil-water contacts, potentially validating the zone XVII and XIX/XX direct hydrocarbon indicators (DHI) seen in seismic (Figure 5). This provided the ground truth needed to validate seismic observations of large potential oil rims where no well data existed.

Numerous 3D interpretation and visualization techniques were employed to increase confidence in fluid contact identification and improve the prediction of contact depths in the oil rims prior to drilling an appraisal well. These included preparation of various amplitude maps (Figure 6a), shaded amplitude relief (dip and azimuth) maps (Figure 6b), and numerical (Figure 7a) and optical stacking techniques (Figure 7b) to enhance the direct hydrocarbon indicators (DHIs).<sup>1,2</sup>

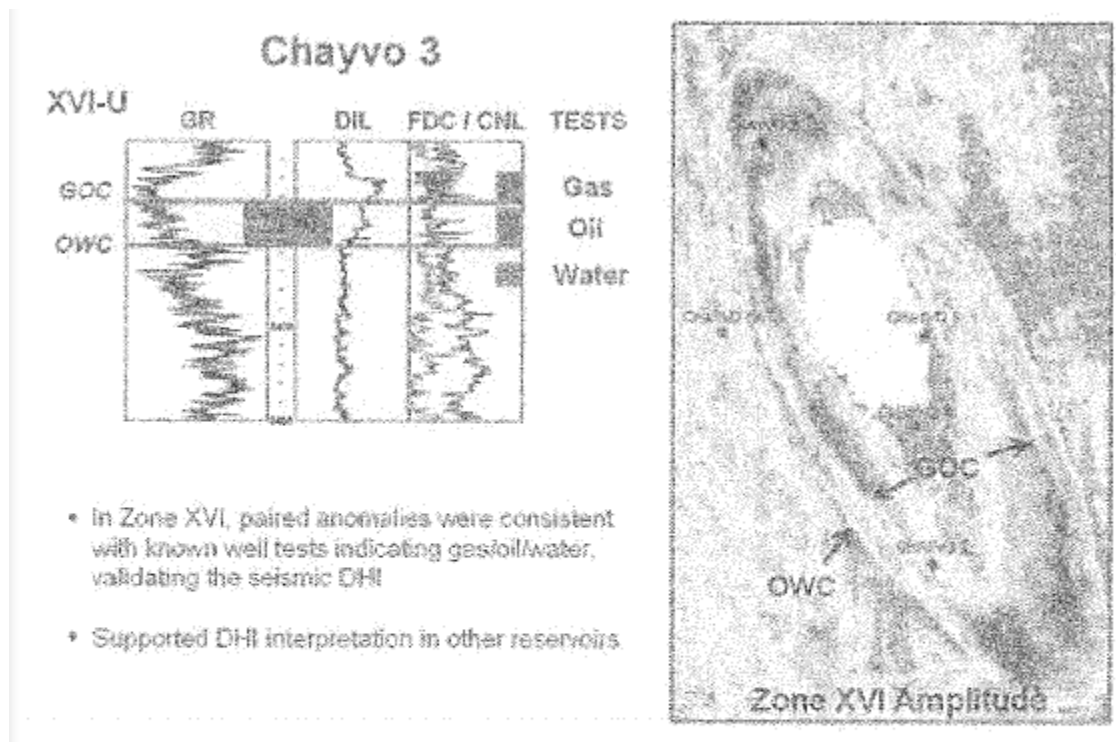


Figure 1 – Zone XVI amplitudes validated with log and test data (Chayvo 3). For zone XVI in the Chayvo 3 well there is no uncertainty regarding the fluid contacts. In these low impedance sands, the presence of hydrocarbons results in an increased amplitude response.

The shaded amplitude relief (dip) map for zone XVII, as seen on the right of Figure 6b compliments the amplitude extraction shown on the left (Figure 6a). Note the clarity of the oil-water and the gas-oil contacts, both of which conform to structure. The apparent contacts on the map on the right (dip anomalies) reflect wavelet interference between the top reservoir and the respective fluid contacts.

Along seismic profiles, especially when using numerically or optically "smashed" sections, the presence of multiple flat events occurring within the same reservoir were observed" (Figures 7a and 7b). This could be best explained by the presence of a gas-oil contact (consistent with the prior interpretation of a zone XVI



gas-oil contact in Chayvo 3 well) and a thicker oil water contact which was lull to structural spill and had not been seen by any of the pre-existing wells.

