МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ имени М.В. ЛОМОНОСОВА ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

На правах рукописи

Шуваев Артем Олегович

СТРОЕНИЕ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ В ПРЕДЕЛАХ БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ

Специальность 25.00.01 — Общая и региональная геология

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

> Научный руководитель: доктор геол.-мин. наук, доцент Копаевич Людмила Федоровна

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК РИСУНКОВ	4
СПИСОК ТАБЛИЦ	8
введение	9
Актуальность исследования	9
Цели и задачи	11
Научная новизна	12
Практическая значимость	12
Защищаемые положения	13
Апробация работы	14
1. ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ	17
2. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ	20
2.1 Восстановление палеобатиметрии	22
2.2. Сиквенс-стратиграфический анализ	24
2.3 Бассейновое моделирование	27
3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ	30
3.1 История изучения Большехетской впадины	30
3.2 Тектонический очерк	32
3.3. Литолого-стратиграфическая характеристика	35
3.4 История изучения неокомского клиноформенного комплекса и ачимово	ской
толщи	42
4. ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И УСЛОВИЙ СЕДИМЕНТАЦИИ НЕОКОМСКО	ЭГС
КЛИНОФОРМЕННОГО КОМПЛЕКСА, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРИУРОЧЕННОЙ К НЕ	ЕМУ
АЧИМОВСКОЙ ТОЛІЦИ	47
4.1 Применяемая в работе терминология	47
4.2 Стратификация разреза	49
4.3 Сиквенс-стратиграфический анализ	53
4.4 Условия осадконакопления неокомского клиноформенного комплекса	70
4.5 Особенности строения и условий формирования ачимовской толщи	.106
4.6. Результаты исследования	.121
5. МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ БАССЕЙНА И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТ	ГИВ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ	.123
5.1 Построение бассейновой модели	.124
5.2 Результаты молелирования	.132

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	
Список литературы	141

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1. Расположение района исследования9
Рисунок 2. Обзорная схема исследуемого региона
Рисунок 3. Схема геолого-геофизической изученности Большехетской впадины и
сопредельных территорий
Рисунок 4. Использование метода накопленных толщин для анализа морфологии
палеорельефа
Рисунок 5. Основные элементы сиквенсов
Рисунок 6. Типы несогласного залегания осадочных тел, формирующихся при
относительных изменениях уровня моря
Рисунок 7. Алгоритм построения бассейновой модели
Рисунок 8. Композитный сейсмический профиль через Большехетскую впадину.
Выделение тектоно-стратиграфических комплексов
Рисунок 9. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза исследуемого региона 36
Рисунок 10. Выделение в неокомском клиноформенном комплексе различных свит в
соответствии с утвержденными схемами лито-фациального районирования берриас-
нижнеаптских отложений Западной Сибири45
Рисунок 11. Положение ачимовской толщи в клиноформенном комплексе46
Рисунок 12. Положение бровки шельфа для каждой из выделенных клиноформ на момент
окончания их формирования51
Рисунок 13. Проявление «инверсионных» структур на сейсмических материалах52
Рисунок 14. Упрощенная схема выделения системных трактов на основе анализа
несогласного залегания сейсмических отражающих границ
Рисунок 15. Сиквенс-стратиграфический анализ неокомского клиноформенного
комплекса по композитному профилю 156
Рисунок 16. Сиквенс-стратиграфический анализ неокомского клиноформенного
комплекса по композитному профилю 2
Рисунок 17. Сиквенс-стратиграфический анализ неокомского клиноформенного
комплекса по композитному профилю 3
Рисунок 18. Пример сиквенс-стратиграфического расчленения неокомского
клиноформенного комплекса по профилю 1
Рисунок 19. Пример сиквенс-стратиграфического расчленения неокомского
клиноформенного комплекса по профилю 2

Рисунок 20. Пример сиквенс-стратиграфического расчленения неокомского
клиноформенного комплекса по композитному профилю 361
Рисунок 21. Коликъеганский сиквенс. Пример результатов сиквенс-стратиграфического
анализа62
Рисунок 22. Тагринский сиквенс. Пример результатов сиквенс-стратиграфического
анализа64
Рисунок 23. Самотлорский сиквенс. Пример результатов сиквенс-стратиграфического
анализа
Рисунок 24. Урьевский сиквенс. Пример результатов сиквенс-стратиграфического
анализа
Рисунок 25. Асомкинский сиквенс. Пример результатов сиквенс-стратиграфического
анализа69
Рисунок 26. Сводная карта площадного распространения клиноформенных образований
ачимовского комплекса севера Западной Сибири71
Рисунок 27. Схема распространения осадков Коликъеганского сиквенса73
Рисунок 28. Вскрытый скважиной 99Х разрез Коликъеганского сиквенса73
Рисунок 29. Схема распространения осадков Туколандо-Вадинской клиноформы74
Рисунок 30. Лито-фациальная схема Туколандо-Вадинской клиноформы75
Рисунок 31. Общая толщина Мессояхского шлейфового тела наложенная на схему
палеоглубин бассейна седиментации76
Рисунок 32. Выделение Мессояхского шлейфового тела на сейсмических материалах77
Рисунок 33. Сопоставление области развития Мессояхского шлейфового тела и
ачимовских отложений
Рисунок 34. Карта углов рельефа дна бассейна к началу образования Туколандо-
Вадинской клиноформы и Мессояхского шлейфового тела79
Рисунок 35. Рельеф дна бассейна к началу образования Туколандо-Вадинской
клиноформы и Мессояхского шлейфового тела80
Рисунок 36. Схема распространения осадков Варейской клиноформы81
Рисунок 37. Лито-фациальная схема Варейской клиноформы
Рисунок 38. Карта углов рельефа дна бассейна к началу образования Варейской
клиноформы
Рисунок 39. Рельеф дна бассейна к началу образования Варейской клиноформы83
Рисунок 40. Схема распространения осадков Коликъеганской клиноформы84
Рисунок 41. Лито-фациальная схема Коликъеганской клиноформы85
Рисунок 42. Рельеф дна бассейна к началу образования Коликъеганской клиноформы86

Рисунок 43. Карта углов рельефа дна бассейна к началу образования Коликъеганско	ЭЙ
клиноформы	36
Рисунок 44. Схема распространения осадков Тагринского сиквенса	37
Рисунок 45. Схема распространения осадков Российской клиноформы	38
Рисунок 46. Рельеф дна бассейна к началу образования Российской клиноформы	38
Рисунок 47. Карта углов рельефа дна бассейна к началу образования Российско	эй
клиноформы	39
Рисунок 48. Лито-фациальная схема Российской клиноформы	€0
Рисунок 49. Схема распространения осадков Пякяхинской клиноформы	€1
Рисунок 50. Рельеф дна бассейна к началу образования Пякяхинской клиноформы	€
Рисунок 51. Карта углов рельефа дна бассейна к началу образования Пякяхинско	
клиноформы	
Рисунок 52. Лито-фациальная схема Пякяхинской клиноформы) 4
Рисунок 53. Схема распространения осадков Самотлорского сиквенса) 5
Рисунок 54. Карта углов рельефа дна бассейна к началу образования Самотлорско сиквенса	
Рисунок 55. Рельеф дна бассейна к началу образования Самотлорского сиквенса	
Рисунок 56. Лито-фациальная схема Самотлорского сиквенса	
Рисунок 57. Карта углов рельефа дна бассейна к началу образования Мессояхско	
клиноформы	
Рисунок 58. Карта углов рельефа дна бассейна к началу образования Урьевско	
клиноформы	
Рисунок 59. Рельеф дна бассейна к началу образования Мессояхской клиноформы	
Рисунок 60. Схема распространения осадков Мессояхской клиноформы10	
Рисунок 60. Схема распространения осадков мессояхской клиноформы	
Рисунок 62. Схема распространения осадков Урьевской клиноформы	
Рисунок 63. Рельеф дна бассейна к началу образования Урьевской клиноформы10	
Рисунок 64. Лито-фациальная схема Урьевской клиноформы	
Рисунок 65. Схема распространения осадков Асомкинского сиквенса	
Рисунок 66. Рельеф дна бассейна к началу образования Асомкинского сиквенса10	
Рисунок 67. Карта углов рельефа дна бассейна к началу образования Асомкинско	
сиквенса10	
Рисунок 68. Лито-фациальная схема Асомкинского сиквенса10	
Рисунок 69. Общая толщина ачимовских отложений Коликъеганской клиноформы10)8

Рисунок 70. Общая толщина ачимовских отложений Коликъеганской клиноф	ормы
наложенная на схему палеоглубин бассейна седиментации	109
Рисунок 71. Отображение на сейсмическом разрезе Южно-Пякяхинского и Россий	ского
фанов	110
Рисунок 72. Отображение на сейсмическом разрезе Северо-Пякяхинского, Российск	ого и
Пякяхинского фанов	111
Рисунок 73. Общая толщина ачимовских отложений Российской клиноформы	112
Рисунок 74. Общая толщина ачимовских отложений Российской клиноформы наложе	енная
на схему палеоглубин бассейна седиментации	113
Рисунок 75. Породы ачимовского комплекса вскрытые скважиной 11Р	114
Рисунок 76. Отображение на сейсмическом разрезе Российского фана	114
Рисунок 77. Общая толщина ачимовских отложений Пякяхинской клиноформы	115
Рисунок 78. Общая толщина ачимовских отложений Пякяхинской клиноф	ормы
наложенная на схему палеоглубин бассейна седиментации	116
Рисунок 79. Отображение на сейсмическом разрезе Пякяхинского, Российского и Се	веро-
Пякяхинского фанов	117
Рисунок 80. Общая толщина ачимовских отложений Самотлорского сиквенса	118
Рисунок 81. Общая толщина ачимовских отложений Самотлорского сиквенса наложе	енная
на схему палеоглубин бассейна седиментации	119
Рисунок 82. Отображение на сейсмическом разрезе Самотлорского фана	120
Рисунок 83. Соответствие выделенных сиквенсов и клиноформ этапам относитель	ьного
колебания уровня моря	122
Рисунок 84. Структурный каркас бассейновой модели Большехетской впадины	125
Рисунок 85. Лито-фациальная модель Большехетской впадины	126
Рисунок 86. Калибровка модели на фактические материалы. Отражательная способ	ность
витринита	130
Рисунок 87. Калибровка модели на фактические материалы. Пластовая температура	130
Рисунок 88. Сопоставление фактических и расчетных пластовых давлений	131
Рисунок 89. Масса сгенерированных УВ	133
Рисунок 90. Характер миграции УВ в неокомском клиноформенном комплексе	134
Рисунок 91. Сопоставление времени формирования ловушек в ачимовском комплексе	; c
генерацией УВ	135
Рисунок 92. Общее распределение смоделированных залежей УВ в ачимов	зском
комплексе	136
Рисунок 93. Распределение УВ по нефтегазовым комплексам	137

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1. Соответствие отражающих горизонтов и стратиграфических границ	49
Таблица 2. Соответствие выделенных ОГ региональным клиноформам	55
Таблица 3. Характеристика выделенных нефтегазоматеринских толщ	127

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследования

Особенности строения чехла Западно-Сибирской молодой плиты привлекают к себе внимание геологов на протяжении долгого времени. Но несмотря на длительную историю исследования недр Западной Сибири, в её пределах по прежнему существуют недостаточно детально изученные территории, такие как, рассматриваемая в работе Большехетская впадина. Территория исследования расположена на севере Западно-Сибирской молодой плиты (рис. 1). В физико-географическом отношении Большехетская впадина приурочена к области междуречья рек Таз и Мессояха. Территория изучения включает в себя как непосредственно Большехетскую впадину, так и ряд сопредельных тектонических элементов — Нижнемессояхский и Хальмерпаютинский мегавалы и Юрхаровско-Находкинскую мегаседловину (рис. 2). Площадь территории исследования превышает 26 000 км².

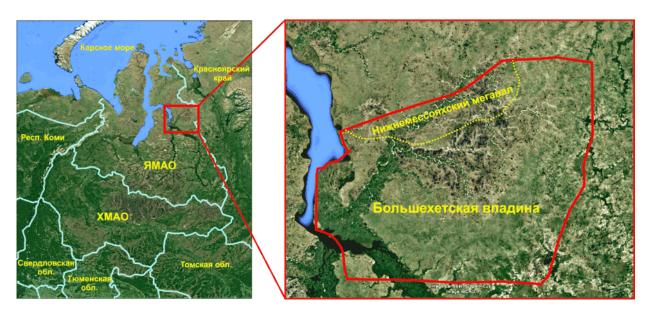


Рисунок 1. Расположение района исследования

Изменение во времени уровня моря, климата, характера погружения бассейна и интенсивности поступления осадочного материала привело к формированию в составе отложений чехла Западно-Сибирской молодой плиты множества интересных в геологическом отношении стратонов. В работе основное внимание уделено изучению нижнемеловой ачимовской толщи в пределах Большехетской впадины. Данная толща является частью неокомского клиноформенного комплекса (НКК). Ачимовская толща представляет собой совокупность разновозрастных пород объединенных сходством

морфологии и условиями их седиментации - к ней относят отложения, локализованные в фондоформенной и ортоформенной частях клиноформ неокомского надгоризонта.

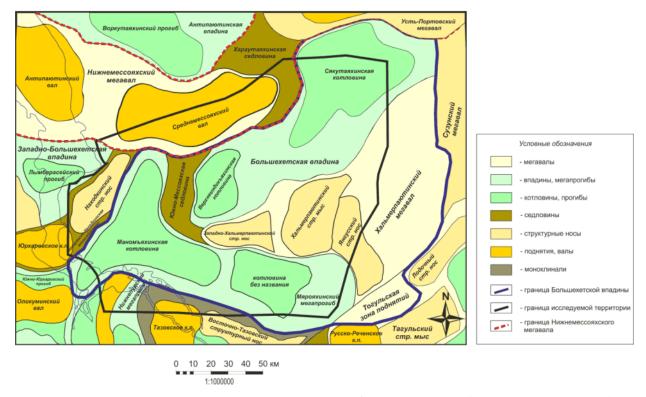


Рисунок 2. Обзорная схема исследуемого региона (по материалам [Нестеров И.И, 1984])

Необходимо отметить, что между условиями формирования ачимовской толщи в пределах Большехетской впадины и в соседних регионах существуют отличия. Подобные особенности, в свою очередь, находят свое отражение в строении неокомского клиноформенного комплекса в пределах изучаемой территории.

Приуроченный к Западно-Сибирской молодой плите одноименный нефтегазоносный бассейн является одним из крупнейших углеводородных (УВ) бассейнов в мире. На сегодняшний день в его пределах открыто 27 уникальных и 104 крупных месторождений углеводородов [Подольский Ю.В., 2008]. С Западной Сибирью связано более 70% общероссийской добычи нефти и газа, что позволяет говорить о данном районе, как об одном из важнейших топливно-энергетических регионов России [Подольский Ю.В., 2008]. Вследствие закономерного истощения ряда открытых ранее залежей УВ остро стоит проблема восполнения ресурсной базы Западной Сибири.

В пределах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна ачимовская толща является одним из высокоперспективных нефтегазовых комплексов, с подтвержденной нефтегазоносностью [Бородкин В.Н., 2000; Бородкин В.Н., 2007; Нежданов А.А., 2000; Нежданов А.А., 2004; Конторович А.Э. и др., 2000]. На исследуемой территории ачимовская толща характеризуется низким уровнем изученности. Сложность строения

данной толщи и неоднозначность ее стратиграфического положения серьезно затрудняют прогнозирование и локализацию наиболее перспективных объектов. Результаты проведенных исследований позволяют улучшить понимание особенностей формирования клиноформенных отложений и, в конечном счете, получить площадное распространение различных фаций и приуроченных к ним ловушек. Учет данных особенностей приводит к снижению неопределенностей при поиске залежей УВ.

Степень разработанности темы

В пределах Большехетской впадины впервые было проведено детальное изучение строения и условий формирования неокомского клиноформенного комплекса и, приуроченной к нему, ачимовской толщи. В ходе работ проведено комплексное исследование, включающее в себя интерпретацию сейсмических и скважинных материалов, сиквенс-стратиграфический анализ, оценку палеобатиметрии и восстановление истории развития бассейна.

Цели и задачи

Целью работы является характеристика строения и условий формирования нижнемеловой ачимовской толщи, а так же оценка её углеводородного потенциала в пределах Большехетской впадины. Для достижения данной цели были решены следующие задачи:

- Детальное сиквенс-стратиграфическое расчленение неокомского интервала разреза на основе комплексной интерпретации геолого-геофизической информации;
- Построение детального структурного каркаса неокомского клиноформенного комплекса с учетом влияния скоростных неоднородностей геологического разреза изучаемой территории;
- Выделение ачимовской толщи и изучение особенностей её строения на основе комплексной интерпретации данных сейсморазведки, геофизических исследований скважин (ГИС) и результатов сиквенс-стратиграфического анализа;
- Реконструкция условий формирования неокомского клиноформенного комплекса и, в том числе, приуроченной к нему ачимовской толщи: изменения уровня моря, палеобатиметрии бассейна, положения источника сноса и направления перемещения материала;
- Восстановление истории формирования бассейна и оценка углеводородного потенциала ачимовской толщи на основе применения метода трехмерного бассейнового моделирования.

Научная новизна

- Впервые получены результаты сиквенс-стратиграфического анализа отложений неокомского надгоризонта в пределах Большехетской впадины, что позволило детализировать строение и восстановить историю формирования исследуемых отложений.
- Уточнено стратиграфическое положение ачимовской толщи в пределах Большехетской впадины. Установлена разновозрастность и омолаживание отложений ачимовской толщи в направлении с востока на запад.
- Установлены условия формирования неокомского клиноформенного комплекса и, в том числе, ачимовской толщи. Оценен характер изменения во времени уровня моря, морфологии дна бассейна, положения источника сноса и направления перемещения материала.
- Установлено пространственное распространение ачимовской толщи, выявлены особенности её строения в пределах Большехетской впадины. Локализованы четыре геологических объекта сопоставляемых с ачимовскими отложениями.
- На основе результатов обобщения всей имеющейся по району исследования геолого-геофизической информации проведена реконструкция истории осадконакопления, погружения и прогрева осадочного чехла Большехетской впадины.

Практическая значимость

- Впервые проведена оценка углеводородного потенциала ачимовской толщи методом трехмерного бассейнового моделирования.
- На основании проведенного исследования даны рекомендации по оптимизации последующих геологоразведочных работ (площади проведения сейсмических исследований и бурения разведочных скважин).
- Выделены наиболее перспективные на нефть и газ участки для проведения последующих исследований.

Методология и методы исследования

Исследование условий формирования и особенностей строения неокомского клиноформенного комплекса и приуроченной к нему ачимовской толщи основывалось на комплексировании результатов различных геолого-геофизических исследований включающих в себя интерпретацию сейсмических материалов, данных ГИС и сиквенсстратиграфический анализ. Оценка УВ потенциала ачимовской толщи осуществлялась методом трехмерного бассейнового моделирования углеводородных систем.

Для оценки изменений морфологии дна бассейна седиментации во времени проводилось построение схем палеобатиметрии. На территории исследования неокомский клиноформенный комплекс неравномерно освещен керновыми данными и при такой степени изученности для определения значения палеоглубин (палеобатиметрии) возможно применение метода анализа толщин, как показателя отражающего в определенной степени изменения характера палеорельефа. Основой для восстановления палеоморфологических обстановок седиментации является информация о накопленных толщинах осадков между заданной поверхностью подошвы анализируемого стратиграфического интервала и вышележащей поверхностью выравнивания, а также информация об эвстатических изменениях уровня моря.

В основе сиквенс-стратиграфического анализа лежит идея о зависимости морфологии седиментационных тел от условий их формирования. Сиквенс представляет собой относительно согласную последовательность генетически связанных слоев, ограниченную несогласиями или коррелятивными им согласными поверхностями. Путем выявления по результатам сейсмических исследований несогласий, разделяющих различные осадочные тела, возможно определение и классификация системных трактов по отношению к направлению и скорости изменения относительного уровня моря.

На завершающей стадии исследования метод трехмерного бассейнового моделирования УВ-систем позволил восстановить историю погружения Большехетской впадины, эволюцию элементов нефтегазоносных систем (нефтегазоматеринских отложений, коллекторов и покрышек), а также оценить УВ потенциал ачимовской толщи.

Защищаемые положения

- 1. В пределах Большехетской впадины в интервале неокомского надгоризонта выделено три полных и два неполных сиквенса отождествленных с региональными клиноформами заполняющими бассейн с востока на запад. Отложения ачимовской толщи выделены в пределах пород трактов низкого стояния уровня моря Тагринского и Самотлорского сиквенсов, пород тракта высокого стояния уровня моря Коликъеганского сиквенса, а так же в основании трансгрессивной системы трактов Тагринского сиквенса.
- 2. Эрозия Нижнемессояхского мегавала способствовала формированию Мессояхского шлейфового тела. Оно служило барьером для распространения песчаных осадков, ограничивая область аккумуляции пород ачимовской толщи.
- 3. Результаты бассейнового моделирования помогли установить, что фаза активной генерации и миграции углеводородов из нефтематеринских пород баженовского горизонта началась после образования ловушек в ачимовском комплексе. Это обусловило

формирование залежей УВ, вследствие чего, ачимовская толща в пределах Большехетской впадины характеризуются высокими перспективами нефтегазоносности.

Степень достоверности результатов

Изучение строения и условий формирования неокомского клиноформенного комплекса и приуроченной к нему ачимовской толщи проводилось с учетом всей имеющейся геолого-геофизической информации.

Калибровка результатов симуляции на фактические данные — это необходимый шаг, позволяющий уменьшить неопределенность результатов моделирования и повысить достоверность бассейновой модели. Для калибровки истории эволюции теплового потока использовались значения отражательной способности витринита, которая указывает на степень катагенетической преобразованности нефтематеринских пород, и замеры пластовой температуры.

Для контроля пластового давления и прогноза его изменения в процессе геологической истории развития Большехетской впадины была произведена калибровка смоделированных пластовых давлений на фактические данные.

Большинство смоделированных залежей показывают хорошую сходимость с результатами бурения по уже открытым месторождениям Большехетской впадины – коэффициент сходимости равен 0.92.

Результаты моделирования подтверждены скважиной 11Р, при опробовании которой из отложений ачимовской толщи был получен промышленный приток УВ.

Таким образом, результаты моделирования характеризуются хорошей сходимостью с фактическими данными, что свидетельствует о корректном восстановлении истории развития бассейна.

Апробация работы

Промежуточные и итоговые результаты работы докладывались на международных и всероссийских конференциях:

- III Конференция молодых ученых и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» с докладом «Особенности зон АВПД в неокомских клиноформах Большехетской впадины»;
- Конференция «Тюмень-2013: новые геотехнологии для старых провинций» с докладом «Перспективы нефтегазоносности Большехетской впадины по результатам 2D бассейнового моделирования»;

- Конференция "Губкинские чтения 2013" с докладом «Бассейновое моделирование Большехетской впадины»;
- First EAGE Workshop on Basin & Petroleum Systems Modeling «Advances of Basin and Petroleum Systems. Modeling in Risk and Resource Assessment» с докладом «A Quest for Stratigraphic traps within the mature basin (West Siberia): Remaining Hydrocarbon Potential of the Bolshekhetskaya Depression (3D Petroleum System Modeling) »;
- І встреча пользователей Petromod с докладом «Моделирование УВ систем территорий характеризующихся сложным геологическим строением»;
- Геолого-технологический региональный форум ГРР по ачимовской толще с докладом «Региональный анализ перспектив нефтегазоносности ачимовских отложений Большехетской впадины».

По теме диссертации в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ опубликовано три работы:

- 1. **Шуваев А.О.** Строение и нефтегазоносность неокомского клиноформенного комплекса в пределах Большехетской впадины. [Текст] / А.О. Шуваев // Геология нефти и газа. 2015. №4. С. 2-11
- 2. **Шуваев А.О.,** Особенности формирования неокомского клиноформенного комплекса в пределах Большехетской впадины. [Текст] / А.О.Шуваев, О.А.Богданов, К.В.Мусихин, С.Б.Истомин, В.Н.Колосков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. Т.12. №2. http://www.ngtp.ru/rub/4/24_2017.pdf
- 3. Богданов О.А., Колосков В.Н., **Шуваев А.О.,** Анализ эволюции углеводородных систем Большехетской впадины на основе применения метода бассейнового моделирования. [Текст] / О.А. Богданов, В.Н. Колосков, А.О. Шуваев, К.В. Мусихин, С.Б. Истомин, М.А. Боброва, П.С. Маглеванная// Геология нефти и газа. − 2017. №4. С. 55-63

По теме диссертации в рецензируемых научных журналах входящих в перечень ВАК Минобрнауки опубликована одна работа:

1. Мусихин К.В., **Шуваев А.О.** Бассейновое моделирование Большехетской впадины. [Текст] / К.В.Мусихин, А.О.Шуваев // Вестник ЦКР Роснедра . − 2014. - №1. С. 19-23

Личный вклад автора

Автор принимал непосредственное личное участие в следующих работах:

• Интерпретация данных сейсморазведки, выделение и прослеживание отражающих горизонтов приуроченных к кровлям клиноформ;

- Построение структурных поверхностей по кровлям выделенных клиноформенных тел;
- Сиквенс-стратиграфический анализ неокомского клиноформенного комплекса;
 - Анализ условий формирования неокомского клиноформенного комплекса;
 - Выделение и локализация по площади тел ачимовской толщи;
- Анализ и систематизация геохимических данных с последующим выделение нефтегазоматеринских толщ (НГМТ);
- Проведение бассейнового моделирования, калибровка полученных результатов на фактический материал, оценка УВ-потенциала ачимовской толщи.