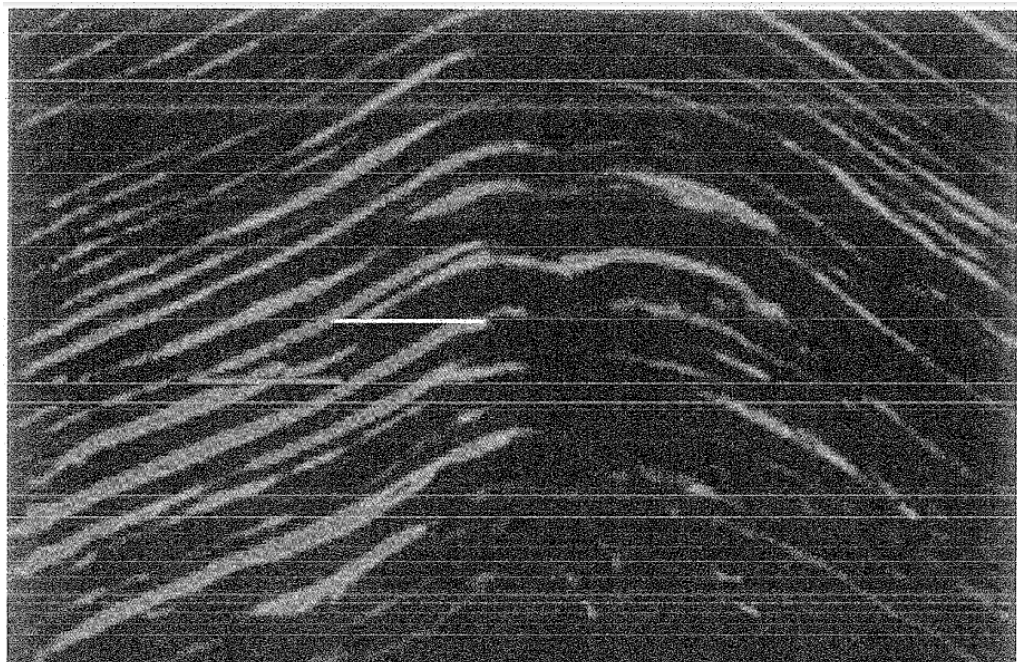
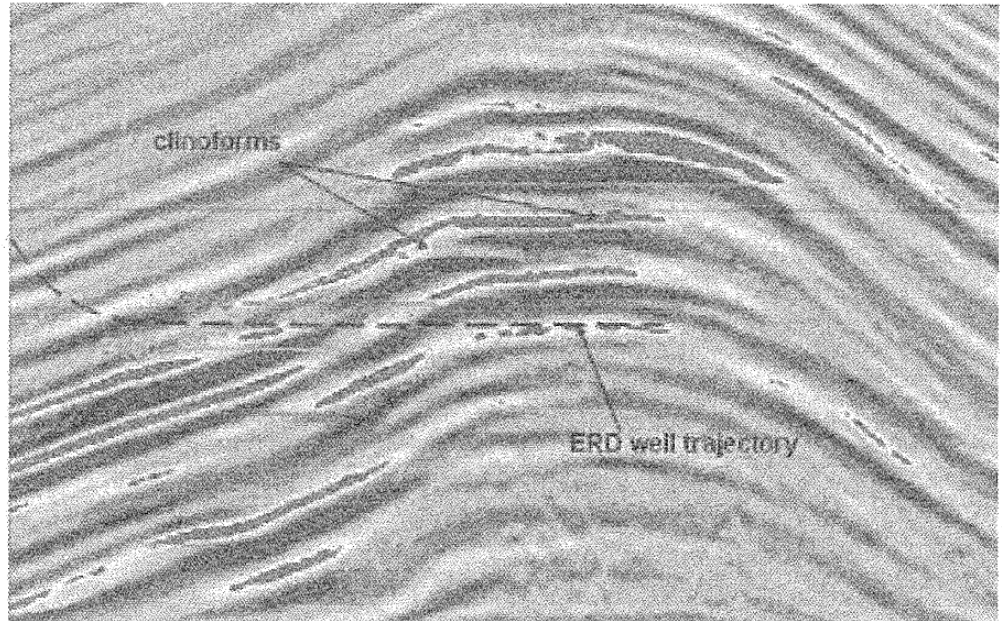


Figure 1 – a) Seismic amplitude profile with numerically summed (smashed) amplitude values illustrating peaks (blue) and troughs (red), interpreted fluid contacts (oil-water contact, green; gas-oil contact, red), prograding clinoforms (blue dashed lines), and a typical Extended Reach Drilling (ERD) well trajectory



(black dashed fine); b) Seismic amplitude profile with optically smashed amplitude values with variable opacity to sharpen flat events.