Автор выражает искреннюю благодарность за оказанную помощь при работе над диссертацией, за советы и консультации научному руководителю профессору д.г.-м.н. Копаевич Людмиле Федоровне, заведующему кафедрой Региональной геологии и истории Земли профессору Д.Г.-М.Н. Никишину Анатолию Михайловичу, Дмитрию Ивановичу, профессору д.г.-м.н. Барабошкину Евгению доценту Панову Юрьевичу, доценту к.г.-м.н. Ершову Андрею Викторовичу и всей кафедре Региональной геологии и истории Земли МГУ им. Ломоносова, к.г.-м.н. Колоскову Василию Николаевичу, Богданову Олегу Александровичу, д.г.-м.н. Страхову Павлу Николаевичу, к.т.н. Истомину Сергею Борисовичу, к.г.-м.н. Надежкину Дмитрию Владимировичу, к.г.м.н. Мусихину Владимиру Александровичу, Мусихину Константину Владимировичу, Костенко Ольге Владимировне и всему коллективу Центра развития геологоразведочных технологий ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

ГЛАВА 1. ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ

Основой для проведения работы послужил комплекс геолого-геофизической информации, включающий в себя результаты интерпретации ГИС и сейсмических материалов, а также исследований керна. Необходимо отметить, что осадочный чехол Большехетской впадины характеризуется неравномерной изученностью, как по площади, так и по разрезу. Большая часть исследуемой территории охарактеризована исключительно сейсмическими данными, тогда как скважины главным образом локализованы в пределах крупных положительных структур (рис. 3).

Большая часть Большехетской впадины покрыта плотной сетью 2D сейсмопрофилей (рис. 3). Суммарная длина использованных в работе профилей превышает 25 тыс. пог. км. Плотность покрытия исследуемой территории сейсмическими работами МОВ ОГТ 2D составляет от 0.3-0.4 пог км/км² на северо-западе Сякутаяхинской котловины и до 1.8 пог км/км² в центральной части Западно-Хальмерпаютинского структурного носа и Южно-Мессояхской седловины [Шемякина Л.В. и др., 2011]. Так же, ряд крупных структур II порядка (Находкинский и Западно-Хальмерпаютинские структурные носы и Южно-Мессояхская седловина) изучен трехмерной сейсморазведкой. Качество сейсмических профилей изменяется от партии к партии. В целом в пределах изучаемого интервала разреза сейсмические материалы позволяют проводить уверенную площадную интерпретацию отражающих горизонтов (ОГ).

Разрез Большехетской впадины изучен бурением, главным образом, до верхов неокомского надгоризонта включительно. Нижненеокомские и юрские породы вскрыты только двумя скважинами: 99Х и 11П. На рисунке 3 эти скважины отмечены красными кругами. По данным скважинам в работе использовались материалы ГИС, РИГИС, геохимических исследований и результатов опробования скважин, определения фильтрационно-ёмкостных свойств, описания керна и шлама.

Таким образом, исследование особенностей строения и условий формирования неокомского клиноформенного комплекса и приуроченной к нему ачимовской толщи главным образом основывалось на комплексировании результатов интерпретации сейсмических материалов 2D и геолого-геофизических данных по двум скважинам.

Для восстановления истории развития бассейна и оценки углеводородного потенциала ачимовской толщи была построена трехмерная бассейновая модель углеводородных систем. При построении данной модели привлекался весь имеющийся геолого-геофизический материал включающий в себя:

- Результаты интерпретации 506 сейсмических профилей 2D и трех сейсмических кубов 3D;
 - Результаты интерпретации ГИС в 63 скважинах;
- Результаты лабораторных определений фильтрационно-ёмкостных свойств по материалам керна из 60 скважин (всего 2519 образцов);
- Описание керна и шлама двух скважин из интервала разреза приуроченного к низам неокомского надгоризонта;
 - Результаты пиролиза керна из трех скважин;
- Результаты испытаний и опробований в 55 скважинах, включающих в себя определения пластовых давлений, температур и интервалов притоков флюидов.

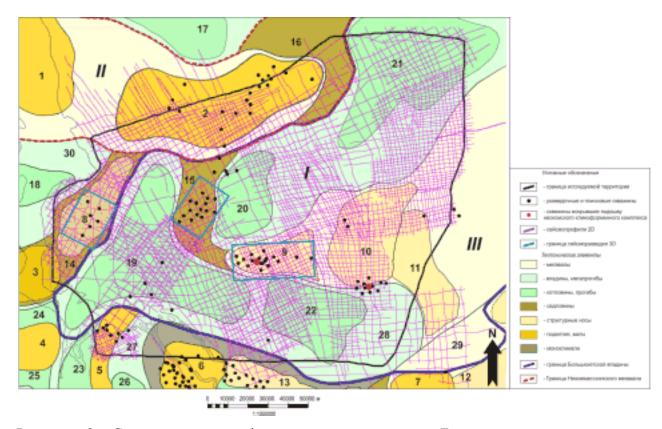


Рисунок 3. Схема геолого-геофизической изученности Большехетской впадины и [Нестеров И.И, сопредельных территорий (с привлечением материалов 1984]). I Обозначение тектонических элементов: Большехетская впадина. II – Нижнемессояхский мегавал, III – Хальмерпаютинский мегавал, 1 – Антипаютинский вал, 2 - Среднемессояхский вал, 3 - Юрхаровское к.п., 4 - Оликуминский вал, Западно-Тазовский вал, 6 – Тазовское к.п., 7 – Русско-Реченское к.п., 8 – Находкинский структурный нос, 9 – Западно-Хальмерпаютинский структурный нос, 10 – Хальмерпаютинский структурный нос, 11 – Янгусский структурный нос, 12 – Тагульский структурный мыс, 13 – Восточно-Тазовский структурный нос, 14 – Юрхаровско-Находкинская мегаседловина, 15 – Южно-Мессояхская седловина, 16 – Хараутаяхская седловина, 17 – Воркутаяхинский прогиб, 18 – Лымберасейский прогиб, 19 – Маномъяхинская котловина, 20 – Верхнеиндикъяхинская котловина, 21 – Сякутаяхинская котловина, 22 – котловина без названия, 23 – Восточно-Оликуминский прогиб, 24 – Южно-Юрхаровский прогиб, 25 -Южно-Оликуминский прогиб, 26 – прогиб без названия, 27 – Нижнепурский мегапрогиб, 28 – Мярояхинский мегапрогиб, 29 – Тогульская зона поднятий, 30 – Западно-Большехетская впадина.

ГЛАВА 2. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

На основе имеющихся геолого-геофизических материалов проводилась интерпретация сейсмических данных, корреляция скважин вскрывших неокомский клиноформенный комплекс по материалам ГИС и анализ керновых материалов (вещественного состава, структурных и текстурных особенностей, а так же коллекторских и геохимических свойств пород). На основе сейсмических и скважинных материалов проводился сиквенс-стратиграфический анализ. Так же проводилась оценка изменения батиметрии и морфологии бассейна седиментации во время аккумуляции пород неокомского надгоризонта. На заключительной стадии исследования проводилось восстановление истории геологического развития региона методом трехмерного бассейнового моделирования.

Описание керна и шлама из скважин вскрывших неокомский клиноформенный комплекс послужило основой для построения стратиграфической и литологической модели исследуемых отложений. Так же в ходе исследования на керновом материале был проведен анализ петрофизических свойств. В результате анализа имеющихся исследований кернового материала по поисково-разведочным скважинам Большехетской впадины были получены обобщенные связи проницаемости от пористости, зависимость изменения пористости с глубиной и статистические распределения плотности для меловых отложений осадочного чехла.

В работе материалы ГИС привлекались для литологического расчленения разреза и для корреляции реперных горизонтов. В использованных скважинах присутствует стандартный комплекс ГИС, включающий в себя следующие методы: самопроизвольной поляризации (ПС), гамма-каротаж (ГК), индукционный каротаж (ИК), нейтронный гамма каротаж (НГК) и метод кажущего электрического сопротивления (КС). Дополнительным источником информации служат замеры диаметра скважины (ДС).

Все использованные сейсмические материалы получены с применением метода общей глубинной точки (МОГТ). В работе привлекались материалы двухмерной и трехмерной сейсморазведки. Прослеживание ОГ осуществлялось по осям синфазности, сопоставленных со стратиграфическими горизонтами. Корреляция ОГ проводилась с учётом анализа волнового поля, сейсмогеологических условий района работ и опиралась на стратиграфические и сейсмические реперы.

На сейсмических материалах прослеживались ОГ во временном масштабе. Затем на основе результатов вертикального сейсмического профилирования (ВСП) осуществляется сопоставление ОГ со стратиграфическими границами. Далее на основе полученных

зависимостей осуществляется пересчет ОГ в глубинный масштаб. Полученные таким образом структурные поверхности послужили основой для восстановления палеобатиметрии для каждой выделенной клиноформы. Так же структурные поверхности были использованы при создании бассейновой модели Большехетской впадины.

2.1 Восстановление палеобатиметрии

Наиболее полное восстановление палеоглубин бассейна седиментации возможно на основе результатов проведения седиментологического и палеонтологического анализов кернового материала. На территории исследования неокомский клиноформенный комплекс неравномерно освещен керновыми данными — главным образом фактическим материалом охарактеризована шельфовая часть комплекса. При такой степени изученности для определения значения палеоглубин (палеобатиметрии) возможно применение метода анализа толщин, как показателя отражающего в определенной степени изменения характера палеорельефа [Проничева М.В. и др., 1980].

Основой для восстановления палеоморфологических обстановок седиментации является информация о накопленных толщинах осадков между заданной поверхностью подошвы анализируемого стратиграфического интервала и вышележащей поверхностью выравнивания (рис. 4), а также информация об эвстатических изменениях уровня моря [Шуваев А.О., 2015; Шуваев А.О., 2017; Колосков В.Н. и др., 2017]. Относительные изменения высоты уровня моря над поверхностью дна бассейна от века к веку устанавливались на основе литературных данных [Наq Bilal U. И др., 1998].

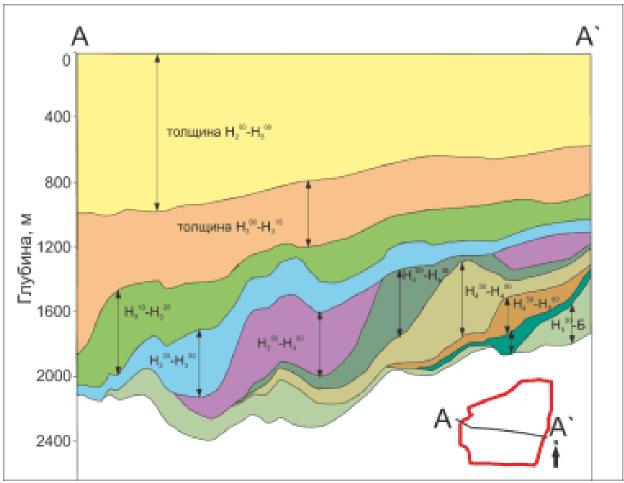


Рисунок 4. Использование метода накопленных толщин для анализа морфологии палеорельефа [Шуваев А.О., 2015; Шуваев А.О., 2017; Колосков В.Н. и др., 2017]

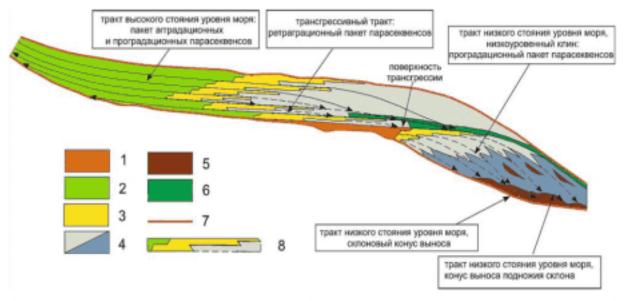
Для анализа изменения морфологии области седиментации на протяжении формирования неокомского клиноформенного комплекса в качестве поверхности выравнивания может быть использована глубинная поверхность сейсмического ОГ ${\rm H_2}^{00}$. Данный ОГ приурочен к кровле мелководно-морских и шельфовых осадков нижнемелового отдела, перекрывающих неокомский клиноформенный комплекс. Для оценки морфологии дна бассейна седиментации на начало каждого из седиментационных циклов, предшествовавших формированию отложений цикла ${\rm H_2}^{00}$, из полученной поверхности последовательно вычитались накопленные на этих этапах толщины.

Полученная таким образом оценка палеобатиметрии зависит не только от эвстатических колебаний уровня моря, но и от особенностей заполнения бассейна осадками, а так же от воздействия тектонических событий. Несмотря на это, результаты могут быть использованы для анализа общего характера изменения глубины моря во время накопления неокомского клиноформенного комплекса. При появлении в будущем нового фактического материала данная оценка должна быть актуализирована.

Анализ полученных схем палеобатиметрии позволил рассчитать схемы углов наклона палеорельефа. На основании анализа схем палеобатиметрии и накопленных толщин для каждого из выделенных осадочных тел удалось наметить основные направления привноса материала.

2.2. Сиквенс-стратиграфический анализ

Концепция сиквенс-стратиграфического анализа наиболее полно разработана П.Вейлом, Р.Митчемом, О.Кейтунину, Г.Посаментьером, Д.Ван Вагонером и др. [Vail P.R. и др., 1977; Catuneanu O. и др., 2011]. Основой концепции сиквенс-стратиграфического анализа является понятие аккомодационного (седиментационного) пространства между поверхностью осадконакопления и уровнем моря. Сиквенс представляет собой относительно согласную последовательность генетически связанных слоев, ограниченную поверхностями. несогласиями ИЛИ коррелятивными им согласными Изменения относительного уровня моря влияют на размеры аккомодационного пространства, на условия седиментации и определяют морфологию и фациальные условия формирования седиментационных тел [Vail P.R. и др., 1977; Catuneanu O. и др., 2011; Маргулис Л.С., 2008; Малышева Е.О. и др., 2011; Габдуллин Р.Р. И др., 2008]. Отражения таких изменений в осадочном чехле выражаются в виде границ сиквенсов и системных трактов (рис. 5).



1 — речные и эстуариевые песчаники во врезах; 2 — песчаники и глины приморской низменности; 3 — прибрежно-морские песчаники; 4 — глины и тонкие слои песчаников шельфа и склона; 5 — морские конуса выноса и песчаники валов подводных русел; 6 — конденсированные отложения; 7 — границы секвенса; 8 — парасеквенсы

Рисунок 5. Основные элементы сиквенсов [Маргулис Л.С., 2008]

Относительные колебания уровня моря могут быть связаны с тектоническими (локальные вертикальные тектонические движения земной коры) и седиментационными (заполнение пространства между поверхностью седиментации и уровнем моря осадками) процессами, но во многом также обусловлены эвстатическими колебаниями уровня мирового океана.

Прослеживание сиквенсов на основе использования материалов сейсморазведки и скважин позволяет создать детальную стратиграфическую схему развития территории, определяя при этом для каждого сиквенса обстановки седиментации и, соответственно, основные литологические типы пород, формирующих осадочный циклит. Основной ряд литофаций, выделяемых при сиквенс-стратиграфическом анализе, включает в себя приморскую равнину, морское мелководье, шельф, склон, подводные конусы выноса, фаны и глубоководные конденсированные разрезы [Vail P.R. и др., 1977; Catuneanu O. и др., 2011; Маргулис Л.С., 2008; Малышева Е.О. и др., 2011; Габдуллин Р.Р. И др., 2008].

Применение сиквенс-стратиграфического анализа в неокомском клиноформенном комплексе, в силу особенностей его строения, позволяет достичь значительных результатов. Выявление и классификация несогласий позволяет определять типы границ между седиментационными телами и классифицировать системные тракты по отношению к направлению и скорости изменения относительного уровня моря. Типы возможных для определения несогласий представлены на рисунке 6.

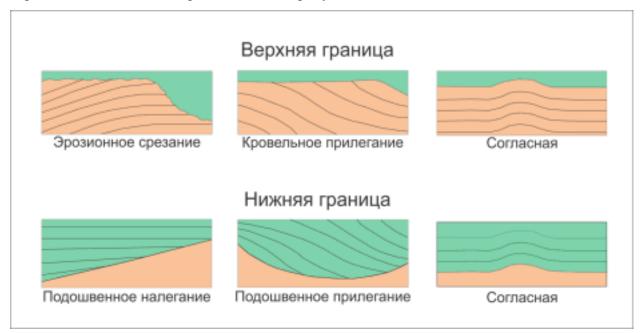


Рисунок 6. Типы несогласного залегания осадочных тел, формирующихся при относительных изменениях уровня моря [по Vail P.R. и др., 1977]

Полный осадочный сиквенс состоит из трех частей, именуемых трактами седиментационных систем. Тракты представляют собой латеральные фациальные ряды, образовавшиеся в различных обстановках седиментации [Vail P.R. и др., 1977; Catuneanu O. и др., 2011; Маргулис Л.С., 2008; Малышева Е.О. и др., 2011; Габдуллин Р.Р. И др., 2008]. Классически выделяется три типа трактов: тракт низкого стояния уровня моря, трансгрессивный тракт и тракт высокого стояния.

Тракт низкого стояния уровня моря, или Lowstand Systems Tract (LST) формируется при падении уровня моря до наименьшего состояния и осушения шельфа (рис. 5). На данном этапе основное осадконакопление происходит в бассейновой части. Формируется системы конусов выноса и склоновых фанов [Catuneanu O. и др., 2011; Малышева Е.О. и др., 2011].

Трансгрессивная система трактов, или Transgressives Systems Tract (TST) формируется при подъеме уровня моря над бровкой шельфа в условиях трансгрессии (рис. 5). На этом этапе фронт седиментации смещается в сторону континента в виде трансгрессивной серии. В бассейновой части формируются глинистый конденсированный разрез. Подошва TST именуется трансгрессивной поверхностью [Catuneanu O. и др., 2011; Малышева Е.О. и др., 2011].

При максимальном уровне моря формируется систем трактов высокого стояния или Highstand Systems Tracts (HST). Подошва HST именуется поверхностью максимального затопления. Море стабильно затопляет шельфы, которые перекрываются осадочным материалом (рис. 5). Основная масса обломочного материала перекрывает шельф и транспортируется к границе шельфа и континентального склона, где формируется система пологих клиноформ проградации шельфовых комплексов в сторону континентального склона [Саtuneanu О. и др., 2011; Малышева Е.О. и др., 2011].

2.3 Бассейновое моделирование

Термин «бассейновое моделирование» был предложен в конце 70-ых годов для описания численного моделирования различных геологических процессов в осадочных бассейнах на протяжении их формирования [Hantschel T. и др., 2009; Галушкин Ю. И., 2007]. В результате подобного моделирования стало возможно проследить эволюцию осадконакопления, прогрева бассейна и движения флюидов в нем.

Примерно в тоже время была предложена возможность совместного использования бассейнового моделирования и результатов количественной оценки генерационного потенциала нефтематеринских пород [Al-Hajeri, M.M. и др., 2009], что позволило оценить генерацию, миграцию и аккумуляцию УВ на протяжении всего времени формирования бассейна.

Таким образом, бассейновое моделирование представляет собой метод изучения недр, позволяющий интегрировать в одну модель широкий спектр геолого-геофизической информации: результаты интерпретации сейсмических материалов и данных ГИС, керновых и геохимических исследований (рис. 7) и др. Результаты моделирования позволяют лучше понять историю формирования бассейна, развития элементов нефтегазоносных систем, а также произвести прогноз и локализацию зон нефтегазонакопления [Hantschel T. и др., 2009; Галушкин Ю. И., 2007].

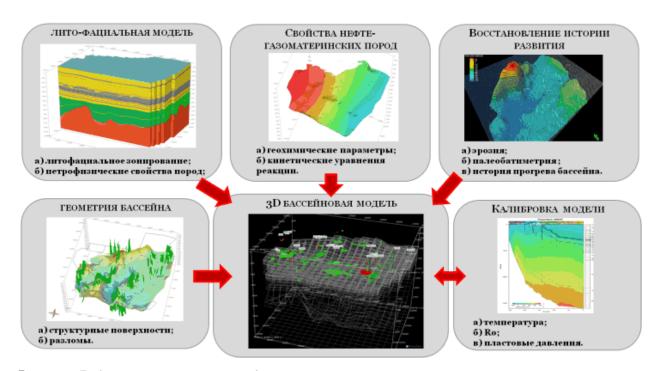


Рисунок 7. Алгоритм построения бассейновой модели

На первом этапе построения бассейновой модели формируется структурный каркас. Затем осуществляется выделение и оценка свойств элементов нефтегазоносных

систем (покрышек, нефтегазоматеринских пород, резервуаров). Цель следующего этапа моделирования — восстановление геологической истории развития бассейна. На заключительном шаге осуществляется восстановление тепловой истории бассейна и расчет генерации, миграции и аккумуляции углеводородов [Hantschel T. и др., 2009; Галушкин Ю. И., 2007].

Исходными данными для построения структурного каркаса являются результаты интерпретации сейсмических и скважинных материалов. Структурный каркас должен включать в себя поверхности по кровлям всех стратиграфических горизонтов, начиная от кровли фундамента и заканчивая дневной поверхностью. В каркас так же должны быть включены трехмерные плоскости разрывных нарушений.

По результатам анализа керновых данных, материалов ГИС и выделенных сейсмофаций создается литологическая модель изучаемого бассейна. Литотипы, как правило, задаются из общих представлений о развитии территории, с учетом результатов интерпретации ГИС и исследований керна и шлама. На основании керновых данных рассчитываются петрофизические зависимости, а также оценивается изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) с глубиной залегания за счет уплотнения осадков [Hantschel T. и др., 2009; Галушкин Ю. И., 2007].

Генерационные свойства НГМТ задаются исходя из результатов геохимических исследований кернового материала. В результате анализа геохимических свойств было произведено определение параметров необходимых для проведения бассейнового моделирования. В число таких параметров входят:

- содержание органического углерода в породе (Сорг);
- содержание свободных УВ в породе (S₁);
- содержание УВ, полученных в результате пиролиза керогена (S₂);
- водородный индекс (HI), представляющий собой отношение S_2 к Сорг.

Как правило, определение генерационных параметров происходит на образцах уже претерпевших изменения, связанные с воздействием давлений и температур. Поэтому, при наличие результатов пиролиза, необходимо проводить восстановление к исходным значениям измеренных параметров. На основе этих данных строятся карты изменения на территории исследования генерационных свойств, таких как распределение органического вещества (Сорг), водородного индекса (НІ) и др., а так же карты изменения толщин НГМТ. Наличие корректно построенных карт параметров позволяет оценить характер изменения генерационного потенциала НГМТ в объеме.

При проведении моделирования для каждой выделенной НГМТ необходимо задавать кинетическое уравнение реакции, позволяющие оценить зависимость интенсивности генерации УВ от прогрева породы. Кинетика влияет на время начала и интенсивность генерации, а так же на фазовый состав генерируемых углеводородов.

Для выявления палеорельефа и путей транзита и накопления осадков были построены поверхности палеобатиметрии для основных геологических этапов развития территории. Исследование проводилось с позиций восстановления палеоморфологических условий седиментации и с использованием сиквенс-стратиграфического анализа сейсмических материалов.

Дополнительно при проведении бассейнового моделирования учитывались эпизоды эрозии и перерывы в осадконакоплении. Для учета процессов размыва были построены карты мощностей эродированных осадков.

В результатах моделирования всегда присутствует доля неопределенности. Для её минимализации производится калибровка модели на фактические данные. Традиционно при бассейновом моделировании для калибровки истории эволюции теплового потока используются значения отражательной способности витринита (R_0 vit) и замеры пластовой температуры [Hantschel T. и др., 2009; Галушкин Ю. И., 2007].

ГЛАВА 3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ

3.1 История изучения Большехетской впадины

Изучение территории Большехетской впадины началось в конце пятидесятых годов прошлого века с проведения мелкомасштабных (масштаба 1:1000000) аэромагнитной и гравиметрической съемок. Материалы дистанционных методов исследования позволили получить первичные представления о возрасте, формационном составе фундамента и провести геотектоническое районирование фундамента и осадочного чехла [Шемякина Л.В. и др., 2011]. Региональные работы позволили наметить наиболее перспективные участки для постановки сейсморазведочных работ на нефть и газ.

Начиная с конца шестидесятых годов, на территории Большехетской впадины проводились сейсморазведочные исследования методом однократного профилирования МОГТ. По результатам данных исследований была сформирована первичная модель строения осадочного чехла Большехетской впадины. В это время были построены схематические структурные карты по ОГ: С (верхний мел), М (низы верхнего мела), Б (верхняя юра) [Шемякина Л.В. и др., 2011].

В конце 70-ых годов проводились гравиразведочные и магниторазведочные работы масштаба 1:200000. Также начиная с конца 70 десятых годов прошлого века осуществлялось планомерное изучение геологического строения региональными профилями МОГТ. Применение метода общей глубинной точки позволило повысить разрешающую способность сейсмических исследований, что привело к уточнению представлений о строении осадочного чехла. В это время были построены схематические структурные карты по следующим ОГ: C_3 (сенон), Γ (сеноман), M_1 (апт), B_3 и B_4 (неоком), E_4 (кровля юры), E_4 (верхняя юра, волга), E_4 (верхняя юра), E_4 (пижняя юра), E_4 (пижняя юра), E_4 (приас) [Шемякина Л.В. и др., 2011]. В 1974 году на территории Большехетской впадины пробурена первая разведочная скважина, в результате чего открыто Находкинское месторождение.

В середине 80-х годов была выполнена крупномасштабная (1:50000) аэромагнитная съемка. В результате продолжающихся сейсморазведочных работ в это время была выделена подошва платформенного комплекса [Шемякина Л.В. и др., 2011]. Во второй половине восьмидесятых годов проводилось активное разведочное бурение, результатом которого стало открытие ряда месторождений: Южно-Мессояхского в 1985, Пякяхинского и Хальмерпаютинского в 1989.

В 90-ых годах в пределах Большехетской впадины на сейсмических материалах в районе Тазовского куполовидного поднятия, Западно-Хальмерпаютинского структурного

носа и юго-восточной части Маномъяхинской котловины впервые были выделены ачимовские отложения [Шемякина Л.В. и др., 2011]. В 1992 году подобные отложения были выделены на Хальмерпаютинском структурном мысе. В 2000-ых годах выявлены ачимовские отложения в южной части Большехетской впадины.

В начале 21 века ряд крупных антиклинальных структур Большехетской впадины (Находкинский и Западно-Хальмерпаютинские структурные носы и Южно-Мессояхская седловина) были изучены трехмерной сейсморазведкой [Шемякина Л.В. и др., 2011]. В начале двухтысячных годов впервые был освещён бурением нижнемеловой (неокомский) и юрский комплексы.

Результатом геологоразведочных работ, проведенных с начала изучения территории, стало открытие 7 нефтегазоконденсатных месторождений, включающих в себя 42 залежи: Находкинского, Южно-Мессояхского, Пякяхинского, Северо-Хальмерпаютинского, Хальмерпаютинского, Салекаптского, Перекатного.

3.2 Тектонический очерк

В тектоническом отношении (согласно [Нестеров И.И, 1984]) Большехетская впадина является отрицательной структурой I порядка. Обрамление впадины представлено положительными структурами I порядка. На севере это Нижнемессояхский мегавал, на западе – Юрхаровско-Находкинская седловина, на юге – Тазовский мегавал и Русско-Реченский крупный вал, а на востоке – Сузунский мегавал (рис. 2).

Практически все положительные и отрицательные структуры в пределах Большехетской впадины характеризуется унаследованным строением и в том или ином виде выражены по всем стратиграфическим уровням и связанным с ними сейсмическим горизонтам.

Основой для формирования представлений об истории развития осадочного бассейна является информация о ключевых этапах тектонической активности, её масштабах и влиянии, как на структурообразование, так и на условия седиментации осадочных пород. Для Большехетской впадины характерны те же основные особенности развития, что и для всей Западной Сибири [Хаин В.Е., 2001; Хаин В.Е. и др., 2004; Конторович А.Э. и др., 2000; Конторович В.А. и др., 2001; Колосков В.Н. и др.,2013]. Можно выделить следующие основные стадии тектонического развития бассейна и соответствующие им тектоно-стратиграфические комплексы (рис. 8): дорифтовая стадия (АR, PR и PZ), синрифтовая стадия (Р3-Т), пострифтовая стадия (J-Q). Так же выделяется две стадии тектонической активизации региона приуроченные соответственно к рубежу юрской и меловой систем, и к олигоценовой эпохе.

Дорифтовая стадия (Pz)

Складчатый фундамент Западно-Сибирской плиты объединяет в себя в различной степени деформированные и метаморфизованные породы архейского, протерозойского и палеозойского возраста. Данный комплекс был сформирован на дорифтовой стадии развития территории [Сурков В.С. и др., 2000; Cherepanova Y. и др., 2013].

Синрифтовая стадия (Р₃-Т)

На рубеже пермского и триасового периодов в пределах обширной территории включающей в себя Западно-Сибирскую молодую платформу, Сибирскую платформу и полуостров Таймыр преобладала обстановка тектонического растяжения. В результате была сформирована система континентальных рифтов [Конторович А.Э. и др., 2000; Vyssotski A.V. и др., 2006; Allen M.B. и др., 2006; Грехем Блэкберн, 2010].

Рифтообразование сопровождалось активным формированием комплекса горстов и грабенов, образованием сбросов и излияниями базальтов.

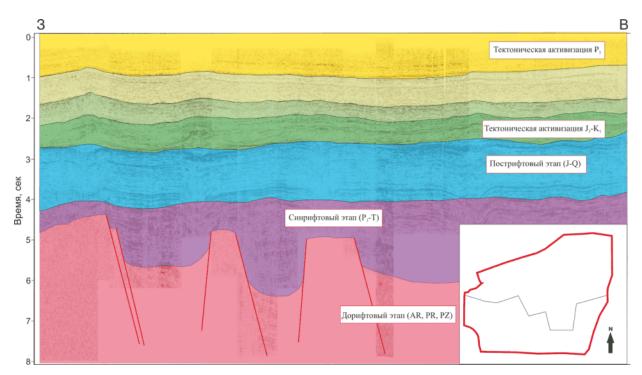


Рисунок 8. Композитный сейсмический профиль через Большехетскую впадину Выделение тектоно-стратиграфических комплексов [Колосков В.Н. и др.,2013]

Возраст данного тектонического события в частности подтверждается датировками базальтов из расположенной в соседнем от Большехетской впадине районе скважине СГ-6. В данной скважине в основании триасовых осадков была вскрыта толща базальтов с возрастом 250 млн. лет [Киричкова А.И., 2010; Колосков В.Н. и др.,2013].

Пострифтовая стадия (J-Q)

Пострифтовой стадии соответствует эпоха формирования отложений чехла Западно-Сибирской молодой платформы. Отличительной особенностью пострифтовой стадии является термальное прогибание осадочного чехла за счет остывания коры после прогрева в синрифтовую стадию. Данный этап продолжается с юрского периода по сегодняшний день. Во время большей части данной эпохи осадконакопление осуществлялось в относительно спокойном тектоническом режиме.

Этапы тектонической активизации региона

Выделяется два этапа тектонической активизации Большехетской впадины. Первый этап — это региональное сжатие в верхнеюрско-раннемеловое время (J_3-K_1) . Второй этап — региональная транспрессия в олигоценовое время (Pg_3) . Оба события повлияли на

современный облик Большехетской впадины и отразились на ее структурных особенностях [Тітиггіеv А.І. и др., 2010; Конторович В.А. и др., 2001; Колосков В.Н. и др., 2013].

На рубеже юрского и мелового периодов в результате тектонических процессов тангенциального сжатия, связанных со спредингом в северных широтах, произошло образование инверсионных поднятий — валов в пределах северной части Западной Сибири. В том числе был сформирован Нижнемессояхский мегавал, ограничивающий с севера район Большехетской впадины [Балдин В.А. и др., 1997; Конторович В.А. и др., 2001; Колосков В.Н. и др., 2013].

Очередная тектоническая активизация Западно-Сибирского бассейна связанная с образованием современных положительных структур приурочена к олигоценовой эпохе. Ряд исследователей [Timurziev A.I. и др., 2010; Колосков В.Н. и др., 2013] коррелируют данный этап складкообразования с крупными геодинамическими событиями — сочленением Евразийской литосферной плиты с Индостаном и раскрытием Полярного Евразийского океанического бассейна.

3.3. Литолого-стратиграфическая характеристика

Стратиграфический интервал осадочного чехла Большехетской впадины охватывает породы от триасовых до четвертичных [Шемякина Л.В. и др., 2011; Колосков В.Н. и др., 2013; Колосков В.Н. и др., 2017]. Точные значения мощности осадочного чехла в пределах впадины на текущий момент не определены. По результатам интерпретации геофизических методов глубина залегания палеозойского фундамента достигает 10-15 км и более [Шемякина Л.В. и др., 2011; Колосков В.Н. и др., 2013; Колосков В.Н. и др., 2017]. Стратификация плитных отложений основывается главным образом на споро-пыльцевом анализе, а так же на находках макро и микрофауны. Литолого-стратиграфическая разреза Большехетской впадины со схемами лито-фациального характеристика районирования представлена на рисунке 9.

Складчатый фундамент

территории изучения Поскольку фундамент не вскрыт бурением, все представления о возрасте и составе фундамента сформированы по данным скважин, вскрывших его в пределах Западно-Сибирской молодой платформы и западной части Сибирской платформы. В соответствии с этими данными в пределах Большехетской впадины фундамент имеет позднегерцинский возраст. Фундамент представлен кристаллическими породами И хлорит-серицитовыми сланцами архейскосреднекембрийского возрастов, а его нижнепалеозойская часть сложена метапесчаниками, порфироидами, доломитами и мраморами, сопряженными с гранитоидами, реже габбро и серпентинитами [Колосков В.Н. и др., 2013].

Отложения чехла

Триасовая система

В пределах Большехетской впадины триасовые отложения, залегающие на значительных глубинах (от 7 км и больше), бурением не охарактеризованы. По сейсмическим материалам мощность пород триасовой системы изменяется от 400 до 2000 метров. По данным Тюменской сверхглубокой скважины, вскрывшей в Уренгойском литофациальном районе толщу триаса мощностью 1721 м, триасовые отложения разделяются на два интервала [Решение 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003]. Нижний представлен эффузивной толщей, состоящей из залегающих практически горизонтально интенсивно измененных поствулканическими процессами базальтов с прослоями туфов корочаевской и хадырьяхской красноселькупской серии. Верхний интервал представлен свит континентальными терригенными отложениями тампейской серии [Нежданов А. А., 2012; Нежданов А. А., 2013].

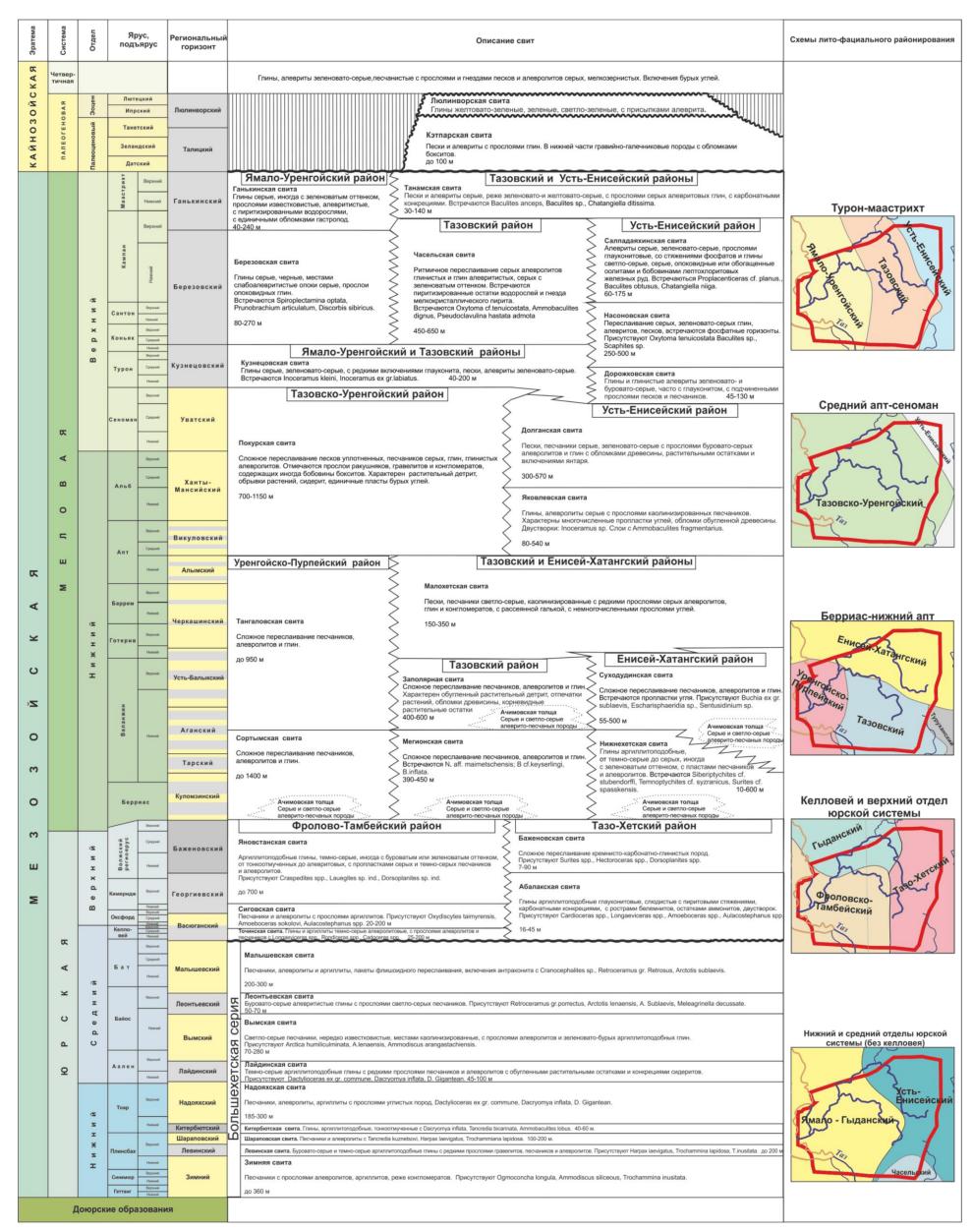


Рисунок 9. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза исследуемого региона (по материалам [Решение 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003]

Юрская система

На осадочных образованиях тампейской серии триаса согласно залегают породы юрской системы (рис. 9).

Нижний и средний отделы (J_1-J_2)

Согласно утвержденной схеме лито-фациального районирования [Решение 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003] нижне-среднеюрских отложений, территория Большехетской впадины находится в пределах Ямало-Гыданского лито-фациального района (ЛФР). Нижне-среднеюрские отложения объединяются в большехетскую серию, в составе которой выделяются зимняя, левинская, шараповская, китербютская, надояхская, лайдинская, вымская, леонтьевская и малышевская свиты [Решение 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003]. В целом большехетская серия представлена терригенными породами морского генезиса. Выделяются как существенно глинистые (левинская, китербютская, лайдинская, леонтьевская), так и песчанистые свиты (зимняя, шараповская, надояхская, вымская и малышевская). Изменения в литологическом составе свит связаны с колебаниями уровня моря и вариациями интенсивности сноса осадков. Среднеюрские отложения трансгрессивно перекрываются преимущественно глинистыми морскими породами позднего келловея, верхней юры и раннего берриаса (нижний отдел меловой системы).

Верхний отдел (Ј3)

Согласно схеме лито-фациального районирования [Решение 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003] верхнеюрских отложений исследуемая территория располагается в пределах двух литофациальных районов — Фролово-Тамбейского и Тазо-Хетского.

Во Фролово-Тамбейском ЛФР в верхнеюрских отложениях выделяются абалакская и баженовская свиты. *Абалакская свита* (J₂₋₃ab) представлена глинами темно-серыми, преимущественно тонкоотмученными, в разной степени глауконитовыми, в нижней половине толщи обычно слюдистыми, а в верхней – нередко с прослоями битуминозных разностей [Решение 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003]. Возраст свиты – келловей – кимеридж. *Баженовская свита* (J₃bg) представлена сложным переслаиванием кремнисто-карбонатно глинистых пород. Глины черные и коричневато-черные аргиллитоподобные битуминозные, массивные и тонкоплитчатые, с остатками рыбного детрита, с отпечатками

двустворчатых и головоногих моллюсков (аммонитов) раннеберриас-волжского веков [Решение 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003].

Тазо-Хетский тип разреза развит в пределах восточной части исследуемой территории. Разрез данного ЛФР является наиболее сложноустроенным в юрском интервале. Здесь выделяются: точинская, сиговская и яновстанская свиты. Точинская свита (I_{2-3} tc) представлена алевритистыми аргиллитоподобными глинами с прослоями песчаников, возраст отложений – нижний – средний келловей. Сиговская свита (I_{3} sg) в нижней части представлена алевролитами глинистыми, а в верхней - переслаиванием песчаников и алевролитов. Возраст свиты – верхний келловей – нижний кимеридж. Яновстанская свита (I_{3} jnv) представлена аргиллитоподобными глинами, темно-серыми, иногда с буроватым или зеленоватым оттенком, от тонкоотмученных до алевритовых, с пропластками серых и темно-серых песчаников и алевролитов. Данная свита имеет клиноформенное строение, причем количество алевролито-песчаных клиноформенных прослоев и пластов увеличивается как вверх по разрезу, так и в восточном направлении [Решение 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003]. Возраст свиты – верхний кимеридж – поздний титон.

В проведенной работе для простоты изложения описания стратификации разреза породы баженовской свиты и верхов явновстановской свиты объединены в баженовский горизонт.

Меловая система

Согласно утвержденным стратиграфическим схемам в пределах Западно-Сибирской молодой платформы меловая система разделяется на три надгоризонта: берриас-нижнеаптский (неокомский), апт-альб-сеноманский и турон-маастрихский. Таким образом, меловая система в пределах Западной Сибири делится в соответствии с особенностями седиментации на три части (за исключением нижней части берриаского яруса), которые не совпадают с границами стратиграфических единиц общей шкалы, но имеют тесную связь с перекрывающими и подстилающими образованиями региона [Решение 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003]. Именно эти три надгоризонта и служат основой для проведения районирования и составления современных региональных стратиграфических схем меловой системы Западной Сибири [Решение 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003]. Стратиграфическая схема меловых отложений представлена на рисунке 9.

Неокомский надгоризонт $(K_1b - K_1a_1)$

Согласно принятой схеме структурно-фациального районирования берриаса - нижнего апта (неокома) Западной Сибири [Решение 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003] в пределах рассматриваемой зоны выделяются Уренгойско-Пурпейский, Тазовский и Енисей-Хатангский районы. Дополнительно необходимо учитывать, что породы неокомского надгоризонта характеризуются клиноформенным строением. Более подробно история изучения и современные представления о строении неокомских отложений приведены в следующем разделе.

В пределах Енисей-Хатангского района выделяются нижнехетская, суходудинская и малохетская свиты. Нижнехетская свита (K₁nh) залегает без видимого перерыва на отложениях верхней юры и представлена чередованием сероцветных аргиллитоподобных глин, алевролитов и песчаников. Свита имеет клиноформенное строение: в верхней части свиты развиты песчано-алевритовые шельфовые пласты, а в низах не повсеместно прослеживаются склоновые, клиноформенные песчано-алевритовые пласты. Возраст свиты – берриас – нижний валанжин. Суходудинская свита (K_1 sh) так же характеризуется клиноформенным строением и согласно наращивает разрез подстилающих пород нижнехетского горизонта. Свита сложена неравномерным чередованием светло-серых и серых песчаников и алевролитов, а также темно-серых аргиллитоподобных глин при общем преобладании алеврито-песчаных пород, доля которых увеличивается вверх по разрезу. Возраст свиты – нижний валанжин – нижний готерив. Малохетская свита (K_1 mlh) залегает с существенным перерывом на суходудинской и сложена светлосерыми, мелко- и среднезернистыми песками и песчаниками [Решение 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003]. Возраст свиты – нижний готерив – нижний апт.

В пределах Тазовского района выделяются мегионская, заполярная и малохетская свиты. Мегионская (K_1 mg) и заполярные (K_1 zap) свиты обладают клиноформенным строением. Данные свиты представлены сложным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Возраст мегионской свиты - берриас – нижний валанжин, а заполярной - нижний валанжин – нижний готерив. Малохетская свита (K₁mlh) залегает несогласно на различных слоях заполярной свиты и представлена в основном песчаноалевролитовыми сероцветными породами с прослоями зеленовато-бурых, реже черных, пропластков углистых глин линзовидных бурых углей ГРешение стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003]. Возраст свиты - нижний готерив – нижний апт.

В пределах Уренгойско-Пурпейского района выделяются сортымская и тангаловская свиты. *Сортымская* (K₁srt) свита обладает клиноформенными строением: выделяются песчано-алевритовые отложения фондоформы и ундаформы и глинистые отложения ортоформы. Возраст свиты - берриас — нижний валанжин. *Тангаловская свита* (K₁tng) представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин, как морского, так и субконтинентального происхождения, при этом роль последних вверх по разрезу возрастает [Решение 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003]. Возраст свиты - нижний валанжин — нижний апт.

Принятая на сегодняшний день схема стратиграфического расчленения неокомского интервала разреза на ряд структурно-фациальных районов, каждый из которых характеризуется своим собственным набором свит, не отражает в полной мере всю сложность строения данных отложений. В связи с данным фактом и для простоты изложения в работе для описания стратификации разреза используются свиты Енисей-Хатангского фациального района. Таким образом, условно выделяется три свиты: нижнехетская K_1b_2 - v_1 - (соответствующая мегионской и сортымской), суходудинская - K_1v_2 - h_1 (соответствующая заполярной и нижней части тангаловской) и малохетская - K_1h_2 - a_1 (соответствующая верхней части тангаловской).

Нижний-верхний отделы меловой системы: апт - сеноман $(K_1a_2 - K_2s)$

Согласно принятой схеме структурно-фациального районирования апта-сеномана Западной Сибири [Решение 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003] в пределах рассматриваемой зоны выделяются Тазовско-Уренгойский и Усть-Енисейский районы. Тазовско-Уренгойский район охватывает практически всю изучаемую территорию. Учитывая неоднозначность в положении границ между ЛФР, Тазовско-Уренгойский тип разреза следует считать основным. В пределах данного района выделяют *покурскую свиту* (K₁₋₂pk) представленную каолинизированными песчаникам с прослоями алевритистых глин. Возраст свиты – средний апт – сеноман.

Верхний мел: турон – маастрихт $(K_2t - K_2m)$

Согласно схеме структурно-фациального районирования турон-маастрихта Западной Сибири [Решение 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003] в пределах рассматриваемой зоны выделяются Ямало-Уренгойский, Тазовский и Усть-Енисейский районы.

Ямало-Уренгойский район охватывает западную часть территории изучения. В пределах данного района выделяют кузнецовскую, березовскую и ганькинскую свиты. *Кузнецовская свита* (K₂kz) представлена серыми и зеленовато-серыми, реже бурыми глинами, местами известковистыми и опоковидными. *Березовская свита* (K₂br) сложена глинами опоковидными нередко с прослоями мергелей и сидерита. *Ганькинская свита* (K₂gn) представлена серыми и зеленовато-серыми алевритистыми глинами с прослоями мергелей и сидерита [Решение 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003].

Тазовский район охватывает восточную и юго-восточную части Большехетской впадины. В пределах данного района выделяют кузнецовскую, часельскую и танамскую свиты. *Кузнецовская свита* (K₂kz) сложена глинами с прослоями песков. *Часельская свита* (K₂cs) представлена глинисто-песчано-алевритовыми отложениями. *Танамская свита* (K₂tnm) представлена глинисто-песчано-алевритовыми отложениями с преобладанием последних в разрезе [Решение 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003].

Усть-Енисейский район развит на самом востоке изучаемой территории. В пределах Усть-Енисейского района выделяют дорожковскую, насоновскую, салпадинскую и танамскую свиты. Дорожковская свита (K2dr) (турон) представлена преимущественно глинистыми отложениями с прослоями алевролитов. Для отложений, обособляемых в насоновскую свиту (K2ns), характерен алевритово-песчаный состав, часто встречаются глауконит и карбонатные конкреции. Породы салпадинской свиты (K2sp) представлены глинами светло-серыми опоковидными, с прослоями пестроцветных алевритов. Танамская свита (K2tn) сложена песками и алевритами с карбонатными конкрециями [Решение 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003].

Палеогеновая система

Палеогеновая система представлена палеоценом, эоценом и частично олигоценом. Отложения системы существенно глинистые с прослоями песков и алевролитов. Встречаются сидериты и диатомиты. Неогеновые отложения на территории Большехетской впадины отсутствуют.

Четвертичная система

Четвертичные осадки с размывом залегают на породах палеогеновой системы. Среди четвертичных отложений, кроме моренных образований, широко распространены слоистые, сравнительно хорошо отсортированные супесчано-суглинистые породы, содержащие подчиненные прослои и пачки песчано-гравийно-галечникового материала.