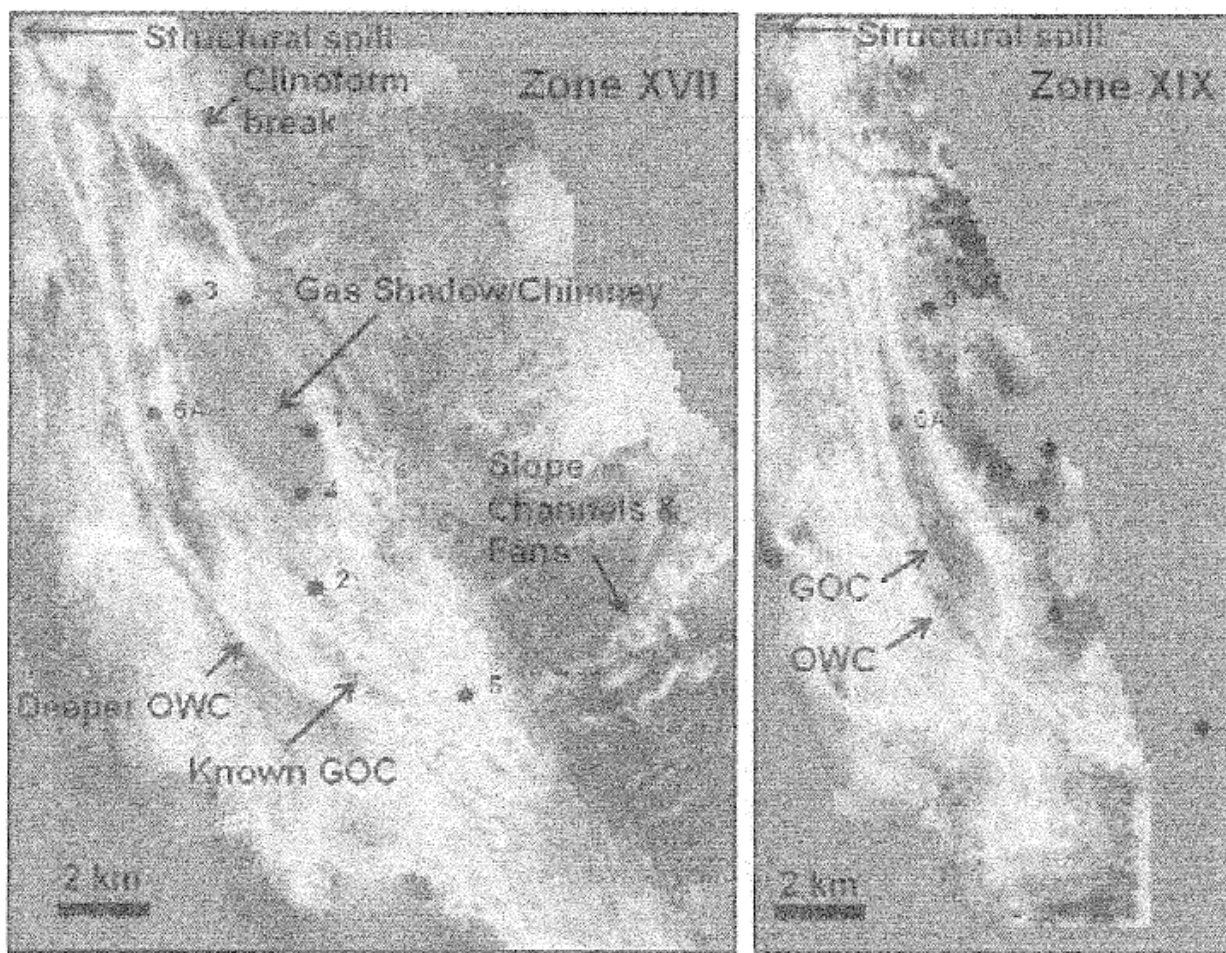


Figure 1 – Paired Anomalies Observed on 3-D Seismic, a) Zone XVII: Significantly Thicker Oil Rim (~100m); b) Zone XIX: Previously Unidentified OH Rim (~60m).

Based on 3D seismic observations (e.g., paired amplitude anomalies and structural conformance), zone XVII and XIX/XX were both interpreted to fill to their respective structural spills (Figures 8a and 8b). For both reservoirs, their paired anomalies were down dip of gas cap tests and were interpreted as gas-oil and oil-water contacts. An approximate 100m oil column was predicted in zone XVII, and 60m oil leg in zones XIX/XX (Figures 8a and 8b).

The predicted much larger oil leg in zone XVII, as well as an impenetrated oil rim in zones XIX/XX was largely restricted to the western flank due to complicated clinoform stratigraphy. Note the two water tests in Chayvo 5 (zones XVII and XX) were not representative for both flanks (Figure 9).

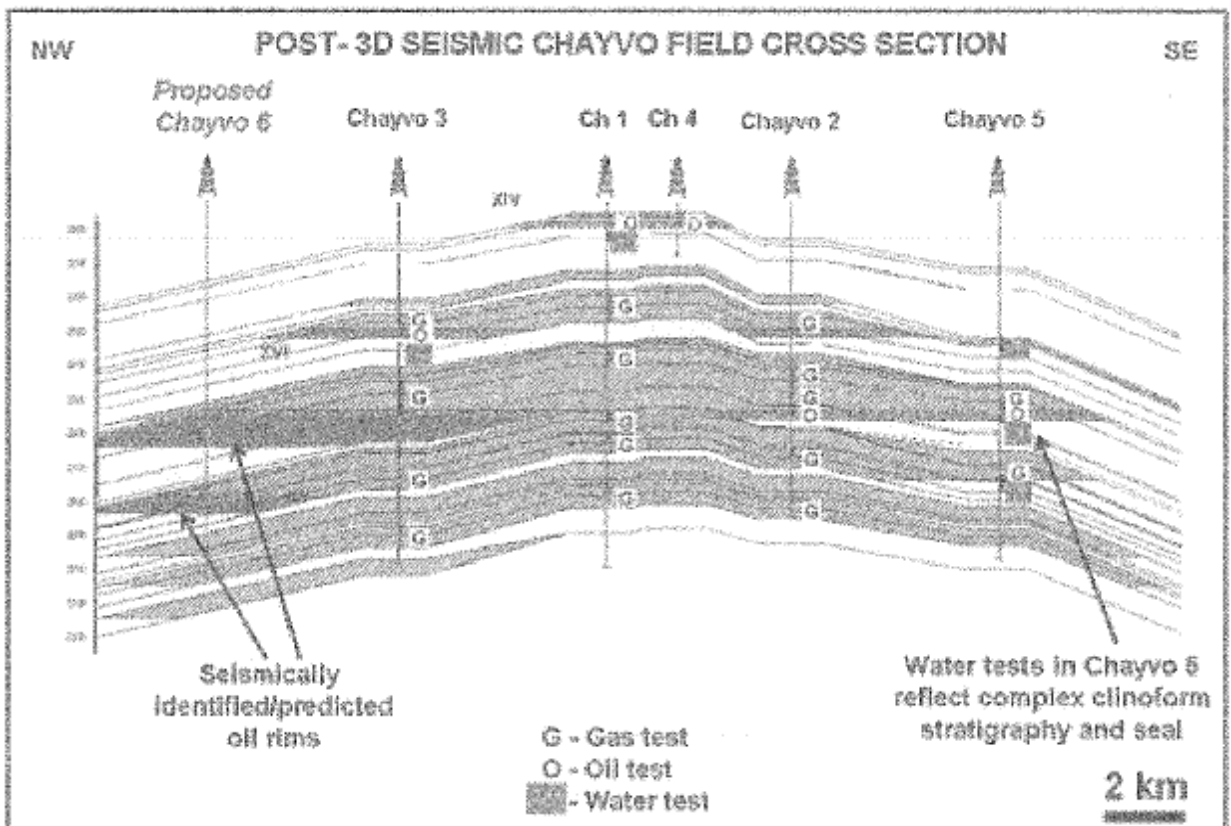


Figure 1 –Chayvo cross section (prior to drilling the Chayvo 6a appraisal well) illustrating postulated thicker oil columns (light green) in zones XVII and XIX/XX based on 3D seismic observations/interpretation.