3.4 История изучения неокомского клиноформенного комплекса и ачимовской толши

Данная работа посвящена изучению строения и условий формирования нижнемеловой (неокомской) ачимовской толщи. Представления о строении и стратиграфии неокома Западной Сибири формировались в течение практически 50 лет [Гурари Ф.Г., 2003]. Однако необходимо отметить, что работы по стратиграфическому расчленению неокомских отложений продолжаются вплоть до настоящего времени.

Изучению строения ачимовской толщи посвящены труды Арефьева С.В., Бейзеля А.Л., Бинштока М.М., Бородкина В.Н., Брадучана Ю.В., Брехунцова А.М., Брылиной Н.А., Высоцкого В.Н., Гогоненкова Г.Н., Гурари Ф.Г., Ершова С.В., Жаркова А.М., Игошкина В.П., Казаненкова В.А., Камыниной Л.И., Карогодина Ю.Н., Кунина Н.Я., Курчикова А.Р., Корнеева В.А., Кулахметова Н.Х., Левинзона И.Л., Мельникова Н.В., Михайлова Ю.А., Мкртчяна О.М., Наумова А.Л., Нежданова А.А., Никитина В.М., Онищука Т.М., Суркова В.С., Трушковой Л.Я., Ухловой Г.Д., Шлезингера А.Е., Ясовича Г.С., и многих других.

Как самостоятельное подразделение ачимовские отложения впервые были выделены Ф.Г. Гурари в 1959 году в ранге пачки. Впоследствии И.И. Нестеров и Ю.В. Брадучан перевели данные отложения в ранг толщи [Курчиков А.Р. и др., 2010].

На начальных этапах геологического изучения Западной Сибири предполагалось, что отложения неокомского надгоризонта характеризуются субгоризонтально слоистым строением. При этом постулировалась изохронность свитных границ в неокоме. Таким образом, свиты просто латерально замещали друг друга в субширотном направлении. В такой модели породы ачимовской толщи плащеобразно прослеживались в пределах всей территории Западной Сибири. Возраст толщи принимался как берриас-валанжинский.

Впервые вопрос о скольжении возраста границ в неокоме был поднят в 1956 году на первом Межведомственном совещании по разработке унифицированных стратиграфических схем Сибири [Труды совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем Сибири, 1956]. В докладе В. П. Маркевича и Ф. Г. Гурари утверждалось, что кровля и подошва многих свит мезозоя Западной Сибири испытывают по простиранию возрастное скольжение. Однако данная идея не была поддержана.

Острые споры вызвала схема расчленения и корреляции неокомских отложений представленная на очередном межведомственном стратиграфическом совещании по доработке и уточнению стратиграфических схем Западно-Сибирской молодой платформы [Решения и труды совещания по доработке и уточнению стратиграфических схем, 1967].

Предложенные упрощенные проекты явно не отвечали массе накопленных к тому времени палеонтологических материалов [Гурари Ф.Г., 2003].

В статье Л.Я. Трушковой опубликованной в 1969 году отмечено, что границы тарской, а на севере мегионской и перекрывающих их киялинской свит испытывают сильное возрастное "скольжение". Одни пласты выклиниваются, фациально замещаются, а выше по разрезу появляются другие, часто очень сходные с первыми. Именно поэтому создается ложное впечатление, что по всей плите тянется один пласт. В данной статье кулисообразное залегание слоев в продуктивной толще неокома объяснялось условиями ее образования, происходившего в период медленной регрессии моря с южных и восточных участков Западной Сибири в ее северо-западные районы [Трушкова Л.Я., 1969].

В 1977 год вышла статья А.Л. Наумова [Наумов А.Л., 1977] посвященная строению пород неокомского надгоризонта. А. Л. Наумов впервые изобразил графически, что неокомские пласты не только скользят по возрастной вертикали, что уже отмечалось ранее другими специалистами, но и имеют наклон к западу, налегая друг на друга, подобно черепице на крыше дома. Согласно предложенной А.Л. Наумовым модели, ачимовские тела локализуются у подножья шельфа, причем за счет медленного заполнения бассейна осадками положение бровки шельфа, а соответственно, и область формирования ачимовской толщи постепенно смещается к центру бассейна.

Благодаря применению сейсморазведки в начале 80-х годов было сформировано представление о клиноформенном (т.е. мегакосослоистом) строении неокомского интервала. Впервые термин «клиноформы», был предложен в статье К.М. Шимкуса и А.Е. Шлезингера [Шимкус К. М. и др., 1984].

В конце 80-ых на основе сейсмостратиграфического анализа группой сотрудников ЦГЭ Миннефтепрома было предложено расчленение единого клиноформенного тела на ряд элементов. Авторы так объясняют свое понимание термина: «Клиноформами (клиноформными комплексами) мы называем мегакосослоистые осадочные тела бокового заполнения относительно глубоководных впадин, состоящие из трех синхронных элементов: шельфового покрова (ундаформы), склоновых наклонно залегающих образований (ортоформы) и донного клиновидного тела (фондоформы)» [Кулахметов Н. Х. и др., 1985].

На сегодняшний день существует ряд моделей седиментации пород ачимовской толщи, которые можно условно объединить в две группы. К первой группе можно отнести различные модели накопления ачимовских отложений в прибрежно-морских или континентальных обстановках за счет воздействия подводных течений, подводных

отмелей, прибрежных дельт, рек и т.д. [Курчиков А.Р. и др., 2010]. Сформированная в рамках таких моделей ачимовская толща характеризуется площадным субгоризонтальным распространением.

Согласно другому подходу аккумуляция ачимовской толщи осуществлялась в относительно глубоководном бассейне за счет его последовательного некомпенсированного заполнения. [Мкртчян О.М. и др., 1986; Гурари Ф.Г., 1994; Карогодин Ю.Н. и др., 1996; Белонин М.Д. и др., 1998; Бородкин В.Н. и др., 1999; Нестеров И.И.(мл.) и др., 2003; Курчиков А.Р. и др., 2009; Курчиков А.Р. и др., 2010]. При такой модели ачимовская толща представляет собой фации подводных конусов выноса локализованных при этом в фондоформенных частях клиноформ. Автор работы придерживается именно этой точки зрения на генезис пород ачимовской толщи.

Существует ряд доводов в пользу сравнительно глубоководного генезиса ачимовской толщи:

- присутствие в автохтонном захоронении остатков белемнитов, головоногих моллюсков, рыб и т. д. . [Бородкин В.Н. и др., 1999];
- большое количество текстур, характерных для турбидитных образований, оползней, отсутствие каких-либо индикаторов прибрежной, волновой переработки осадков [Лидер М.Р., 1986; Рединг Х.Г., 1990; Стоу Д.В., 1990; Бородкин В.Н. и др., 1999,].

Последнее нормативное стратиграфическое совещание посвящённое неокомскому надгоризонту состоялось в 1991 году. В утвержденных на данном совещании стратиграфических схемах по-прежнему не отражен в должной мере факт скольжения возраста границ неокомских стратонов. Таким образом, предполагается последовательная латеральная смена свит в направлении с запада на восток, что не в полной мере отражает реальное геологическое строение пород неокомского горизонта (рис. 10). В связи с тем, что данная упрощенная модель не отражает всей сложности строения пород неокомского надгоризонта, складывается парадоксальная ситуация, при которой в одну свиту могут включаться фрагменты различных по времени формирования осадочных тел с клиноформенной конфигурацией: фондоформенная часть одной, ортоформенная часть другой и ундоформенная часть третьей (рис. 10). Хочется надеяться, что в будущем существующие стратиграфические схемы будут актуализированы и существенно дополнены и переработаны.

Так же на этом совещании было предложено, в связи со сложностью и неоднозначностью взаимоотношения пластов ачимовской толщи индексировать их на каждой площади отдельно. При этом приводится мнение В.Н. Высоцкого, что, исходя из

интерпретации геолого-геофизических материалов, ачимовская толща закономерно изменяет свой стратиграфический объем от берриаса на востоке до готерива на западе [Решение 5-го стратиграфического совещания, 1991].

Таким образом, термин ачимовская толща объединяет в себе нижнемеловые разновозрастные породы, объединенные лишь сходством их морфологии и условий формирования. К ачимовской толще относят песчано-алевритовые отложения, локализованные в фондоформенной и ортоформенной частях неокомских клиноформ (рис. 11).

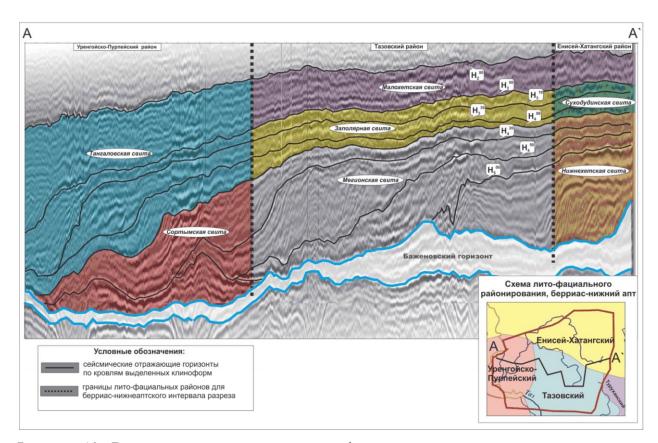


Рисунок 10. Выделение в неокомском клиноформенном комплексе различных свит в соответствии с утвержденными схемами лито-фациального районирования берриаснижнеаптских отложений Западной Сибири

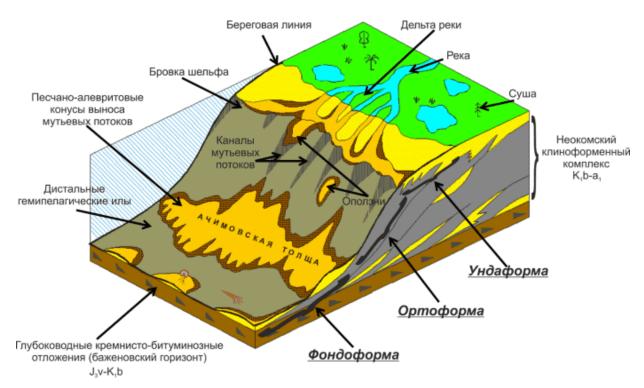


Рисунок 11. Положение ачимовской толщи в клиноформенном комплексе [Нежданов A.A., 2004]

ГЛАВА 4. ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И УСЛОВИЙ СЕДИМЕНТАЦИИ НЕОКОМСКОГО КЛИНОФОРМЕННОГО КОМПЛЕКСА, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРИУРОЧЕННОЙ К НЕМУ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ

4.1 Применяемая в работе терминология

В первую очередь необходимо остановится на используемой в работе терминологии, иерархии выделяемых в неокомском клиноформенном комплексе седиментационных тел и на их взаимоотношениях. В работе используются следующие термины для описания стратификации неокомских отложений: сиквенс, клиноформа, системный тракт, ачимовская толща.

Самым крупным по масштабам выделяемым объектом является сиквенс, представляющий собой породы аккумулированные на протяжении одного цикла колебаний уровня моря [Малышева Е.О. и др., 2011]. В зависимости от продолжительности изменения уровня моря выделяются сиквенсы различного порядка. В пределах территории изучения выделено пять сиквенсов.

Меньшим геологическим масштабом клиноформа, ПО телом является представляющая собой мегакосослоистое осадочное тело бокового заполнения относительно глубоководных впадин [Гогоненков Г. Н. и др., 1988]. Подобные седиментационные тела ограничены сравнительно протяженными пачками глинистых пород, которые могут быть ассоциированы как с внутренними, так и с внешними границами сиквенсов. Таким образом в рамках одного сиквенса, как правило, можно выделить несколько различных клиноформ. В работе термин клиноформа применяется исключительно для описания морфологии выделенных геологических тел.

Сами клиноформы в свою очередь по морфологическим признакам можно разделить на ряд элементов: шельфовый (ундаформа), склоновый (ортоформа) и бассейновый (фондоформа) [Гогоненков Г. Н. и др., 1988].

Следующим по уровню иерархии объектом является системный тракт объединяющий в себе собой породы латерального фациального ряда, образованные в сходных обстановках седиментации [Малышева Е.О. и др., 2011]. Как правило, выделяемые в работе клиноформы сложены породами относящимися к одному или нескольким системным трактам.

Последним и самым низкоуровневым объектом является ачимовская толща. Данный объект является частью тракта низкого стояния уровня моря и представляет собой отложения подводных конусов выноса, локализованных в пределах фондоформенных элементов клиноформ.

В связи со значительной площадью исследуемой территория (более 26 000 км²) в работе была использована тектоническая карта Западно-Сибирской плиты под редакцией И.И. Нестерова [Нестеров И.И, 1984] приведенная на рисунке 2 которая позволяет локализовать выделяемые объекты.

4.2 Стратификация разреза

На первом этапе исследования на основе сейсмических и скважинных материалов была произведена стратификация неокомских отложений. В неокомском интервале разреза уверенно прослеживается следующий ряд сейсмических отражающих горизонтов (ОГ): Б, H_5^{00} , H_4^{00} , H_3^{00} , H_2^{00} . Эти наиболее значимые сейсмические отражающие границы приурочены к преимущественно глинистым породам сформированным на этапах относительного повышения уровня моря.

Неокомский клиноформенный комплекс ограничивается ОГ Б и ${\rm H_2}^{00}$. Отражающий горизонт Б прослежен вблизи кровли юрской системы и отождествляется с подошвой неокомского комплекса. ОГ ${\rm H_2}^{00}$ ассоциируется с кровлей суходудинской свиты, рассматривающейся в качестве верхней границы неокомского комплекса.

Непосредственно в неокомском интервале отождествление отражающих горизонтов со стратиграфическими границами опиралось на результаты сопоставления сейсмических отражающих горизонтов с продуктивным разрезом месторождений Большехетской зоны, полученными специалистами ОАО «Ямалгеофизика» [Сокол И.Д. и др., 2006]. ОГ ${\rm H_5}^{00}$ фиксирует границу нижней подсвиты нижнехетской свиты. ОГ ${\rm H_4}^{00}$ сопоставляется в региональном плане с кровлей отложений нижнехетской свиты и приурочен к регионально распространенной самотлорской пачке глин. ОГ ${\rm H_3}^{00}$ соответствует кровле среднесуходудинской подсвиты (таблица 1).

Таблица 1. Соответствие отражающих горизонтов и стратиграфических границ

Перечисленные выше ОГ служат границами крупных стратиграфических подразделений, внутри которых выделяются стратоны меньшего порядка, связанные с этапами эвстатических колебаний уровня моря и, соответственно, активизацией или замедлением процессов седиментации. Некоторые из таких внутренних клиноформенных комплексов разделяются хорошо прослеживаемыми по площади отражающими границами. С целью детализации строения неокомского клиноформенного комплекса данные горизонты были прослежены по всему имеющемуся объему сейсмических

профилей. В результате выделены следующие дополнительные ОГ: H_5^{30} , H_5^{20} , H_5^{10} , H_4^{50} , ${\rm H_4}^{30},~{\rm H_3}^{30},~{\rm H_3}^{10}.$ Сопоставление временных разрезов с материалами работ предыдущих исследователей [Черепанова Г.П. и др., 1986; Шемякина Л.В. и др., 2008; Шемякина Л.В. и др., 2011] и региональных обобщений по строению клиноформ севера Западной Сибири [Kunin N.Ya. и др., 1996; Курчиков А.Р. и др., 2010] позволило определить стратиграфическое положение выделенных седиментационных тел. В результате, в пределах Большехетской впадины в неокомском комплексе выделено 9 клиноформ: Туколандо-Вадинская, Варейская, Коликъеганская, Российская, Пякяхинская, Самотлорская, Мессояхская, Урьевская и Асомкинская. На рисунке 12 приведено площадное положение бровок шельфа выделенных клиноформ на момент окончания их формирования.

Помимо неокомских клиноформ, по результатам интерпретации сейсмических данных, в основании неокомских отложений выделяется Мессояхское шлейфовое тело. Данный объект имеет локальное распространение на западе территории исследования и залегает между баженовским горизонтом и клиноформенной частью разреза.

На следующем этапе исследования, построенные на основе прослеженных на временных сейсмических профилях отражающих горизонтов, карты изохрон были преобразованы в структурные поверхности. Необходимо отметить, что в пределах северной части Западной Сибири в целом и в Большехетской впадине в частности выделяются так называемые «инверсионные кольцевые структуры» («ИКС»). В пределах «ИКС» положительные структуры, проявляющиеся в меловом интервале разреза, сменяются отрицательными от кровли юры до подошвы осадочного чехла. На территории Большехетской впадины по сейсмическим данным выявлено не менее десятка таких структур. По результатам бурения скважин в пределах ряда «ИКС» установлено, что инверсия горизонтов на сейсмических профилях является кажущейся, т.е. реального прогибания структуре горизонтов хинжин геологического разреза установлено (рис. 13). Подобная инверсия образуется за счет снижения скоростей упругих волн в зонах разуплотнения пород юрского и мелового периодов. Для минимизации влияния скоростных неоднородностей приуроченных к «ИКС» на структурные построения проводилась корректировка карт средних скоростей. В результате были получены структурные поверхности по кровлям девяти выделенных клиноформ.

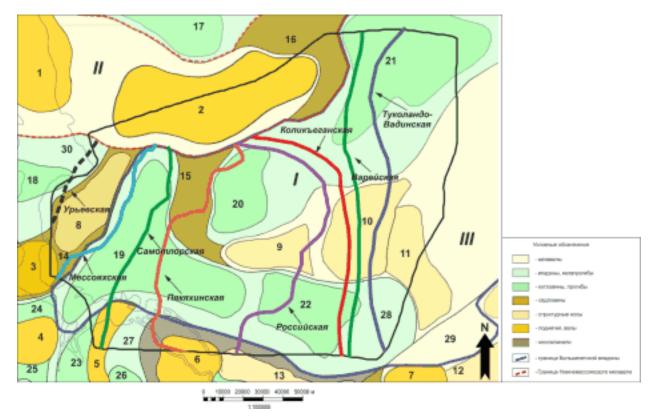


Рисунок 12. Положение бровки шельфа для каждой из выделенных клиноформ на момент формирования (с привлечением материалов [Нестеров И.И, 1984]). окончания их Обозначение тектонических элементов: Ι Большехетская II – Нижнемессояхский мегавал, III – Хальмерпаютинский мегавал, 1 – Антипаютинский вал, 2 - Среднемессояхский вал, 3 - Юрхаровское к.п., 4 - Оликуминский вал, Западно-Тазовский вал, 6 - Тазовское к.п., 7 - Русско-Реченское к.п., 8 – Находкинский структурный нос, 9 – Западно-Хальмерпаютинский структурный нос, 10 – Хальмерпаютинский структурный нос, 11 – Янгусский структурный нос, 12 – Тагульский структурный мыс, 13 – Восточно-Тазовский структурный нос, 14 — Юрхаровско-Находкинская мегаседловина, 15 — Южно-Мессояхская седловина, 16 – Хараутаяхская седловина, 17 – Воркутаяхинский прогиб, 18 – Лымберасейский прогиб, 19 – Маномъяхинская котловина, 20 – Верхнеиндикъяхинская котловина, 21 – Сякутаяхинская котловина, 22 – котловина без названия, 23 – Восточно-Оликуминский прогиб, 24 - Южно-Юрхаровский прогиб, 25 - Южно-Оликуминский прогиб, 26 – прогиб без названия, 27 – Нижнепурский мегапрогиб, 28 – Мярояхинский мегапрогиб, 29 – Тогульская зона поднятий, 30 – Западно-Большехетская впадина.

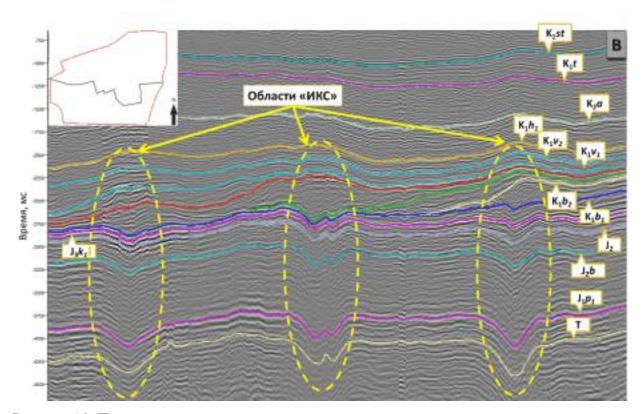


Рисунок 13. Проявление «инверсионных» структур на сейсмических материалах

Структурные поверхности и карты толщин, выделенных клиноформенных тел, использованы для создания структурного каркаса бассейновой модели и анализа морфологических и фациальных особенностей неокомского интервала разреза. Исходя из полученных результатов, создана концептуальная модель формирования неокомского клиноформенного комплекса и его строение в пределах Большехетской впадины, описанная в следующих разделах.

4.3 Сиквенс-стратиграфический анализ

Следующим этапом изучения неокомского комплекса, стало проведение сиквенсстратиграфического анализа на региональных сейсмических профилях. Наиболее информативными для анализа являются региональные сейсмические разрезы по профилям, проходящим вкрест простирания клиноформенных тел. Для проведения сиквенс-стратиграфического анализа были выбраны профили преимущественно субширотной ориентировки. Суммарная длина сейсмических профилей участвовавших в сиквенс-стратиграфическом анализе превышает 2 тысячи погонных километров.

С использованием сиквенс-стратиграфического подхода выделены границы сиквенсов (SB), поверхности максимального затопления территории (MFS) и максимального обмеления территории (MRS). Поверхности максимального затопления территории выделены в кровле Тагринской, Самотлорской, Урьевской клиноформ, в середине нижней части Самотлорской клиноформы, внутри верхней части Самотлорской клиноформы, а также в средней части Асомкинской клиноформы.

Для тракта высокого уровня моря характерно наличие элементов подошвенного прилегания. Для отложений трансгрессивной системы трактов характерно наличие подошвенного прилегания и смещение более молодых отложений в сторону источника поступления осадков [Малышева Е.О. и др., 2011. Регрессивный характер осадконакопления подтверждается наличием на сейсмических профилях двух различных типов несогласий: подошвенного налегания отражений в направлении берега и подошвенного прилегания в сторону бассейна. Так же отмечается смещение области седиментации в сторону открытого бассейна. Упрощенная схема определения системных трактов представлена на рисунке 14. На имеющихся сейсмических материалах уверенно диагностируются тракты высокого и низкого стояния уровня моря, но к сожалению, затруднено однозначное выделение отложений трансгрессивного тракта.

С востока на запад Большехетской впадины в интервале неокомского клиноформенного комплекса выделено три полных и два неполных сиквенса, каждый из которых включает в себя одно или несколько ранее выделенных к клиноформенных тел (табл. 2). Аккумуляция осадков каждого выделенного сиквенса приурочено к одному регрессивно-трансгрессивному циклу регионального масштаба. В то время как формирование отдельных клиноформ связано с колебаниями уровня моря меньшего ранга [Шуваев А.О., 2015].

По продолжительности формирования сиквенсы разделяются на несколько порядков. В среднем выделенные в пределах Большехетской впадины сиквенсы формировались в течении 2.5 млн. лет, что позволяет их отнести к сиквенсам третьего

порядка.

Примеры результатов сиквенс-стратиграфического анализа представлены на рисунках 15 – 20. Самый первый неокомский сиквенс (Коликъеганский) представлен только трактом высокого уровня моря (рис. 15-20). За ним следуют три полных сиквенса: Тагринский, Самотлорский и Урьевский (рис. 15-20). Сформированный на заключительном этапе Асомкинский сиквенс представлен только трактом низкого уровня моря (рис. 15-20).

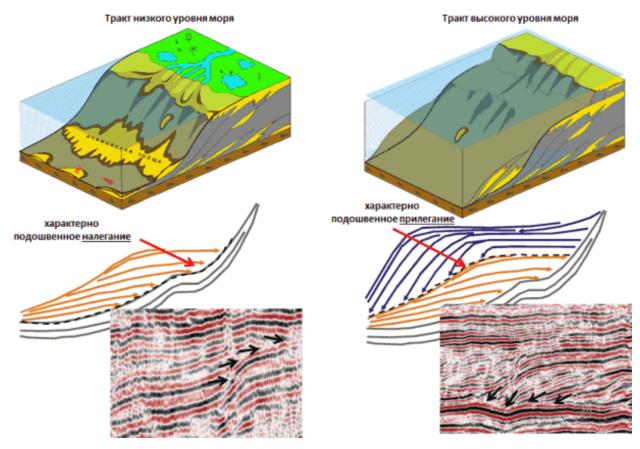


Рисунок 14. Упрощенная схема выделения системных трактов на основе анализа несогласного залегания сейсмических отражающих границ

В пределах Большехетской впадины отложения неокомского комплекса залегающие выше ОГ ${\rm H_3}^{00}$ (клиноформы — Уренгойская, Находкинская, Чеускинская, Покачевская, Перекатная) представлены только своей ундаформной частью, а ортоформы и фондоформы выделяются к западу от изучаемой территории. На рассматриваемой территории данный комплекс пород представлен преимущественно отложениями мелководного шельфа. Соответственно в этой части комплекса выделение сиквенсов не осуществлялось (рис. 15-20).