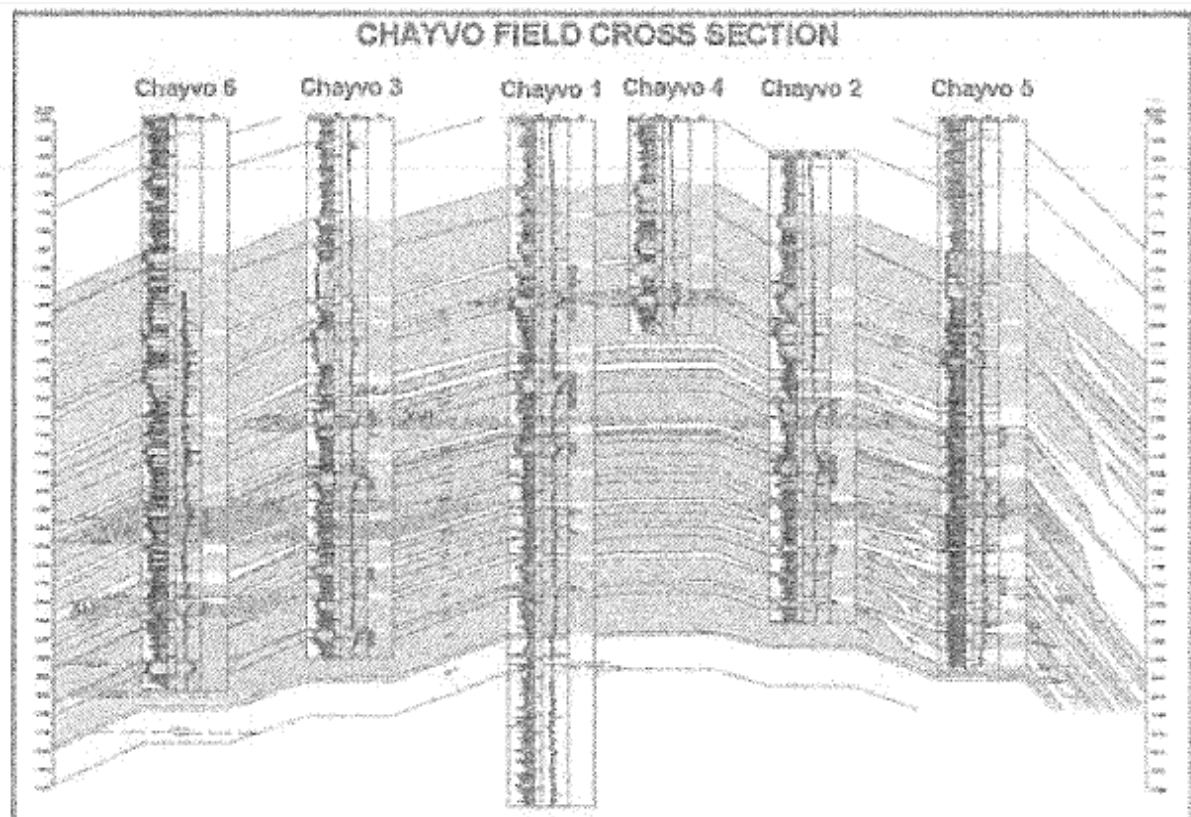


Figure 1 – Chayvo cross section, post-Chayvo 6a appraisal, illustrating thicker zones XVII oil columns, as well as newly discovered zones XIX/XX oil columns encountered on the western limb of the structure. The oil columns encountered in

the Chayvo 6a (west flank) are considerably thicker than those observed in Chayvo 5 on the east flank, suggesting compartmentalization due to complicated stratigraphy.

Upon completion of the first plumes of 3D seismic interpretation, the Chayvo 6a appraisal well was planned to test the two newly discovered oil rims. The well was drilled on the western flank of the Chayvo anticline (Figure 8 and 9), and successfully encountered the predicted oil rims in both reservoirs (Figure 10). MDT pressure data from the Chayvo 6a well found fluid contacts in all hydrocarbon columns to be within five meters of depths predicted from the seismic data.<sup>1,2</sup>

### **1.3. Stratigraphy**

Productive reservoirs are situated between 1,100-3,100 m in the Miocene-Pliocene Nutovskaya Suite. The Nutov section at Chayvo was deposited in an overall marine deltaic setting. The interpreted sediment source was the Paleo-Amur River to the west. Consequently, general facies trends exhibit a proximal to distal transition from shelf, to slope, from west to east (Figure 11). Seismic and wellbore data indicate that within the shelf and slope environments, net-to-gross typically is highest to the west and decreases to the east. Chayvo field reservoirs can be generally characterized as high net-to-gross deltaic, highstand sands that transition to more silty and shaly lowstand clastic sequences in a west to east direction over the structure.

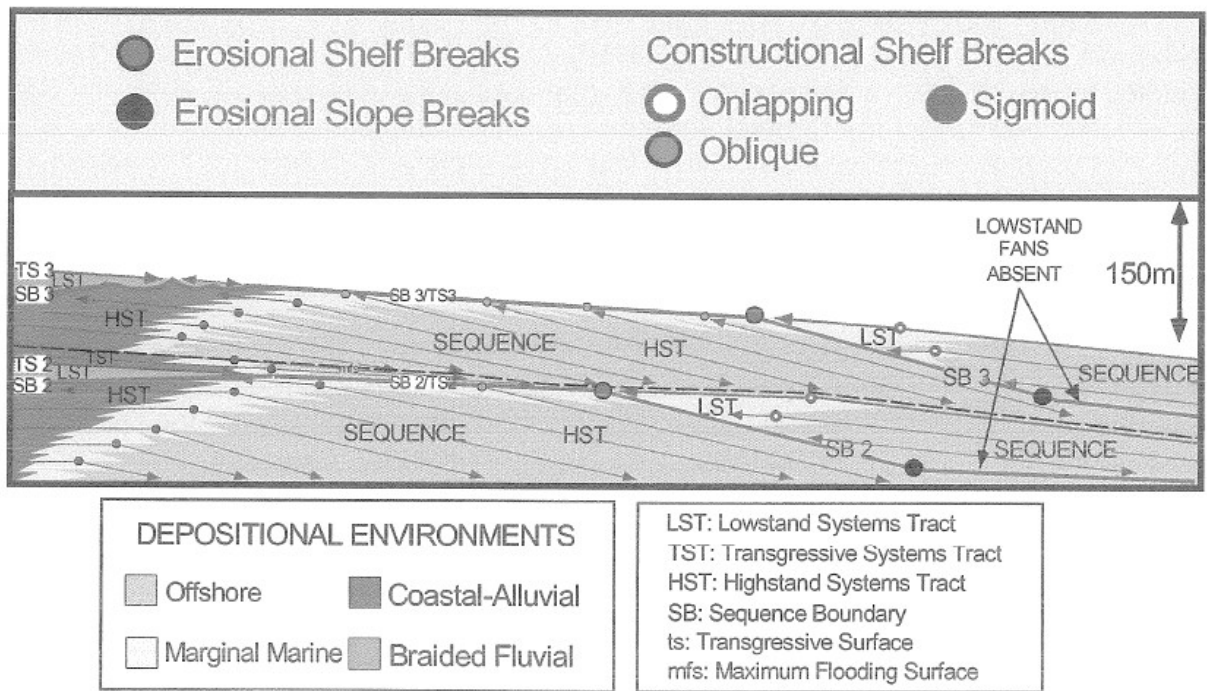


Figure 1 – Chayvo Deltaic Depositional Model

The Nutovskaya Suite is penetrated in all Chayvo wells. The sequence overlies the Okobykaiskaya Suite, without a visible unconformity and includes the section down to the top of Zone XXIII. Within the Nutov sequence, over 200 individual gross sand and sand-silt zones, up to 10-110 m thick each, are present and include the main oil, gas and condensate reservoirs of the field. Lithology is represented by the alternating, poorly lithified sand-silt, ductile shales, and rare, thin carbonate-shale rocks evaluated from core, sidewall samples and cuttings. Regionally, the Nutov Formation in Chayvo field occupies an intermediate position between a very sandy section to the west and northwest (East Nutovo, East Ossoi and Goromai) and a relatively shaly section to the east (Arkutun-Dagi). The shale content increases eastwards forming the reservoir seals. Shale content within Chayvo Field ranges from 40-50% and thickness of the shale seals varies from 5 to 20m.

The Nutovskaya Suite is divided into two subsuites: The Lower, including sand Zones XI-XXII, and the Upper, from the top of Zone XI to the Pomyrskaya Suite. The Upper Nutov subsuite contains sparse and thin sand beds with interbeds of sand and silt and includes one gas reservoir (Zone II). The gas-bearing Zone II is overlain by a 500 m thick diatomaceous shale section, which could be classified as a zonal fluid barrier. The shale-prone section above Zone II is soft and ductile. It



typically has <15% sand, based on mudlog data. The thin sand beds occur above and below diatomaceous shales that occasionally contain loose siltstones 1-2 m thick.

The Lower Nutov subsuite combines the primary reservoirs of the Chayvo development. It has the highest content of sand to coarse silt material (up to 55%) and includes the major part of the productive section. Penetrated thickness is ~1,500 m. The thickest and most porous reservoirs occupy the middle part of the group (productive Zones XIV-XVII). Deeper in the section the fine-grained silt-shale content increases, with smaller grain sizes and thinner beds, and interbeds become more common. Rock types include sands, sandstones, silts, siltstones, carbonate shales, and shales. The sands and sandstones are gray to light gray and very fine-grained to coarse-grained with rare gravel. The silts and siltstones are sandy and sandy-shaly, sometimes calcareous. The shales are soft, ductile, with a silt-carbonate and carbonate material component.

Morphology of the Lower Nutov subsuite depends on the specifics of sedimentation in the region. The rocks are mostly deltaic deposits. Their bedding was caused by cyclic sedimentation, which was produced by cyclicity of a few factors: supply of clastic material, distance from the source area, speed of current, waves, fluctuations of the sea level (eustatic and tectonic reasons) and sea transgression and regression. Beds deformed by landslides and deposits, including portions of former beds, often complicate the parallel bedding. Naturally, areas of more intensive sedimentation are located closer to the shore and the source area, including zones of wave stirring. The above conditions hampered deposition of clay and made lithological boundaries in sand-silt deposits less distinct. As a result, clear bed boundaries and sand-shale interbedding are much rarer in such areas. Correlation while drilling the Z-6 will be difficult as this cyclic sand, shale and silt interbedding gives few distinct lithological breaks and biostratigraphical markers are limited.

Facies interpretation at Chayvo is primarily controlled by log stacking patterns tied to seismic reflection geometries and 3-D seismic amplitude maps. Chayvo and Arkutun-Dagi well logs (GR, Resistivity) display three types of

stacking patterns defining depositional settings. Shelf environments display well-developed progradational (or coarsening-upward) stacking patterns. The majority of Chayvo reservoir zones display this type of log pattern.

Seismic reflections through the reservoir section were tied to well logs and interpreted throughout the 3-D cube. Seismic amplitude map patterns illustrate areal distribution from shelf, to slope, to base-of-slope within each of the depositional sequences (Figure 12). In plan view, areas of continuous high seismic amplitude generally represent high net-to-gross shelf sands.