Таблица 2. Соответствие выделенных ОГ региональным клиноформам

Сейсмический ОГ	Название сиквенса	Название клиноформы
H_2^{00}	не выделяется	Уренгойская
H_2^{10}		Находкинская
H_2^{20}		Чеускинская
$H_2^{\ 30}$		Покачевская
H ₂ ⁴⁰		Перекатная
H ₃ ⁰⁰	Асомкинский	Асомкинская
H ₃ ¹⁰	Урьевский	Урьевская
H_3^{30}		Мессояхская
H_4^{00}	Самотлорский	Самотлорская
H_4^{30}	Тагринский	Пякяхинская
H_4^{50}		Российская
H_5^{00}	Коликъеганский	Коликъеганская
H_5^{20}		Варейская
H_5^{30}		Туколандо-Вадинская

Коликъеганский сиквенс (К₁b)

Начало формирования неокомского клиноформенного комплекса в пределах Большехетской впадины связано с образованием в восточной части территории изучения Коликъеганского сиквенса (рис. 15-21).

В пределах Коликъеганского сиквенса можно выделить ряд осадочных тел: Туколандо-Вадинская, Варейская, Коликъеганская клиноформы и Мессояхское шлейфовое тело. Их формирование обусловлено локальными колебаниями уровня моря во время формирования данного сиквенса.

На сейсмических разрезах породы данного сиквенса в основном характеризуются агградационным и проградационным характерами напластования и наличием несогласий типа подошвенного прилегания (рис. 15-21). Таким образом, можно утверждать, что отложения Коликъеганского сиквенса аккумулировались в условиях высокого стояния уровня моря. Причем Туколандо-Вадинская и Варейская клиноформы соответствуют первой половине НST, тогда как Коликъеганская клиноформа была сформирована на начальных стадиях регрессии и соответствует второй половине HST (рис. 15-21).

3 В LST баженовский горизонт мессояхско шлейфовое тело HST (highstand systems tract) -Н, 00 - кровля Уренгойской клиноформы SB (sequence boundary) тракт высокого уровня моря кровля Асомкинской клиноформы граница сиквенсов - кровля Урьевской клиноформы LST (lowstand systems tract) -MFS (maximum flooding surface) тракт низкого уровня моря Условные обозначения: Н,[∞] - кровля Самотлорской клиноформы поверхность максимального затопления Isf (lowstand fan) -- кровля Пякяхинской клиноформы сейсмические - кровля Тагринской клиноформы подводные конусы выноса MRS (maximum regressive surface) отражающие горизонты - кровля Коликъеганской клиноформы Isw (lowstand wedge) поверхность максимальной регрессии клин низкого уровня моря

Рисунок 15. Сиквенс-стратиграфический анализ неокомского клиноформенного комплекса по композитному профилю 1

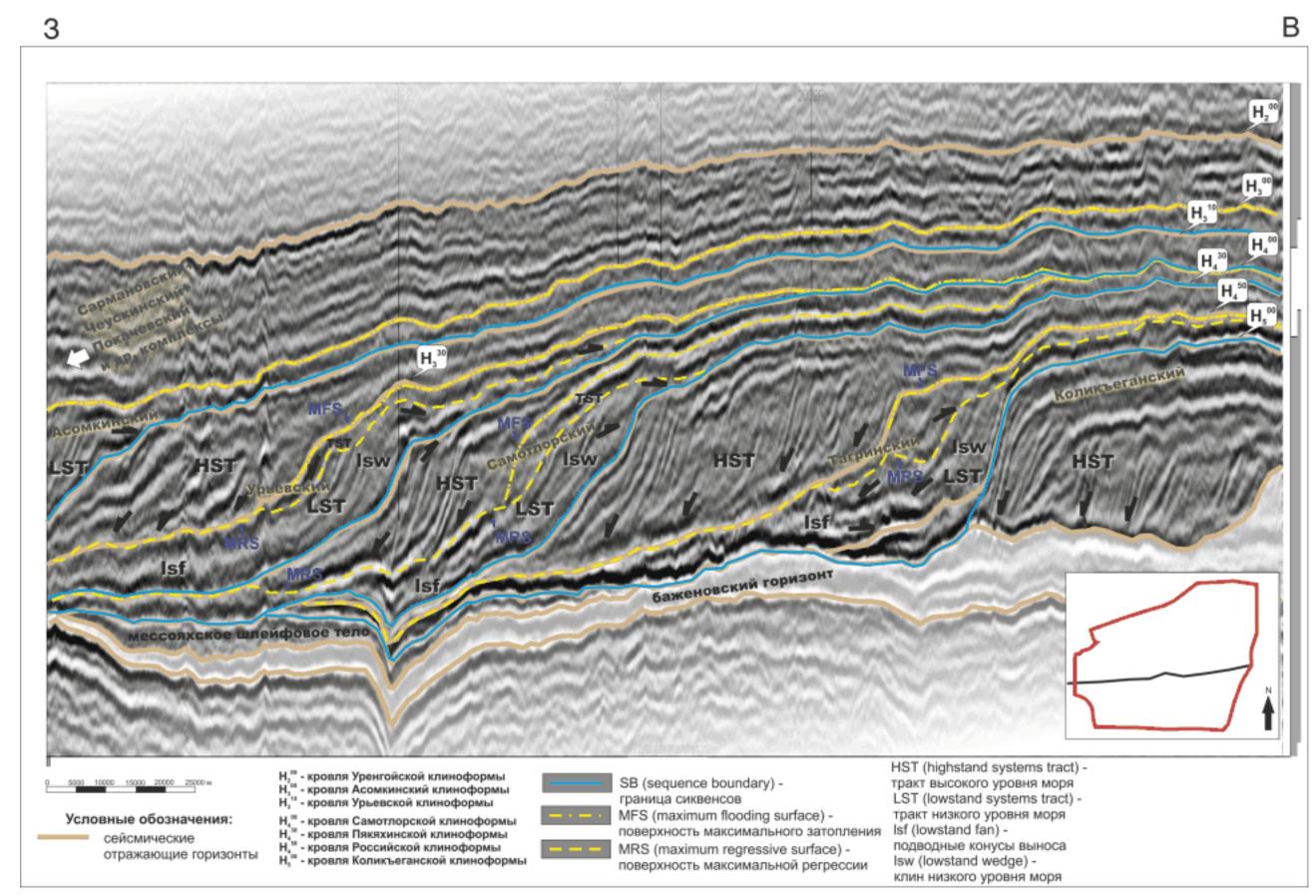


Рисунок 16. Сиквенс-стратиграфический анализ неокомского клиноформенного комплекса по композитному профилю 2

В 3 баженовский горизонт HST (highstand systems tract) - ${\rm H_3}^\infty$ - кровля Уренгойской клиноформы ${\rm H_3}^\infty$ - кровля Асомкинской клиноформы ${\rm H_2}^\infty$ - кровля Урьевской клиноформы SB (sequence boundary) тракт высокого уровня моря LST (lowstand systems tract) граница сиквенсов тракт низкого уровня моря MFS (maximum flooding surface) - H_4^{80} - кровля Самотлорской клиноформы H_4^{80} - кровля Пякяхинской клиноформы H_4^{80} - кровля Тагринской клиноформы Условные обозначения: Isf (lowstand fan) поверхность максимального затопления сейсмические подводные конусы выноса MRS (maximum regressive surface) отражающие горизонты

Рисунок 17. Сиквенс-стратиграфический анализ неокомского клиноформенного комплекса по композитному профилю 3

поверхность максимальной регрессии

Isw (lowstand wedge) -

клин низкого уровня моря

- кровля Коликъеганской клиноформы

В 3 чеускинский+ Покачевский W AD. KOMMNEKCH Асомкинский Коликьеганский Самотпорский **Урьевский** баженовский горизонт мессояхское шлеифовое тело HST (highstand systems tract) -SB (sequence boundary) тракт высокого уровня моря LST (lowstand systems tract) -тракт низкого уровня моря ачимовские конусы выноса граница сиквенсов глины MFS (maximum flooding surface) -Условные обозначения: поверхность максимального затопления Isf (lowstand fan) шельфовые отложения сейсмические подводные конусы выноса MRS (maximum regressive surface) мелководно-морские отражающие горизонты lsw (lowstand wedge) поверхность максимальной регрессии и аллювиальные отложения клин низкого уровня моря

Рисунок 18. Пример сиквенс-стратиграфического расчленения неокомского клиноформенного комплекса по профилю 1

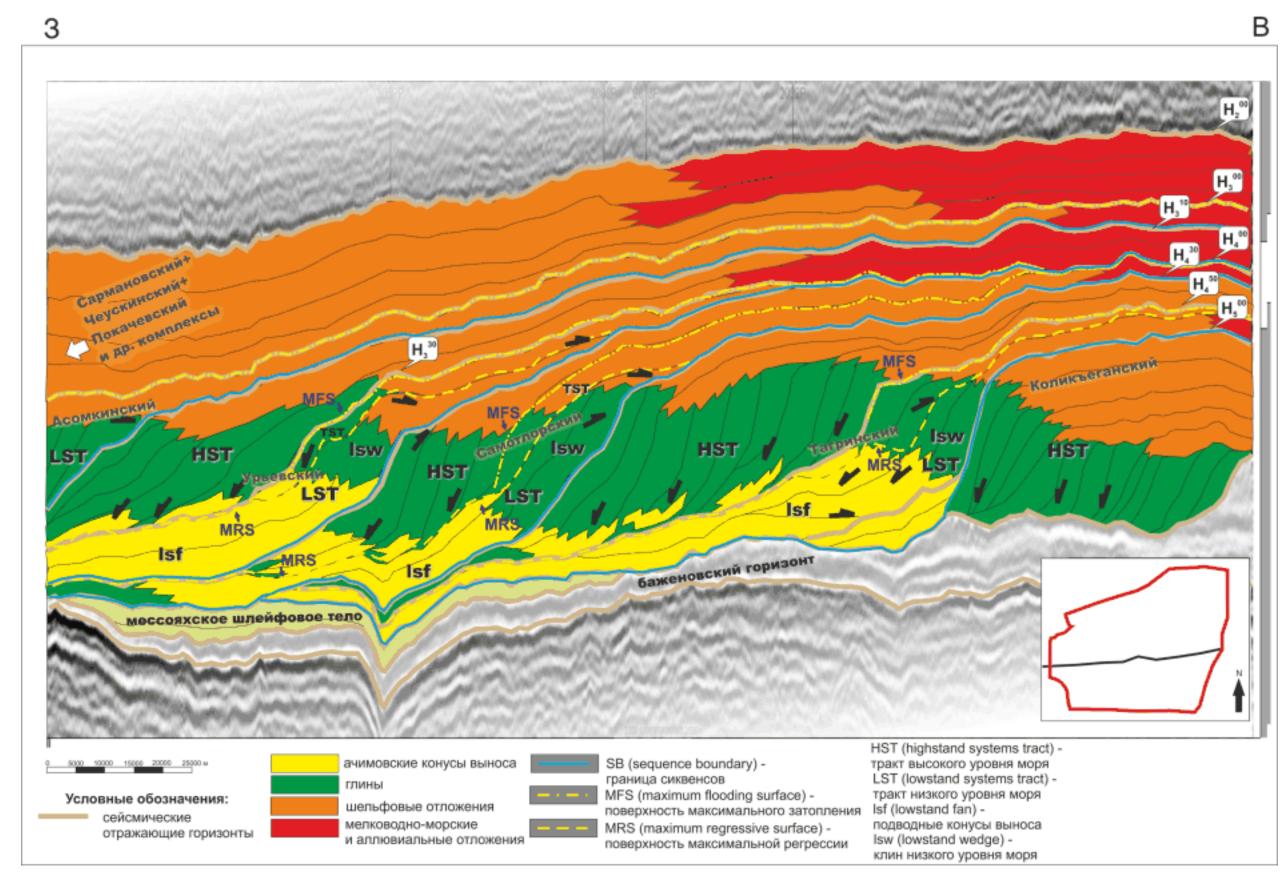


Рисунок 19. Пример сиквенс-стратиграфического расчленения неокомского клиноформенного комплекса по профилю 2

3 B

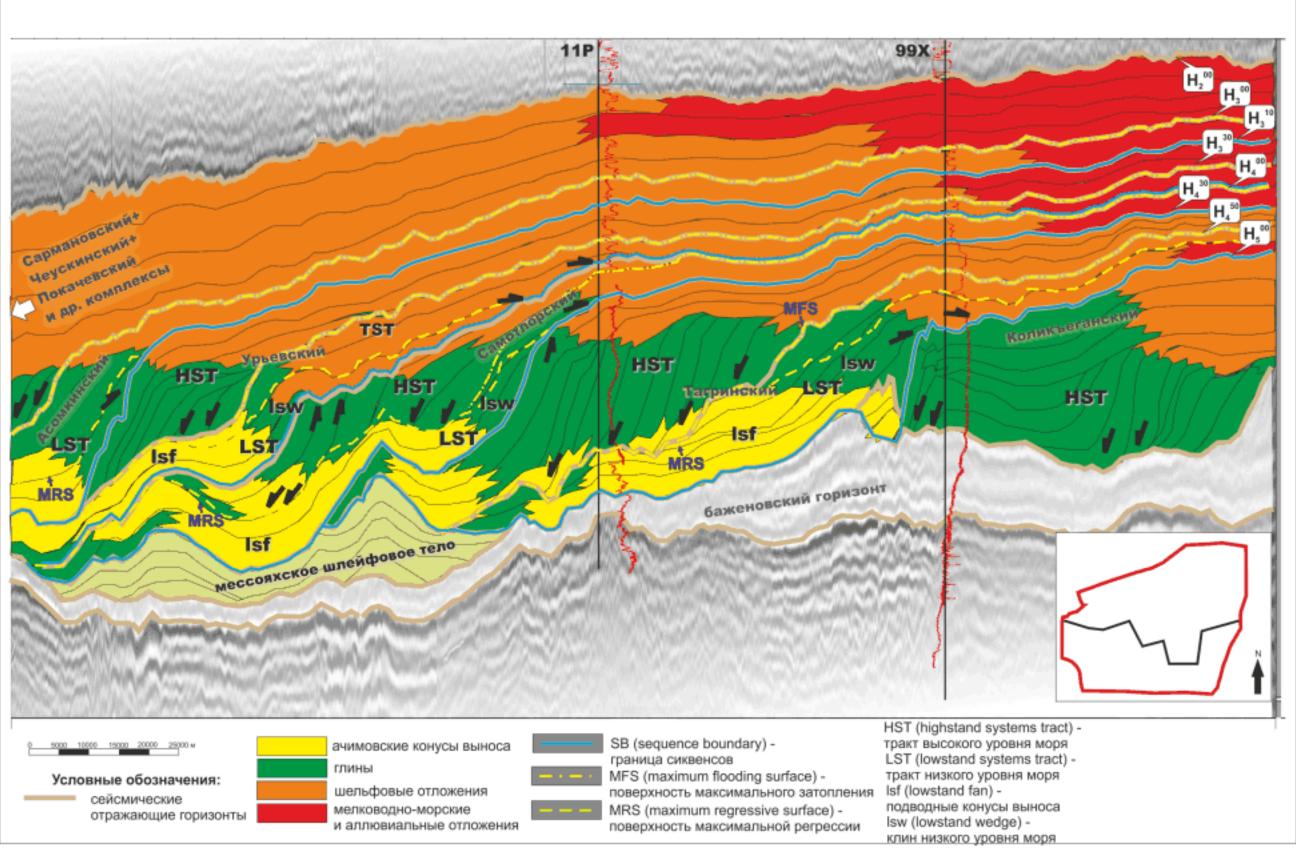


Рисунок 20. Пример сиквенс-стратиграфического расчленения неокомского клиноформенного комплекса по композитному профилю 3

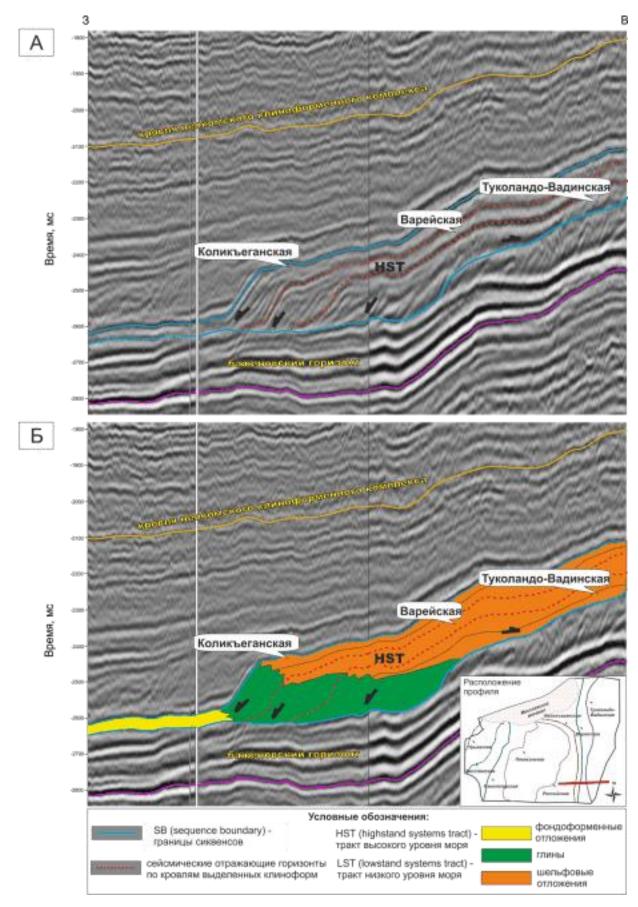


Рисунок 21. Коликъеганский сиквенс. Пример результатов сиквенс-стратиграфического анализа: а — выделение отдельных клиноформ и несогласий, б — выделение и классификация системных трактов

Тагринский сиквенс $(K_1b_2-v_1)$

Начавшаяся на заключительном этапе формирования Коликъеганского сиквенса регрессия продолжилась на этапе формирования Тагринского сиквенса. Отложения Тагринского цикла представляют собой полный сиквенс начинающийся с тракта низкого уровня моря и завершающийся трактом высокого уровня моря. В составе Тагринского сиквенса выделяются две клиноформы: образованная на этапе регрессии Российская (соответствующая породам LST) и сформированная при повышении уровня моря Пякяхинская (TST и HST) (рис. 15-20 и рис. 22).

Нижняя часть Тагринского сиквенса (Российская клиноформа) характеризуется наличием несогласий типа кровельного прилегания и подошвенного налегания с преобладанием вторых. Подобная конфигурация границ маркирует снижение относительного уровня моря (см. рис. 14). Во время регрессии вглубь осадочного бассейна выносится огромное количество кластического материала, за счет чего происходит формирование значительных по протяженности подводных конусов выноса и склоновых клиньев тракта низкого уровня моря. Вследствие лавинной седиментации склон клиноформы существенно выполаживается по сравнению с ранее сформированным комплексом.

Верхняя часть Тагринского сиквенса (Пякяхинская клиноформа) характеризуется наличием несогласий типа подошвенного прилегания и резкими углами падения клиноформы (рис. 15-20 и рис. 22). Подобная конфигурация сейсмических отражений однозначно свидетельствует о трансгрессивном генезисе пород (см. рис. 14). При повышении уровня моря снижается интенсивность поступления кластического материала в бассейн седиментации, склон клиноформы становится более крутым. На начальных этапах повышения уровня моря (соответствующим TST) формируются небольшие по протяжённости подводные конусы выноса. На завершающей стадии формирования Тагринского сиквенса соответствующей тракту высокого уровня моря накапливались глинистые пласты, соответствующие поверхности максимального затопления (MFS).

Тагринский сиквенс вскрыт скважиной 99X в ундаформной части вблизи ее бровки. По данным ГИС и анализов шлама этот интервал разреза характеризуется увеличением доли песчано-алевролитовых фракций. Фондоформенная часть Тагринской клиноформы вскрыта в скважине 11P.

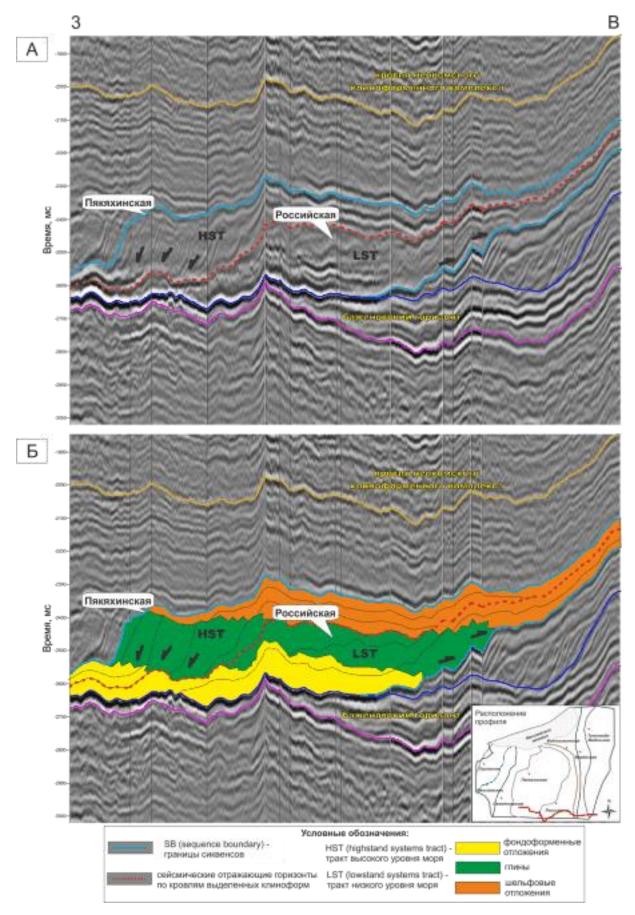


Рисунок 22. Тагринский сиквенс. Пример результатов сиквенс-стратиграфического анализа: а — выделение отдельных клиноформ и несогласий, б — выделение и классификация системных трактов

Самотлорский сиквенс (K₁v)

Отложения Самотлорского цикла представляют собой второй полный сиквенс начинающийся с тракта низкого уровня моря и завершающийся трактом высокого уровня моря. В составе Самотлорского сиквенса выделяется одна одноименная клиноформа. Во время регрессии формировались клинья низкого уровня моря и подводный конус выноса. Регрессивный характер осадконакопления подтверждается наличием элементов подошвенного налегания на сейсмических профилях и общим проградационным типом пакетов парасиквенсов. При дальнейшем повышении интенсивности поступления осадков склон клиноформы становится более пологим, а протяженность подводных конусов выноса увеличивается (рис. 15-20 и рис. 23).

При последующей трансгрессии аккумулировались осадки TST и HST, что подтверждается наличием пачек с агградационным характером напластования и несогласий типа подошвенного налегания в бассейновой части территории.

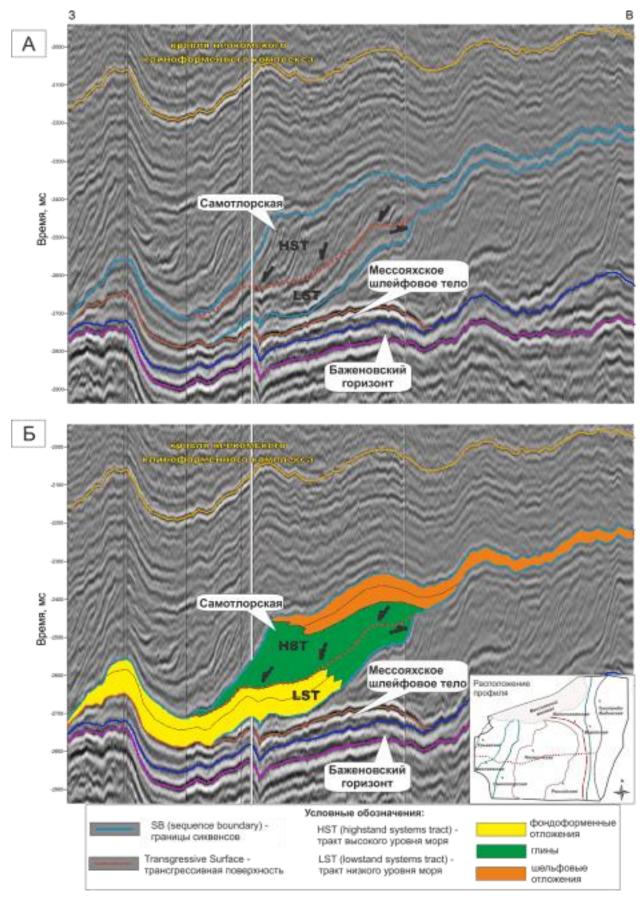


Рисунок 23. Самотлорский сиквенс. Пример результатов сиквенс-стратиграфического анализа: а — выделение отдельных клиноформ и несогласий, б — выделение и классификация системных трактов

Урьевский сиквенс (K₁v-h₁)

В пределах Урьевского сиквенса выделяются Мессояхская и Урьевская клиноформы. На сейсмических разрезах в пределах Мессояхской клиноформы уверенно выделяются поверхности несогласного залегания типа подошвенное налегание. Общий характер напластования осадков данной клиноформы проградационный. Все это свидетельствует о том, что аккумуляция осадков Мессояхской клиноформы приурочена к этапу падения уровня моря. Таким образом, данная клиноформа сложена осадками характерными для LST (рис. 15-20 и рис. 24).

При последующей медленной трансгрессии аккумулировались осадки Урьевской клиноформы. В её составе возможно выделить породы TST и HST (рис. 15-20 и рис. 24). На сейсмических разрезах отмечается широкое развитие несогласий типа подошвенное налегание в пределах береговых районов и несогласий типа подошвенное прилегание в относительно глубоководной части бассейна.

Асомкинский сиквенс (К1h1)

Отложения Асомкинской клиноформы формируют последний выделенный в пределах Большехетской впадины сиквенс - Асомкинский. На сейсмических материалах уверенно выделяются породы, сформированные в условиях низкого стояния уровня моря (рис. 15-20 и рис. 25). Вероятнее всего в ундаформенной части присутствуют осадки, сформированные на этапе трансгрессии. Отсутствие сейсмических материалов к западу от территории исследования не позволяет с уверенностью утверждать о наличии отложений тракта низкого уровня моря в данном сиквенсе.

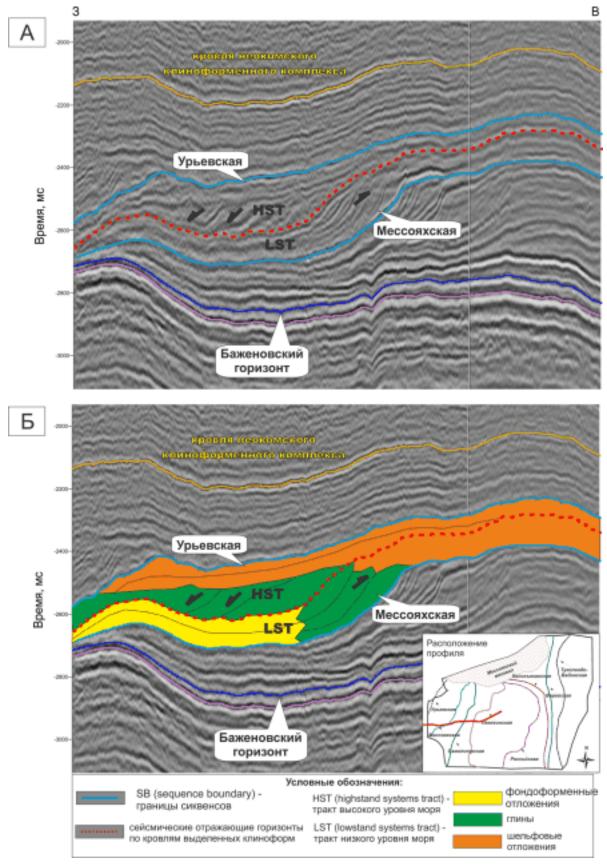


Рисунок 24. Урьевский сиквенс. Пример результатов сиквенс-стратиграфического анализа: а — выделение отдельных клиноформ и несогласий, б — выделение и классификация системных трактов

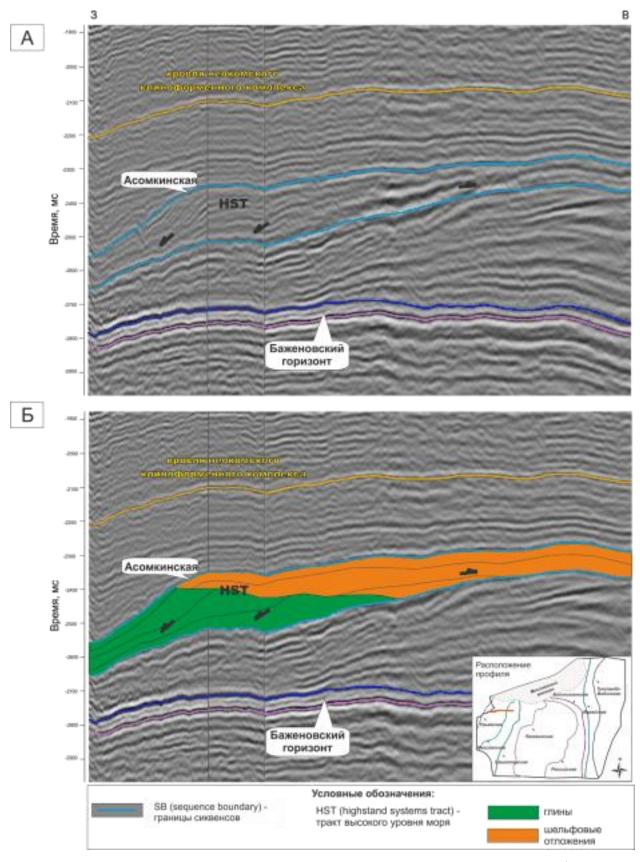


Рисунок 25. Асомкинский сиквенс. Пример результатов сиквенс-стратиграфического анализа: а — выделение отдельных клиноформ и несогласий, б — выделение и классификация системных трактов

4.4 Условия осадконакопления неокомского клиноформенного комплекса

Неокомский клиноформенный комплекс (НКК) сформировался в результате направленного преимущественно с востока на запад некомпенсированного бокового наращивания разреза. В результате лавинной седиментации на фоне региональной регрессии в пределах Большехетской впадины был сформирован последовательный ряд клиноформенных тел, каждое из которых характеризуется индивидуальными морфологическими и структурно-фациальными особенностями.

Для севера Западной Сибири характерно близкое к субмеридиональному простирание неокомских клиноформ с постепенной проградацией комплекса в северозападном направлении (рис. 26). Однако, в пределах Большехетской впадины ряд клиноформенных тел ориентированы иначе. Данная особенность строения НКК связана с образованным на рубеже юрского и мелового периодов Нижнемессояхским мегавалом, ограничивающим Большехетскую впадину с севера. Формирование мегавала привело к изменению палеоморфологии бассейна седиментации, что и обусловило изменение регионального простирания ряда неокомских клиноформ, приуроченных к Коликъеганскому и Тагринскому сиквенсам (рис. 12) [Шуваев А.О., 2015].

Как уже упоминалось в разделе 3.4 в пределах единого седиментационного тела клиноформы можно выделить ряд элементов представляющих собой области различных обстановок осадконакопления: ундаформенный, ортоформенный и фондоформенный.

Опираясь на сопоставление результатов анализа имеющегося кернового материала и оценки палеобатиметрии можно сделать предположение об условиях формирования пород приуроченных к различным системным трактам. Как правило, начало формирования клиноформы приурочено к этапу падения уровня моря. На данной стадии в сравнительно глубоководных частях бассейна и у подножья склона формируются подводные конусы выноса. Накопленные таким образом осадки формируют фондоформенную часть клиноформы и представляют собой LST.

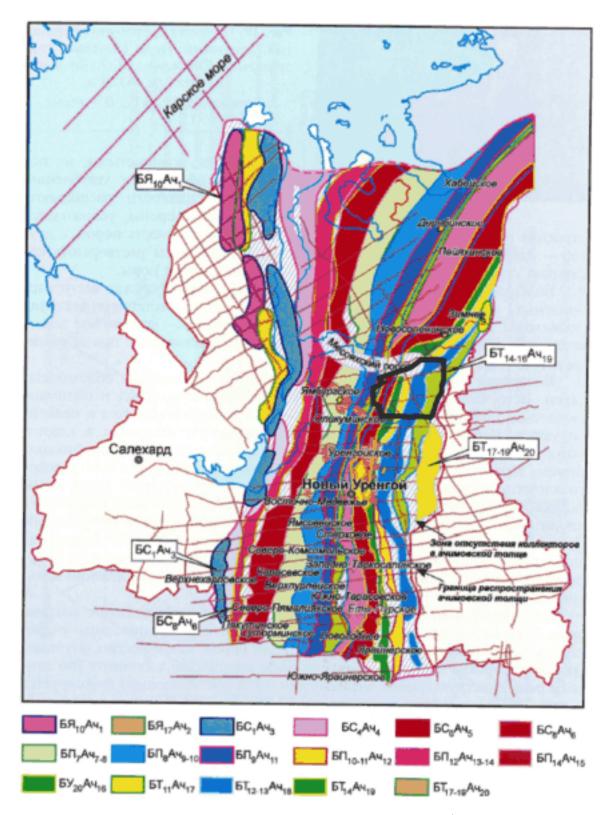


Рисунок 26. Сводная карта площадного распространения клиноформенных образований ачимовского комплекса севера Западной Сибири [по [Курчиков А.Р. и др., 2010]. Черным отмечено положение исследуемого района

При последующем подъеме уровня моря (соответствующем HST) осадконакопление постепенно смещается в сторону берега. На стадии максимальной трансгрессии (TST) породы главным образом накапливаются на шельфе. Таким образом, породы, относящиеся к HST и TST, могут формироваться как в относительно глубоководных, так и в мелководных условиях. В первом случае они сложены склоновой глинистыми отвечают преимущественно разностями И обстановке осадконакопления, во втором случае – шельфовым фациям, которые представлены переслаиванием песчаников и алевролитов с прослоями более глинистых разностей.

Далее детально рассмотрены особенности осадконакопления каждого выделенного седиментационного тела.

Коликъеганский сиквенс (К1b)

Схема распространения осадков Коликъеганского сиквенса (без учета пород Мессояхского шлейфового тела) по площади представлена на рисунке 27. Как уже упоминалось ранее, с рубежом юрского и мелового периодов связано образование Нижнемессояхского мегавала. Данный вал формировался синхронно с накоплением пород Коликъеганского сиквенса и служил барьером на пути распространения осадков в северозападном направлении. Подобные особенности палеоморфологии бассейна седиментации оказали влияние на строение клиноформ Коликъеганского сиквенса. Так, Варейская и Коликъеганская клиноформы характеризуются дугообразой морфологией шельфовых бровок. Так же за счет размыва пород слагающих Нижнемессояхский мегавал была сформирована дополнительная область активного осадконакопления, локализованная у его подножья.

Ортоформенные элементы Туколандо-Вадинской, Варейской и Коликъеганской клиноформ вскрыты разведочной скважиной 99Х. Исходя из данных ГИС и керновых материалов, можно сделать вывод, что данные элементы представлены переслаиванием алевролита и аргиллита (рис. 28).

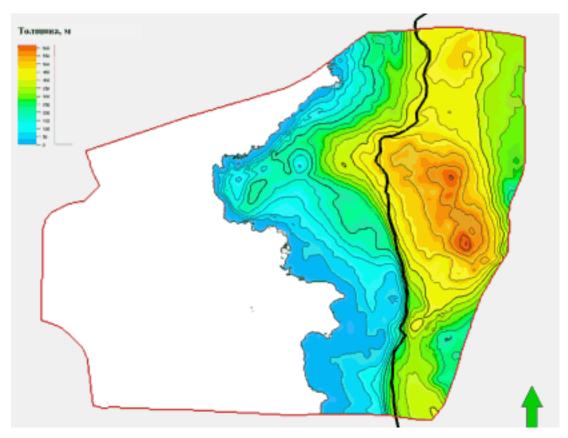


Рисунок 27. Схема распространения осадков Коликъеганского сиквенса (черной линией показано расположение бровки шельфа на конец формирования сиквенса)

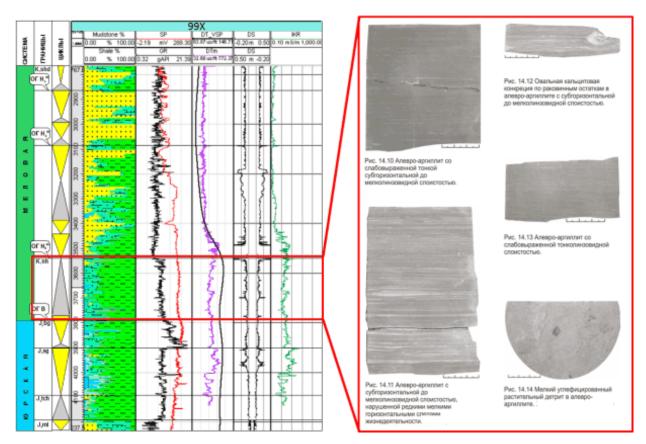


Рисунок 28. Вскрытый скважиной 99Х разрез Коликъеганского сиквенса

Туколандо-Вадинская клиноформа и Мессояхское шлейфовое тело

В пределах Большехетской впадины самыми ранними седиментационными образованиями неокомского надгоризонта являются отложения Туколандо-Вадинской клиноформы и образованного синхронно с ней Мессояхского шлейфового тела. Туколандо-Вадинская клиноформа выделяется на востоке изучаемой территории (рис. 29). Депоцентр клиноформы приурочен к её ортоформенной части и располагается вблизи Хальмерпаютинского структурного мыса. Расположение бровки палеошельфа на момент окончания формирования данного стратона практически субмеридиональное. Исходя из анализа толщин, можно предположить, что осадочный материал поступал главным образом с востока.

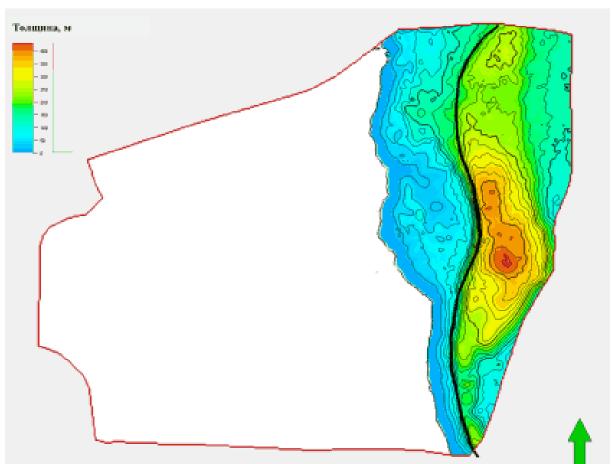


Рисунок 29. Схема распространения осадков Туколандо-Вадинской клиноформы (черной линией показано расположение бровки шельфа на конец формирования клиноформы)

На основании проведенного анализа в пределах Туколандо-Вадинской клиноформы с востока на запад выделяются 3 фациальные зоны: ундаформенная (представленная песчано-алевритовыми отложениями шельфового генезиса), ортоформенная (сложенная глинисто-алевритовыми породами) и фондоформенная (маломощные глинистые пласты) (рис. 30). По скважинным и сейсмическим материалам ачимовская толща не выделяется.

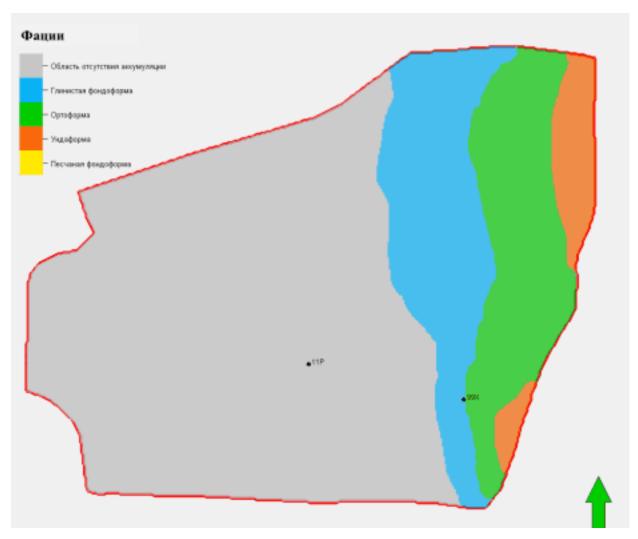


Рисунок 30. Лито-фациальная схема Туколандо-Вадинской клиноформы

Как упоминалось в разделе 4.2, на северо-западе изучаемой территории выделяется нестандартный геологический объект (рис. 31). Существуют разные точки зрения на строение и условия формирования данного седиментационного тела:

- в отчете ОАО «Ямалгеофизики» [Сокол И.Д. и др., 2006] рассматривается предположение о верхнеюрском времени формирования данного объекта за счет сноса осадочного материала с Таймыра;
- в работе ОАО "СибНАЦ", [Пенягин П.В. и др, 2007] данный объект отождествляется с конусом выноса, сформированным за счет привноса материала с северо-восточного направления.

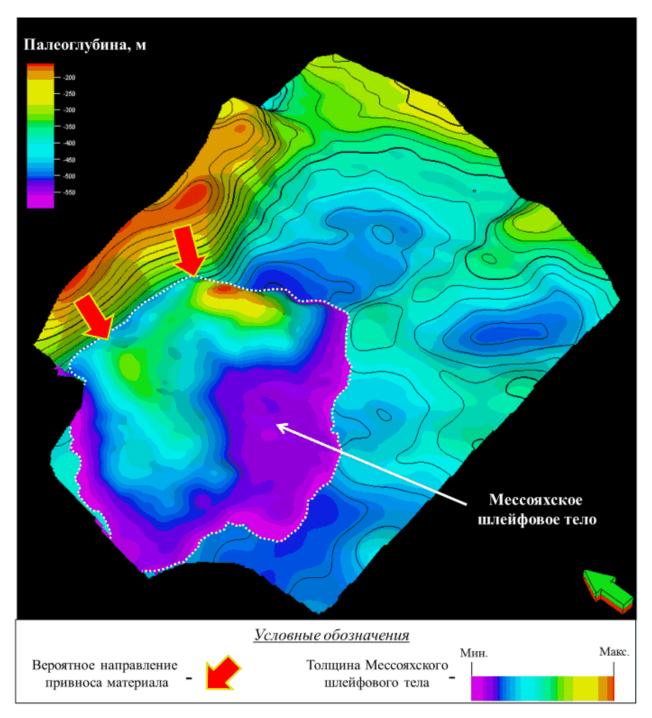


Рисунок 31. Общая толщина Мессояхского шлейфового тела наложенная на схему палеоглубин бассейна седиментации

Автор работы придерживается точки зрения, согласно которой этот геологический объект представляет собой шлейфовое тело. Данное осадочное тело было сформировано в области удаленной от региональных источников сноса в относительно глубоководных условиях. В окружении Мессояхского шлейфового тела отсутствуют синхронные по времени формирования геологические тела. Учитывая, что одновременно с образованием данного объекта происходил рост крупной положительной структуры — Нижнемессояхского мегавала, где размыты отложения верхне- и частично среднеюрского

отделов, можно предположить, что данное осадочное тело сформировалось за счет эрозии пород слагающих Нижнемессояхский мегавал (рис. 32). Эрозионный срез в пределах Нижнемессояхского вала мог достигать значительных объемов, так по данным [Балдин В.А. и др., 1997] он мог составлять до 400 метров. Размываемые и сносимые к его подножию осадки заполняли погружающуюся область Большехетской впадины. Область максимальных толщин шлейфового тела располагается у подножия Нижнемессояхского мегавала.

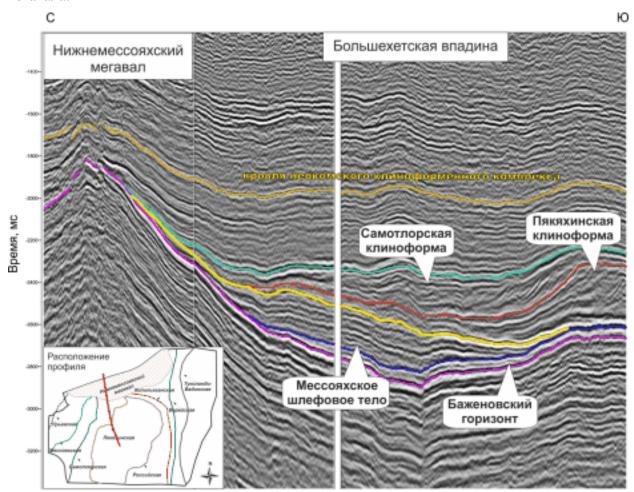


Рисунок 32. Выделение Мессояхского шлейфового тела на сейсмических материалах

Размывались и переоткладывались, в основном, верхнеюрские глинистые отложения приуроченные к баженовскому горизонту и, в меньшей степени, среднеюрские песчано-алевритовые породы малышевской свиты. Таким образом, Мессояхское шлейфовое тело, вероятнее всего, сложено слабопроницаемыми глинисто-алевритисто-песчаными породами.

Необходимо отметить, что, как правило, термином «шлейфовое тело» понимают геологические объекты, сформированные за счет размыва карбонатных тел, и, соответственно, сложенные карбонатно-обломочными породами. Однако выделяемое в данной работе Мессояхское шлейфовое тело сложено терригенными отложениями.

По окончанию своего формирования Мессояхское шлейфовое тело служило барьером на пути распространения песчаных осадков неокомских клиноформ в северном и в западном направлениях и, таким образом, ограничивало область распространения фондоформенных осадков более поздних клиноформ. При сопоставлении области развития Мессояхского шлейфового тела с областью развития выделенных ачимовских отложений (рис. 33) видно, что в пределах развития Мессояхского шлейфового тела ачимовский комплекс либо отсутствует, либо существенно редуцирован.

В целом на начало формирования Туколандо-Вадинской клиноформы и Мессояхского шлейфового тела палеорельеф дна бассейна характеризовался общим уклоном дна с востока-юго-востока на запад под углом порядка 0,5 градуса (рис. 34). На севере Большехетской впадины выделяется высокоамплитудный Нижнемессояхский вал, на склонах которого угол наклона рельефа достигает 3,5 градусов.

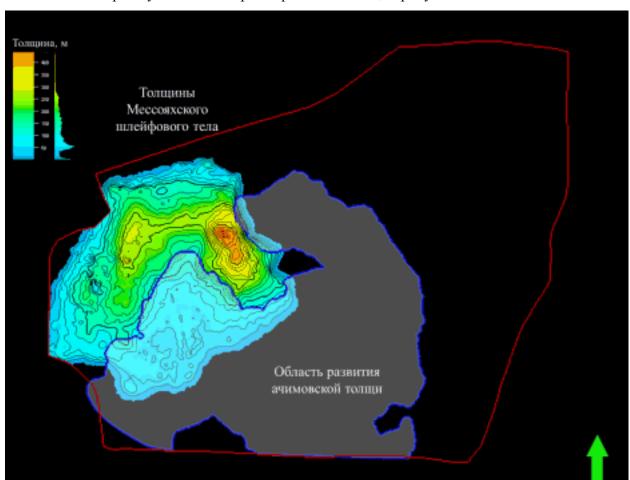


Рисунок 33. Сопоставление области развития Мессояхского шлейфового тела и ачимовских отложений (оконтурено синей линией)

Глубина бассейна во время формирования Туколандо-Вадинской клиноформы и Мессояхского шлейфового тела менялась от 150 до 900 метров (рис. 35). Согласно полученной оценке наиболее погруженная область протягивалась с юго-запада на северо-

восток через Маномъяхинскую и Верхнеиндикъяхинскую котловины и Южно-Мессояхскую седловину, сужаясь и мелея в северо-восточном направлении. Область минимальных глубин приурочена к выступавшему над поверхностью воды Нижнемессояхскому мегавалу.

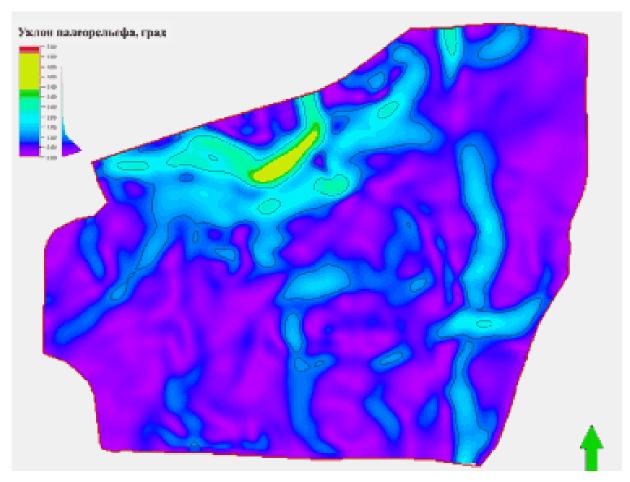


Рисунок 34. Карта углов рельефа дна бассейна к началу образования Туколандо-Вадинской клиноформы и Мессояхского шлейфового тела

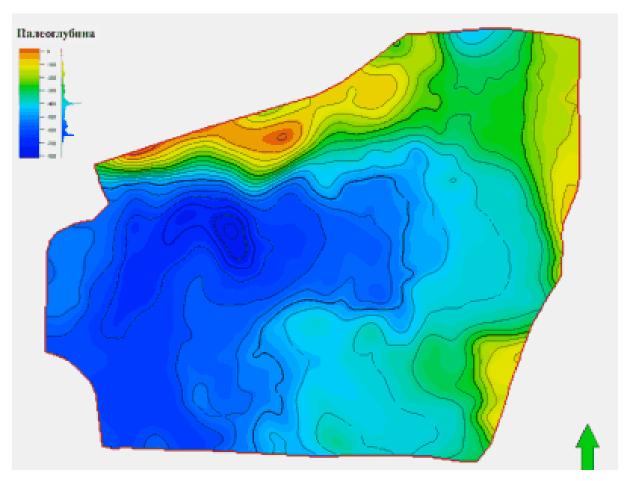


Рисунок 35. Рельеф дна бассейна к началу образования Туколандо-Вадинской клиноформы и Мессояхского шлейфового тела

Варейская клиноформа

Варейская клиноформа была сформирована в условиях высокого стояния уровня моря. Бровка палеошельфа для Варейской клиноформы в целом имеет субмеридиональное простирание, тогда как область наличия осадков данного стратона характеризуется более сложной геометрией (рис. 36). Подобная особенность строения связана с влиянием Нижнемессояхского мегавала на палеоморфологию бассейна. Вероятнее всего главный источник материала располагался там же, где и во время формирования предыдущего стратона. Однако появляется дополнительная область сноса с юго-востока.