The first ERD well is designed to penetrate the upper and lower parts of Zone XVII. Zone XVII is represented on seismic by a multi-cycle event indicative of a delta succession comprised of multiple, progradational clinoforms. These progressively downlap from west to east with 3-D seismic-defined depositional dips of 0.5 to 2 degrees. All Zone XVII clinoforms display similar amplitude patterns defined by high amplitudes within topsets abruptly grading to lower amplitudes within foreset slopes. However, these slopes often display high amplitudes in narrow, dip-oriented channel-like features. At the distal toes of the clinoforms, the channel bodies are observed to connect to the fan-shaped amplitude bodies of the equivalent Zone XVII at Arkutun-Dagi field.

#### **1.4. Tectonics**

Sakhalin has a complex tectonic history which can be summarized by the following general sequence of events:

- Late Mesozoic to Early Tertiary accretion was associated with the subduction at the Kuriie trench. Outboard arc migration during accretion formed the Sea of Okhotsk, and associated back arc extension formed the sedimentary basins in the region.<sup>5,6</sup>
- A transition from subduction tectonics associated to a dextral strike-slip regime occurred around the mid to late Eocene.' This led to inversion of Mesozoic forearc-basin strata into a major topographic ridge and north-south strike-slip fault system within the West Sakhalin Mountains.

The presence of intra-Miocene angular unconformities suggests that uplift of the southern end of the West Sakhalin Mountains began in the Late Miocene and

continued with northward progression into the Pliocene.<sup>319</sup> During this time, transpressional inversion of extensional structures likely produced the anticlinal structures that form many of the offshore hydrocarbon traps in northern Sakhalin.<sup>10</sup>

At Chayvo, the transpressional regime is manifested as an east-verging contractional fold with 4-way closure, with most shortening occurring during the Late Pliocene to Pleistocene. Normal faults striking sub-perpendicular to the fold axis are common in the shallow section (200-1400m), and less frequent, but present, within the deeper reservoir intervals (1400-3000m), zones XIV to XXII. East-dipping reverse faults (back thrusts) in the core of the fold lie deeper (>3000 m) and extend up into the zone XXII Nutov reservoir section.

The area of structural closure increases with depth from 5 by 15 km at Zone II to 8 by 27 km at Zone XXII. The fold axis plunges to the NW with dip angles 3-5 degrees and to the SE with dip angles 2-6 degrees. Structural spill-point is controlled by the last closing contour of the plunging nose on the northwest side of the field for Lower Nutov reservoir intervals.

Structurally, Chayvo is a simple compressional anticline, trending NNW. The main reservoir intervals were deposited during a structurally quiescent period and subsequently folded into their present geometry in the last 3 to 5 My. This relatively recent episode of compressional deformation involved the reactivation of basement thrust faults forming large forced folds in the Nutov sediments. It was this event that formed the large anticlines responsible for trapping the hydrocarbons in Chayvo and other northeast Sakhalin shelf fields. Crestal, extensional faults, as observed at the Arkutun-Dagi field, are not observed in the Lower Nutov reservoir interval at Chayvo. Unfortunately, an area exists between the western edge of the 3-D seismic survey and coastline with little to no seismic coverage. Hence, it is impossible to demonstrate whether any faults exist in this area that might put the wellbores at risk.

Neither drilling nor seismic data reveal any faults within the Chayvo structure at the reservoir levels between 1,400 to 3,000 m. Small SW-NE trending extensional faults are observed on 3-D seismic from 1,400 m up to 200 m total depth. Large NW-SE trending reverse faults are observed on 3-D seismic below

3,000 m depth at Chayvo. The fold is mapable at every structural level with minor structural variations. The flanks are close to symmetrical. Dip angles slightly increase downwards from 4-5 degrees at the horizon II level to 8-9 degrees at the horizon XXII level. The same trend is observed for the vertical closure at the last closing contour, from 100m closure on Horizon II to 322 m closure on Horizon XXII. At Upper Nutov horizons, the field displays a dome-like shape with an axis length to width ratio 1:2. Downwards, the axis length to width ratio becomes more than 3:1 with geometry approaching a more elongate anticline. Area of structural closure increases with depth from 5 X 15 km at Zone II to 8 X 27 km at Zone XXII. The fold axis plunges to the NW with dip angles 3-5 degrees and to the SE with dip angles 2-6 degrees. Structural spill-point is controlled by the last closing contour of the plunging nose on the northwest side of the field for Lower Nutov reservoir intervals.

## **2. Results and discussion**

The Objective of my project is to determine and analyze petrophysical properties within the reservoir in zone 17.

In the graph you can see main petrophysical parameters (porosity, permeability) calibrated to core data at C-6a and OD-1 of intervals observed in both wells. We can conclude that C-6a has higher thickness, but OD-1 is better in permeability and porosity due to proximal EOD. Those tables represent us intervals of most interest, which are 17U and lower.

Horizontal production wells were penetrated with modern LWD tools. We can see in Figure 21 that reservoir quality degrades: From centre to N&S field limits and From West to East.