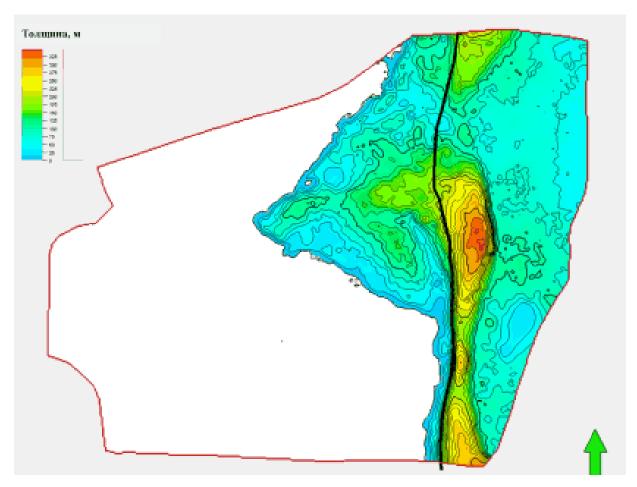


Рисунок 36. Схема распространения осадков Варейской клиноформы (черной линией показано расположение бровки шельфа на конец формирования клиноформы)

В рамках Варейской клиноформы можно выделить три фациальные зоны: ундаформенную, ортоформенную и фондоформенную (рис. 37). По скважинным и сейсмическим материалам ачимовская толща не выделяется.

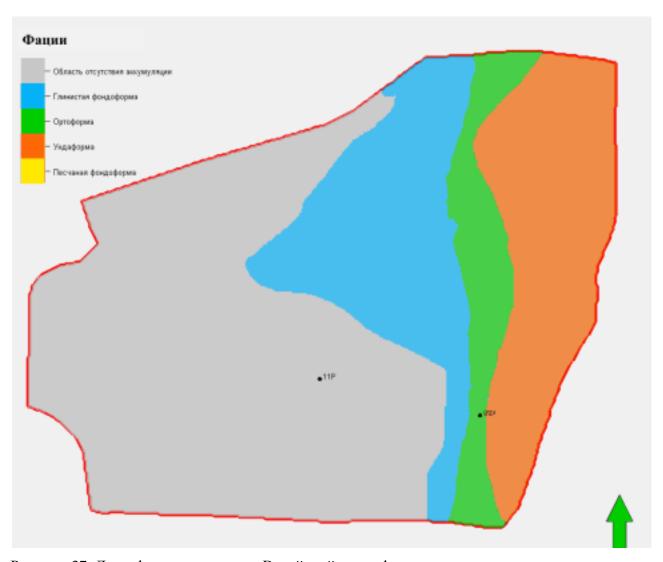


Рисунок 37. Лито-фациальная схема Варейской клиноформы

По сравнению с предыдущим этапом осадконакопления, палеорельеф бассейна изменился незначительно (рис. 38). Рельефа дна бассейна на начало формирования отложений Варейской клиноформы сохраняет основные морфологические особенности предыдущего этапа — региональный уклон с востока на запад и выступ Нижнемессояхского мегавала на севере.

На начало образования Варейской клиноформы глубина бассейна варьирует от 30-50 до 600 метров (рис. 39). Некоторое уменьшение глубины бассейна произошло за счет заполнения впадины осадками Туколандо-Вадинской клиноформы и Мессояхского шлейфового тела. Закономерно в областях, где на предыдущем этапе существовал дефицит привноса осадков и формировались преимущественно конденсированные глинистые отложения, рельеф дна практически не изменился. Вероятнее всего, на данном этапе существенно сократилась скорость эрозии Нижнемессояхского мегавала, что привело к некоторому выполаживанию палеорельефа непосредственно у его подножья.

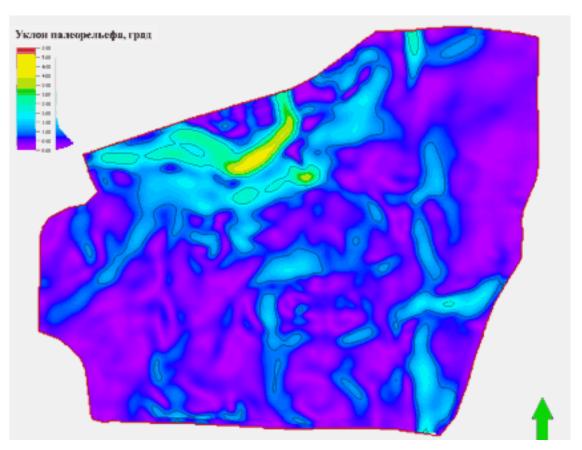


Рисунок 38. Карта углов рельефа дна бассейна к началу образования Варейской клиноформы

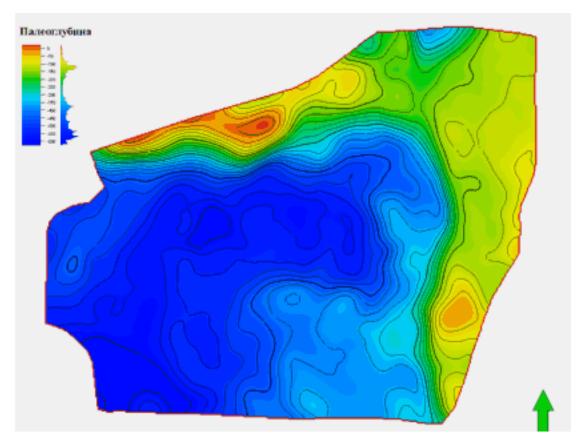


Рисунок 39. Рельеф дна бассейна к началу образования Варейской клиноформы

Коликъеганская клиноформа

Аккумуляция пород Коликъеганской клиноформы осуществлялась в условиях начала падения уровня моря. Однако степень латерального бокового наращивания разреза была по прежнему сравнительно низкой. За счет падения уровня моря в сравнительно глубоководной части территории изучения формировались подводные конусы выноса.

Бровка палеошельфа Коликъеганской клиноформы имеет дугообразную форму. Область максимальных толщин так же характеризуется дугообразным обликом (рис. 40). Во время формирования Коликъеганской клиноформы осадочный материал поступал главным образом с северо-востока и, в меньшей степени, с юго-востока. При этом Нижнемессояхский мегавал выступал с одной стороны как барьер затрудняющий поступление осадков в северо-западном направлении, а с другой - как дополнительный источник осадочного материала. Таким образом, область максимальных толщин локализована у подножья данного вала.

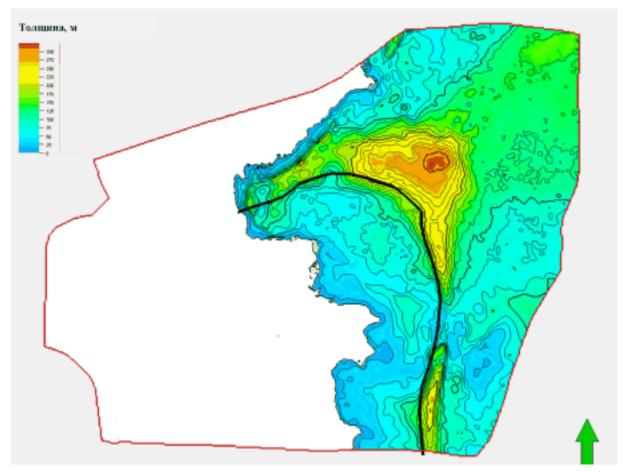


Рисунок 40. Схема распространения осадков Коликъеганской клиноформы (черной линией показано расположение бровки шельфа на конец формирования клиноформы)

Ундаформенная часть клиноформы характеризуется значительными толщинами (до 170 метров) и сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В пределах склоновой части выделяются две области: субмеридионально вытянутая южная и

дугообразная северная (рис. 41). Южная ортоформа характеризуется резким склоном, северная — более пологим. Максимальные значения толщины комплекса приурочены к северной ортоформе. У подножия клиноформы выделяется обширная песчано-глинистая фондоформенная часть (рис. 41).

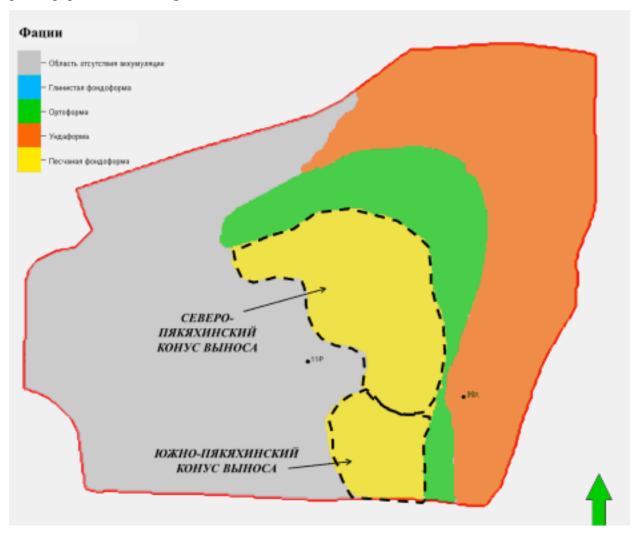


Рисунок 41. Лито-фациальная схема Коликъеганской клиноформы

Палеорельеф к началу формирования Коликъеганской клиноформы незначительно отличается от предыдущего этапа развития территории (рис. 42). Изменения в палеорельефе связаны с некоторым снижением уровня моря и проградацией клиноформенного комплекса на запад.

Дно бассейна седиментации было наклонено с востока-юго-востока на запад под углом порядка 0,5-1 градусов. Области максимальных градиентов структуры, достигающие 2 градусов, приурочены в основном к бровке палеошельфа и к Нижнемессояхскому мегавалу. Также сохраняются субмеридиональные области повышенных градиентов структуры (1-1,5°), протягивающиеся от Южно-Мессояхского структурного носа и вдоль Находкинского палеоподнятия (рис. 43).

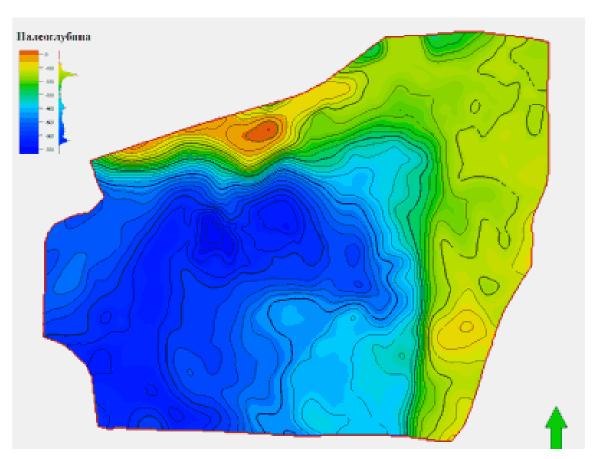


Рисунок 42. Рельеф дна бассейна к началу образования Коликъеганской клиноформы

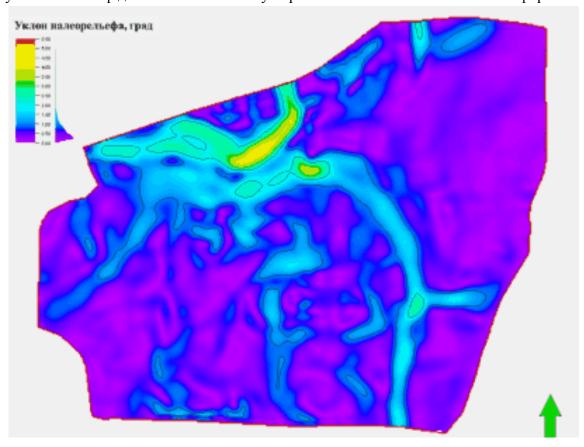


Рисунок 43. Карта углов рельефа дна бассейна к началу образования Коликъеганской клиноформы

Тагринский сиквенс $(K_1b_2-v_1)$

Схема распространения осадков Тагринского сиквенса по площади представлена на рисунке 44. Как уже упоминалось в главе 4.3, в пределах данного сиквенса выделяются две клиноформы: Российская и Пякяхинская.

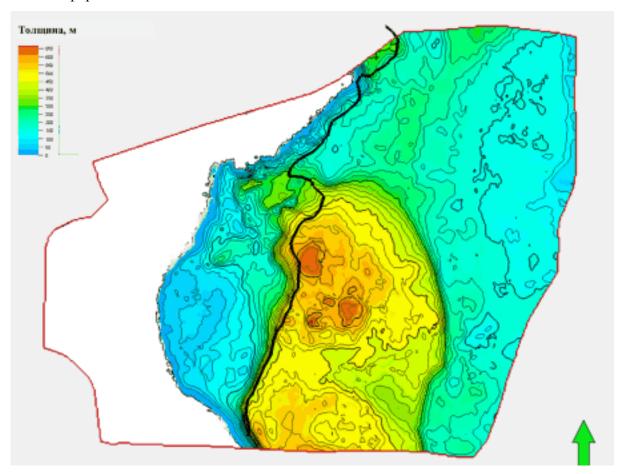


Рисунок 44. Схема распространения осадков Тагринского сиквенса (черной линией показано расположение бровки шельфа на конец формирования сиквенса)

Российская клиноформа

Область повышенных толщин Российской клиноформы локализуется в пределах Верхнеиндикъяхинской котловины и Западно-Хальмерпаютинского структурного носа (рис. 45). Максимальная ширина клиноформы достигает 50 км.

Аккумуляция осадков Российской клиноформы происходила во время максимальной фазы регрессии. Глубина бассейна на начало формирования Российской клиноформы изменялась от 650 метров в максимально погруженных частях до 50-100 метров в пределах шельфа (рис. 46). За счет падения уровня моря Нижнемессояхский мегавал вновь подвергся эрозии, в результате чего вдоль палеоподнятия образовывались небольшие по размерам абразивные фаны.

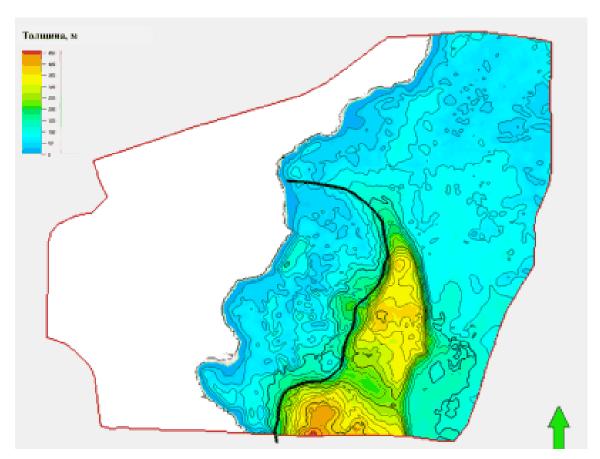


Рисунок 45. Схема распространения осадков Российской клиноформы (черной линией показано расположение бровки шельфа на конец формирования клиноформы)

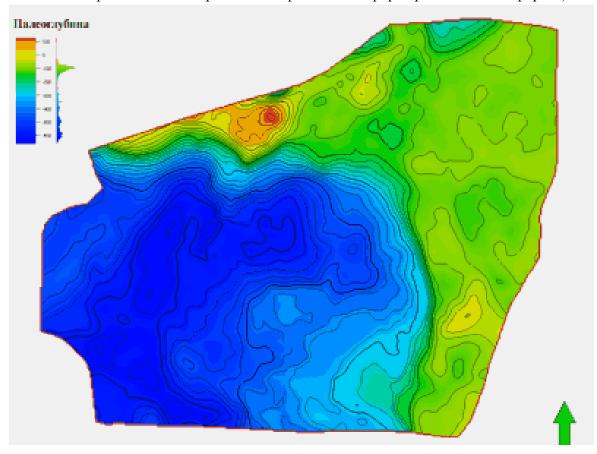


Рисунок 46. Рельеф дна бассейна к началу образования Российской клиноформы

На начало формирования Российской клиноформы для рельефа дна бассейна характерен общий наклон с востока на запад под углом, не превышающим одного градуса (рис. 47). Области повышенных градиентов располагаются на тех же участках, что и на предыдущем этапе развития территории. Единственным исключением является смещение субмеридиональной зоны повышенных градиентов структуры в связи со смещением бровки шельфа к западу. Бровка шельфа Российской клиноформы субмеридионально протягивается через западную часть Маномъяхской котловины, Запално-Хальмерпаютинский структурный нос Верхнеиндикъяхинскую И котловину окрестностях которой бровка меняет простирание на субширотное, вдоль подножия Нижнемессояхского мегавала (рис. 47).

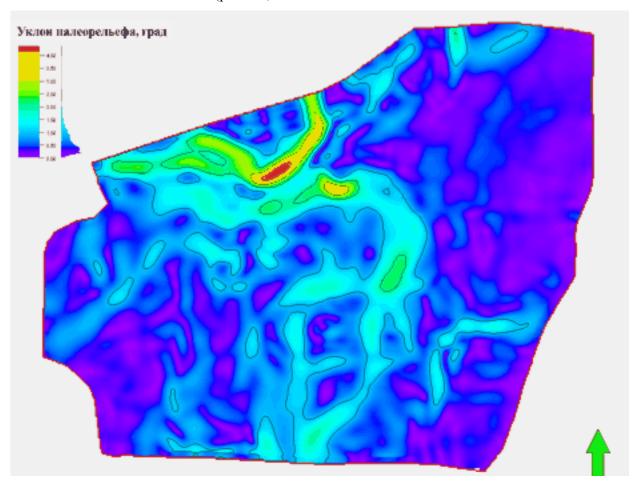


Рисунок 47. Карта углов рельефа дна бассейна к началу образования Российской клиноформы

В пределах Российской клиноформы возможно выделить ундаформу, ортоформу и фондоформу (рис. 48). По всей видимости, Российская клиноформа формировалась в основном за счет поступления осадочного материала с юга и юго-востока территории исследования. Соотношение объемов осадочного материала, отложившегося в шельфовой части, на склоне и у подножия склона свидетельствует о возможных кратковременных

перерывах седиментации на шельфе. Подобные перерывы сопровождались размывом шельфовых отложений и переотложением осадочного материала у подножия склона клиноформы.

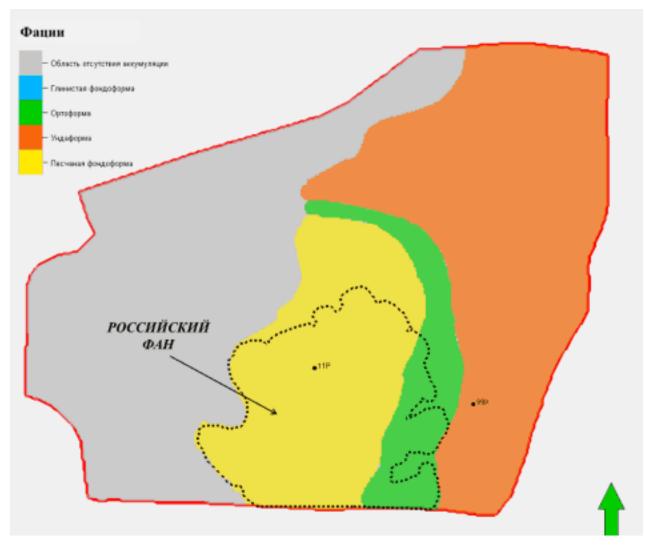


Рисунок 48. Лито-фациальная схема Российской клиноформы (пунктиром показана область развития ачимовской толщи по сейсмическим материалам)

Пякяхинская клиноформа

Образование Пякяхинской клиноформы началось при трансгрессии и закончилось на этапе относительно высокого уровня моря. В связи с интенсивным привносом осадков с юга на предыдущем этапе к началу формирования отложений Пякяхинской клиноформы линия бровки палеошельфа сменила направление с субмеридионального на северовосточное (рис. 49).

Ортоформенная часть клиноформы в наиболее широкой части (на юге Мярояхинского мегапрогиба) достигает 45 км. В шельфовой части на востоке площади наблюдается значительное снижение толщины осадков этого цикла, что говорит об отсутствии значимых процессов седиментации на данном уровне. Вероятно, в области

действия базиса волн поступавший в бассейн седиментации преимущественно глинистый материал не задерживался и транзитом переносился к подножию склона клиноформы с постепенным её наращиванием в западном направлении (рис. 50).

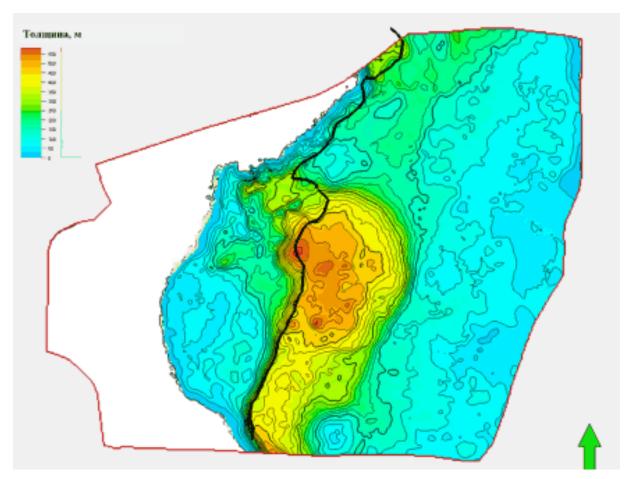


Рисунок 49. Схема распространения осадков Пякяхинской клиноформы (черной линией показано расположение бровки шельфа на конец формирования клиноформы)

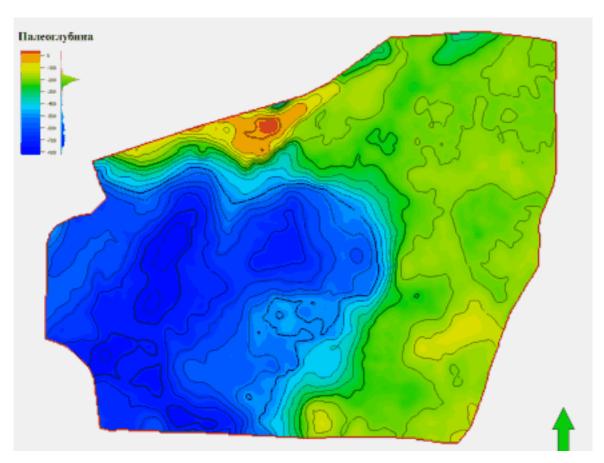


Рисунок 50. Рельеф дна бассейна к началу образования Пякяхинской клиноформы

Отсутствие значимого осадконакопления в фондоформе и постепенное боковое наращивание склона клиноформы обусловили повышение градиента структурного плана на бровке палеошельфа (рис. 51). Углы наклона поверхности палеорельефа на большей части территории не превышают 1 градуса. На склонах Нижнемессояхской палеоструктуры градиент повышенный – до 4 градусов и более. В районе бровки шельфа углы наклона примерно равны 2 градусам.

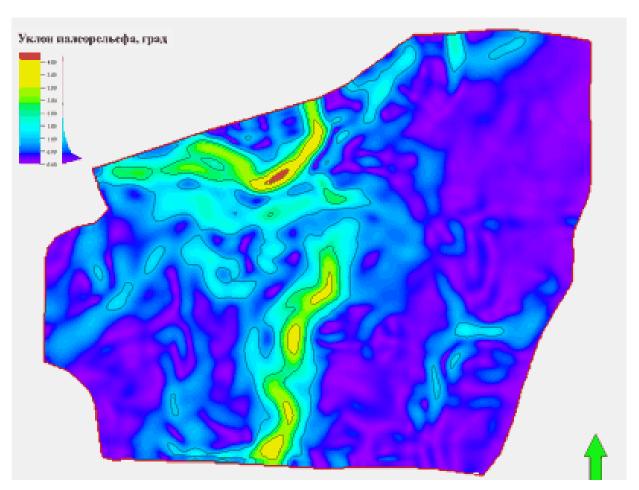


Рисунок 51. Карта углов рельефа дна бассейна к началу образования Пякяхинской клиноформы

В рамках Пякяхинской клиноформы можно выделить три фациальные зоны: ундаформенную, ортоформенную и фондоформенную (рис. 52). Так же возможно выделить небольшой по площади Пякяхинский фан расположенный в основании ортоформенного элемента.