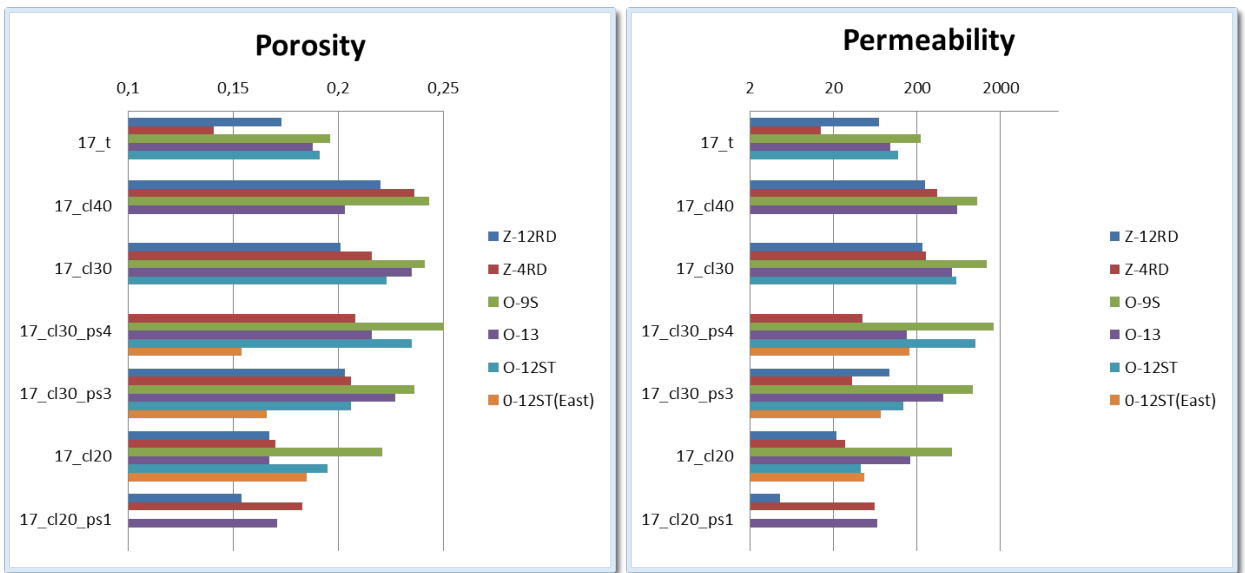


Figure 1 – Porosity and permeability in strata.

There average permeability varies from 60-1150 mD and porosity from 0.03 to 0.08 fraction units. Also we can observe that permeability is correlated with porosity except of highly Vsh intervals.

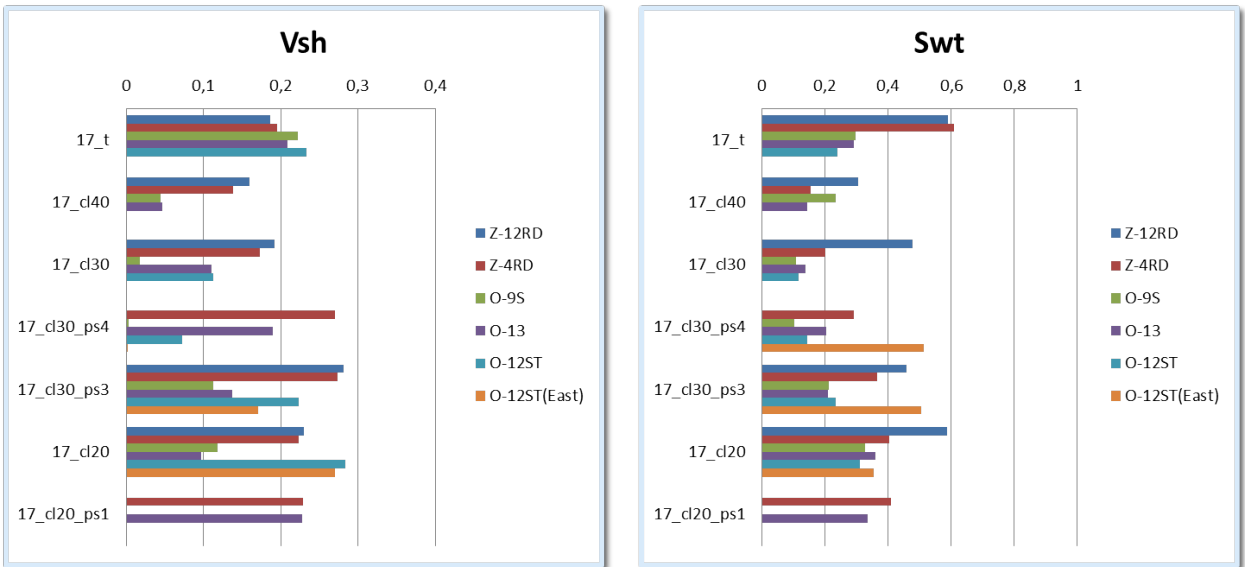


Figure 1 – Bulk volume of shale and water saturation in zone 17

Data represented in figure 22 is consistent with the permeability. Lower permeability rocks have higher Swt. In the high permeability cl\_30, Z-12RD shows water breakthrough from aquifer. Also we can see that Vsh is lowest in the middle of structure.

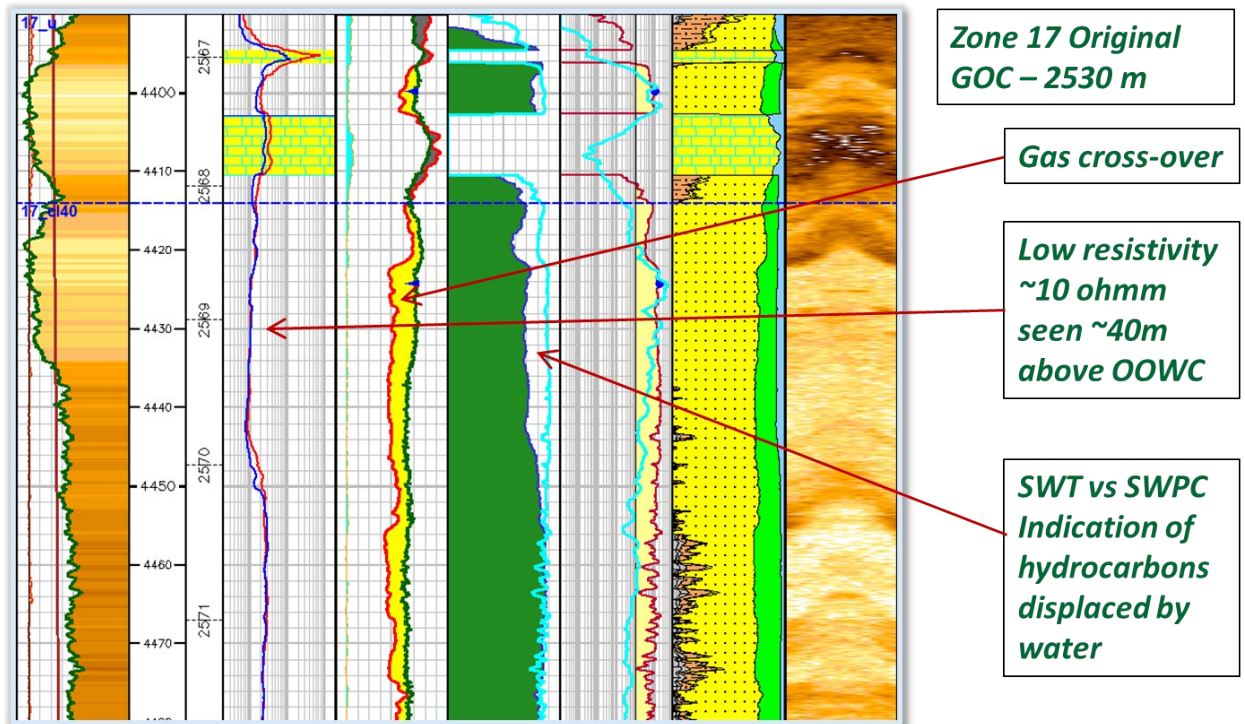


Figure 1 – Plot of horizons 17\_U and 17\_cl40

The plot in the figure 23 illustrates an example of three phase presence after production (originally oil-saturated) detected by logs. Well 0-9s in high permeability (-1 Darcy) cl\_40 shows gas from neutron-density x-over, but very low resistivity (-10 ohm\*m). This confirms both gas and water breakthrough. Capillary pressure-based water saturation SWPC calculates water saturation at original conditions (irreducible at this height above free water level); resistivity-based water saturation calculates saturations at the time of logging.

Knowledge of problem with density sensor of LWD in 0-7 logged by Baker Hughes raised a question whether data is conditional or not. Now when the twin well 0-9s is drilled such an analysis can be made, because of close position of these wells, the logs and geology should be essentially identical in both wells. Results of comparison are presented in figure 24. According to those graphs porosity and permeability is consistently lower in 0-7 than 0-9S. So the question is whether it is a systematic vendor bias or something else?

While doing comparison 0-7 and 0-9S we see that 0-9s reservoir properties consistently better than 0-7 in twin wells. Baker tool bias more extreme in a shale intervals. Investigation revealed density tool damage in 0-7 to get it fixed non-

standard density correction was applied in 0-7 and the petrophysical parameters got underestimated

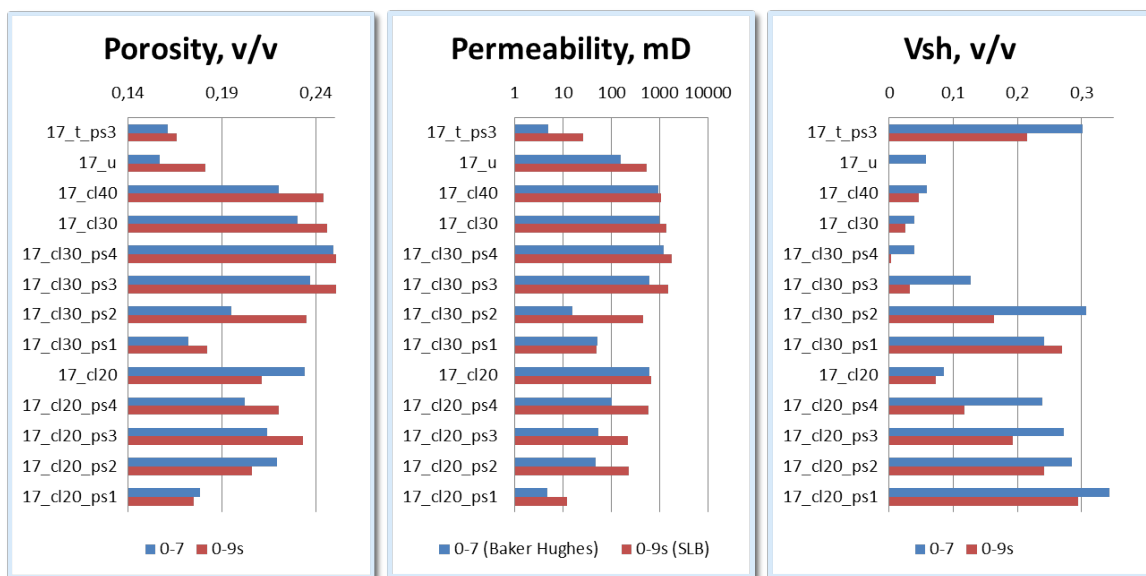


Figure 1 – Comparison of 0-9S vs 0-7

Estimated petrophysical parameters of pay reservoir in zone 17 are presented in table 1.

Table 9 – Zone 17 reservoir quality

Well	Z-12RD	Z-4RD	O-9S	O-13	O-12ST	O-12E
PHI	0.203	0.206	0.236	0.227	0.206	0.166
K	95.87	33.671	950.295	423.862	139.289	74.857

The quality is the best in the center of the reservoir (Figure 25) where porosity is about 0,24 and permeability alters from 30 mD in the periphery to 9S0 m west central part..