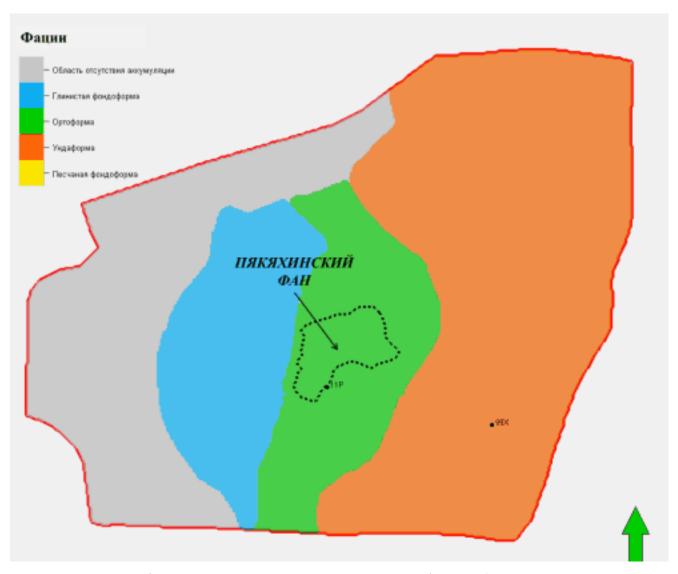


Рисунок 52. Лито-фациальная схема Пякяхинской клиноформы (пунктиром показана область развития ачимовской толщи по сейсмическим материалам)

Самотлорский сиквенс (K₁v)

Седиментация пород Самотлорского сиквенса началась на этапе падения уровня моря и продолжилась при последующей трансгрессии. Постепенно область развития депоцентра клиноформы сместилась на запад и протягивалась от Нижнепурского мегапрогиба на северо-восток через Маномъяхинскую котловину (рис. 53).

Углы наклона поверхности палеорельефа на большей части территории не превышали 1 градуса (рис. 54). В районе бровки шельфа углы наклона были примерно равны 2-3 градусам.

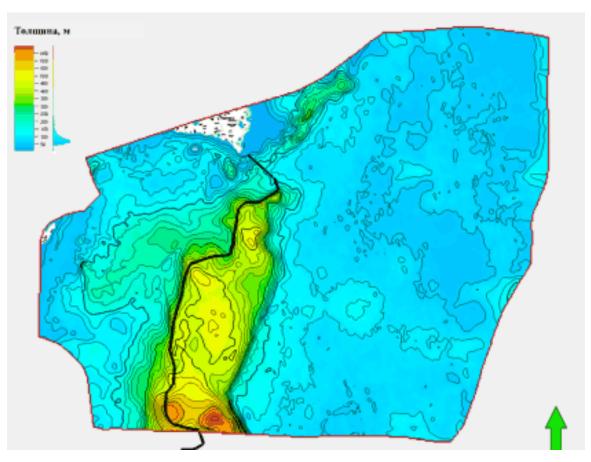


Рисунок 53. Схема распространения осадков Самотлорского сиквенса (черной линией показано расположение бровки шельфа на конец формирования сиквенса)

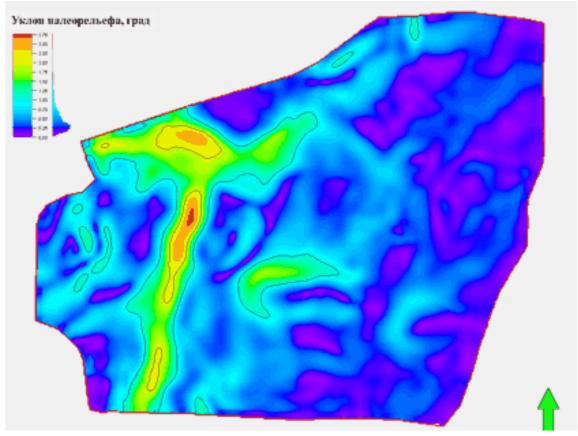


Рисунок 54. Карта углов рельефа дна бассейна к началу образования Самотлорского сиквенса

На трансгрессивном этапе область аккумуляции пород сиквенса за счет повышения уровня моря (рис. 55) смещается в направлении шельфа (ундаформы), где формируются отложения песчаных пластов (рис. 56). Снижение темпов выноса осадков с бровки шельфа выражается в более крутом подъеме осей синфазности на сейсмических профилях вблизи западных границ депоцентра клиноформы. Учитывая небольшую с точки зрения сейсмической интерпретации толщину ундаформной части самотлорской клиноформы, достоверно определить долю отложений трансгрессивного тракта и тракта высокого уровня моря здесь затруднительно.

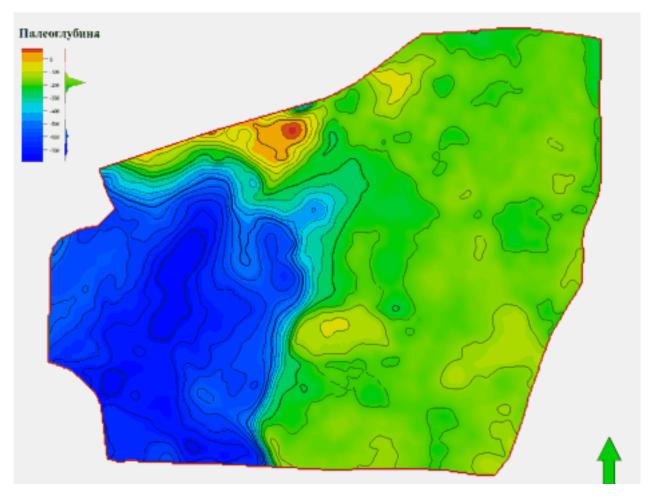


Рисунок 55. Рельеф дна бассейна к началу образования Самотлорского сиквенса

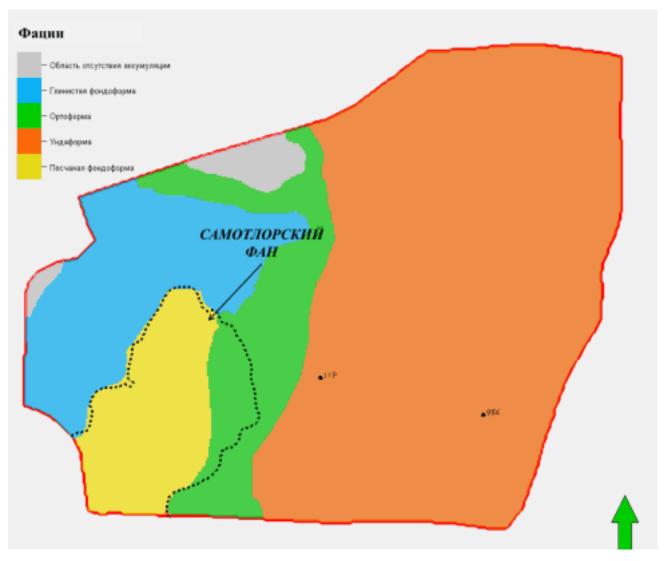


Рисунок 56. Лито-фациальная схема Самотлорского сиквенса (пунктиром показана область развития ачимовской толщи по сейсмическим материалам)

Урьевский сиквенс (K₁v-h₁)

Урьевский сиквенс включает в себя Мессояхскую и Урьевскую клиноформы. Вследствие проградации клиноформенного комплекса на запад область лавинной седиментации сместилась в район Южно-Мессояхской седловины, Маномъяхинской котловины и Находкинского структурного носа. На остальной территории Большехетской впадины преобладала мелководно-морская шельфовая обстановка осадконакопления. Углы наклона поверхности палеорельефа на большей части территории составляли менее 1 градуса, увеличиваясь на склоне под бровкой шельфа до 2-2,5 градусов (рис. 57 и 58).

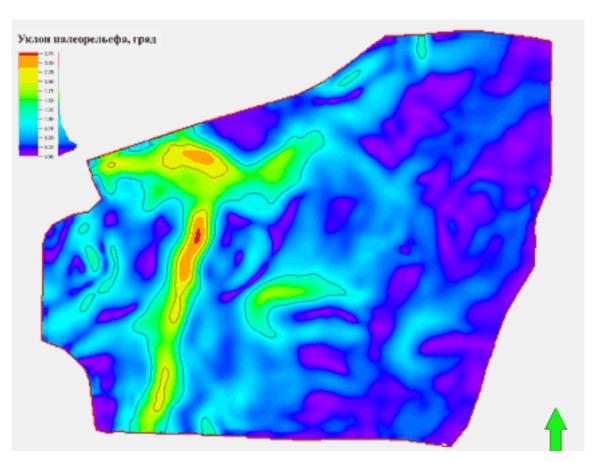


Рисунок 57. Карта углов рельефа дна бассейна к началу образования Мессояхской клиноформы

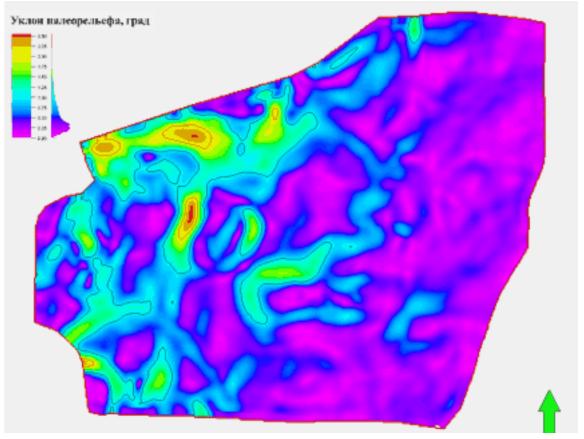


Рисунок 58. Карта углов рельефа дна бассейна к началу образования Урьевской клиноформы

Глубина бассейна на время формирования Мессояхской клиноформы не превышала 500 метров (рис. 59). В пределах широко развитой ундаформенной части данной клиноформы в восточном направлении фиксируется значительное сокращение толщин, вплоть до полного их выклинивания на востоке (рис. 60). Вероятнее всего, в связи с относительным понижением уровня моря часть шельфовых отложений приуроченных к Самотлорскому сиквенсу оказалась выше базиса эрозии и была размыта. На западе Большехетской впадины в результате интенсивного привноса осадочного материала с шельфовой части был сформирован конус выноса (рис. 61). Склоновая часть Мессояхской клиноформы протягивалась в северо-восточном направлении от южной части Маномъяхинской котловины до Нижнемессояхского мегавала. К южному району Маномъяхинской котловины приурочена максимальная толщина (350-500 м.) и максимальная ширина (30 км.) ортоформы. Фондоформенные отложения выделяются на юго-западе изучаемой территории.

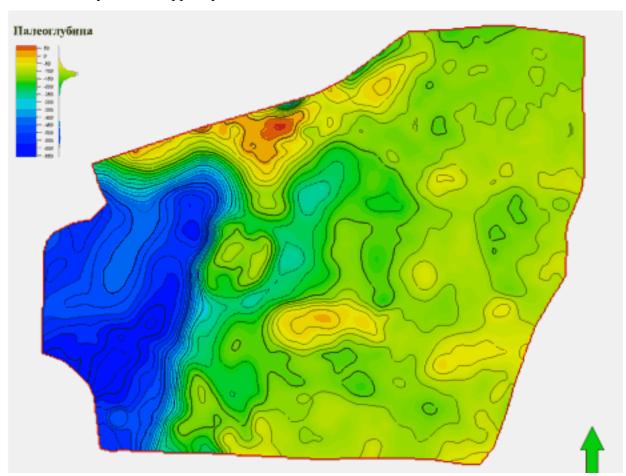


Рисунок 59. Рельеф дна бассейна к началу образования Мессояхской клиноформы

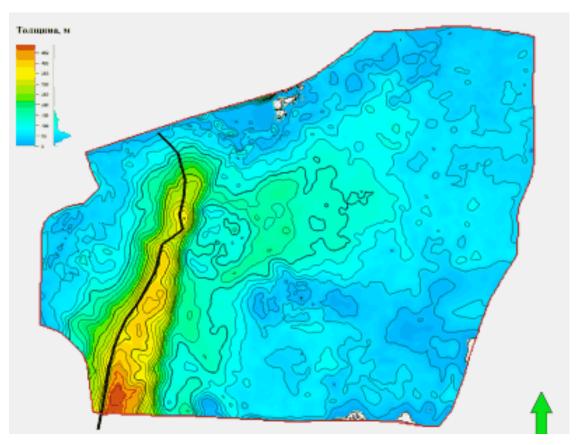


Рисунок 60. Схема распространения осадков Мессояхской клиноформы (черной линией показано расположение бровки шельфа на конец формирования клиноформы)

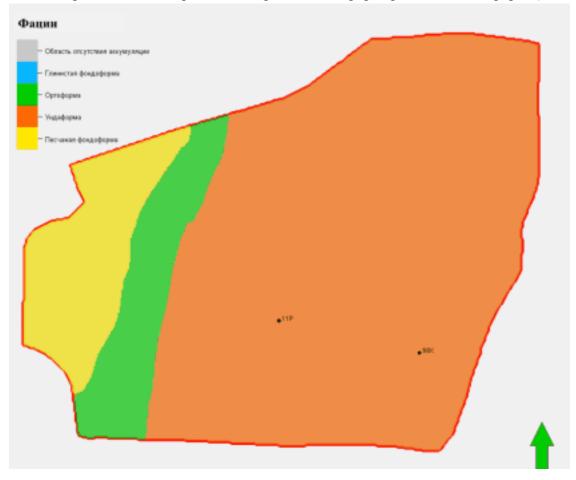


Рисунок 61. Лито-фациальная схема Мессояхской клиноформы

Аккумуляция осадков Урьевской клиноформы осуществлялась на этапе трансгрессии и высокого стояния уровня моря. Область седиментации кластического материала сместилась в сторону палеоберега (рис. 62). За счет подъема уровня моря во время формирования Урьевской клиноформы (рис. 63) впервые появляются отложения, перекрывающие свод Нижнемессояхского мегавала. В это время в глубоководной зоне и на склоне накапливались преимущественно глинистые отложения. Ачимовская толща в пределах Урьевской клиноформы не выделяется (рис. 64).

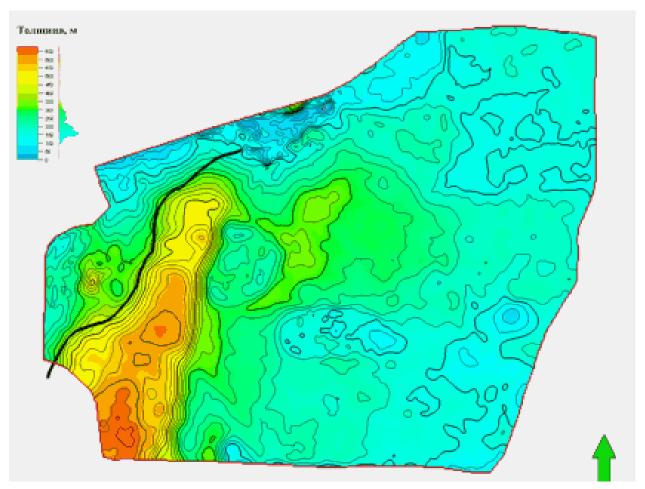


Рисунок 62. Схема распространения осадков Урьевской клиноформы (черной линией показано расположение бровки шельфа на конец формирования клиноформы)

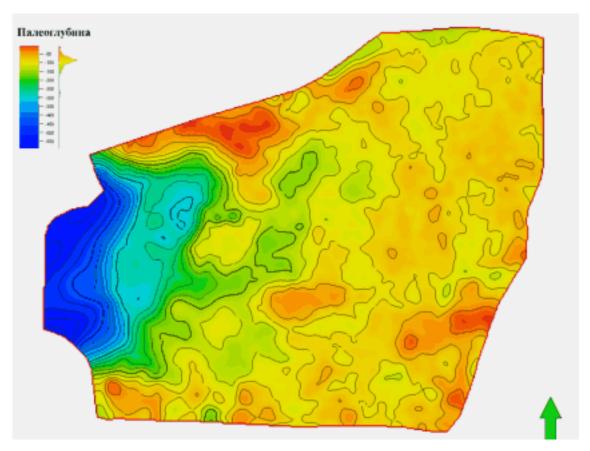


Рисунок 63. Рельеф дна бассейна к началу образования Урьевской клиноформы



Рисунок 64. Лито-фациальная схема Урьевской клиноформы

Асомкинский сиквенс (К₁h₁)

В составе Асомкинского сиквенса выделяется одна одноименная клиноформа. Бровка её палеошельфа протягивается в северо-восточном направлении вдоль восточной границы Находкинского структурного носа (рис. 65). Палеоглубина бассейна меняется от 50 до 600 метров (рис. 66). Дно бассейна седиментации наклонено с востока-юго-востока на запад под углами порядка 0,5-1 градусов. Область максимальных градиентов структуры (~2 градуса) приурочена к бровке палеошельфа (рис. 67).

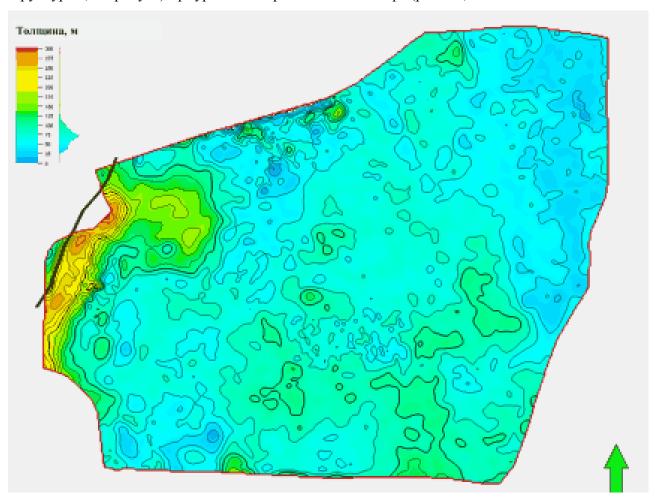


Рисунок 65. Схема распространения осадков Асомкинского сиквенса (черной линией показано расположение бровки шельфа на конец формирования сиквенса)

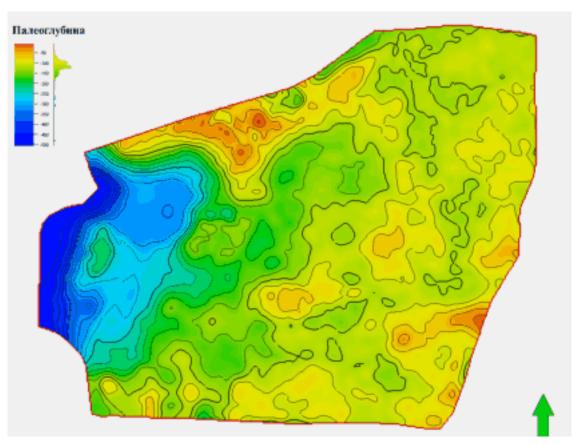


Рисунок 66. Рельеф дна бассейна к началу образования Асомкинского сиквенса

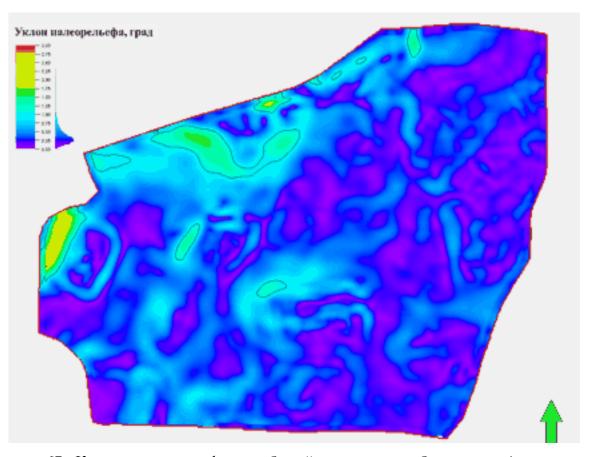


Рисунок 67. Карта углов рельефа дна бассейна к началу образования Асомкинского сиквенса

Седиментация на описываемом этапе носила компенсационный характер. Максимальные толщины (550-580 м.) приурочены к ортоформенной части клиноформы. В пределах палеошельфа осадки накапливались относительно равномерным слоем (150-180 м), снижаясь в толщине в области развития палеоподнятий (Западно-Хальмерпаютинского структурного носа и Хальмерпаютинского структурного мыса) до 60-130 м (рис. 65).

Склоновая часть клиноформы локализована в центральной части Находкинского структурного носа. В пределах Большехетской впадины в составе Асомкинской клиноформы выделяются ортоформенная и ундаформенная зоны (рис. 68). Вероятнее всего фондоформа и приуроченные к ней отложения ачимовской толщи развиты к западу от района изучения.

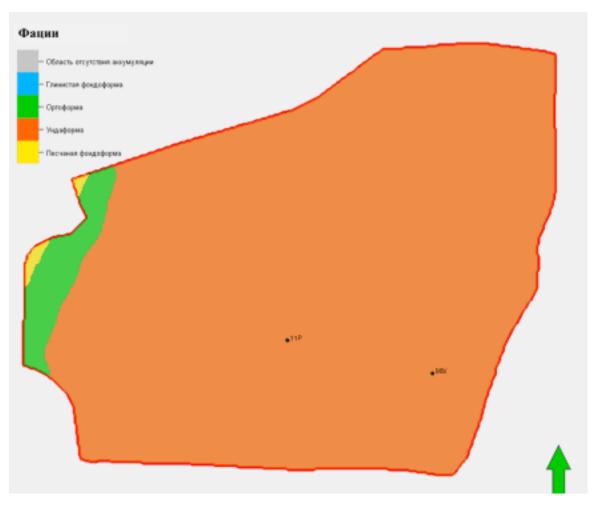


Рисунок 68. Лито-фациальная схема Асомкинского сиквенса

4.5 Особенности строения и условий формирования ачимовской толщи

Основываясь на результатах выполненных исследований, был проведен анализ строения неокомских клиноформ с целью локализации ачимовских отложений.

Как уже упоминалось в предыдущих разделах, ачимовская толща представлена преимущественно песчано-алевритовыми породами с прослоями аргиллитов и приурочена к фондоформенным и, в меньшей степени, к ортоформенным участкам клиноформ.

На сейсмических разрезах тела ачимовской толщи уверенно выделяются по наличию несогласия типа подошвенного прилегания. Результаты анализа характера динамической картины сейсмических отражений позволили предположить преобладающий литологический состав выделяемых объектов. Так тела ачимовской толщи, сложенные преимущественно песчано-алевритовыми породами, характеризуются яркими сейсмическими отражениями с пониженной частотой. При наличии менее ярких амплитуд (соответствующих таковым для вмещающих пород) можно говорить о преобладании глинистой составляющей в ачимовских телах.

Тела ачимовской толщи сложенные преимущественно песчано-алевритовыми породами выделены в составе Коликъеганского, Тагринского и Самотлорского сиквенсов.

В Самотлорском и Тагринском сиквенсах тела ачимовской толщи выделяются в рамках LST и соответствуют эпизодам максимальных падений уровня моря в бассейне. В Коликъеганском сиквенсе ачимовская толща выделяется в составе второй половины тракта HST и соответствует отложениям, накопленным на начальных стадиях регрессии бассейна. Так же тела ачимовской толщи выделены в низах TST Тагринского сиквенса и приурочены к породам, аккумулированным на начальных этапах трансгрессии.

Таким образом, формирование всех выделенных тел ачимовской толщи связано либо с эпизодами падения уровня моря, либо с началом трансгрессии. Данные результаты не противоречат концепции формирования исследуемых отложений, согласно которой ачимовская толща сложена осадками подводных конусов выноса.

Наиболее значительные по площади и по объему материала конусы выноса формируются на этапах относительного снижения уровня моря во время формирования системных трактов низкого уровня моря (LST). Так же конусы выноса могут быть приурочены ко второй половине HST соответствующей началу регрессии. В пределах Большехетской впадины подобный объект выделен в Коликъеганском сиквенсе. Значительно меньшими по объему и площади являются конусы выноса, сформированные на начальных этапах повышения уровня моря (соответствующих началу формирования TST) и на начальных этапах регрессии (вторая половина HST).

Аккумуляция пород ачимовской толщи осуществлялась в сравнительно глубоководных частях бассейна. Области распространения ачимовских осадков главным образом локализованы у подножья положительных структур (склонов, локальных поднятий и т.п.).

Учитывая, что Большехетская впадина расположена в северо-восточной части Западно-Сибирской молодой платформы вблизи границы с Сибирской платформой, наблюдаемые здесь неокомские клиноформы являются одними из самых ранних отложений меловой системы. Анализ палеонтологических данных (спорово-пыльцевые комплексы и макрофауна) не позволяет однозначно установить возраст ачимовских отложений. По имеющимся данным в пределах Большехетской впадины ачимовская толща формировалась на протяжении берриаского и валанжинского веков. В стратиграфическом отношении выделенные тела ачимовской толщи приурочены к нижнехетской и суходудинской свитам.

Рассмотрим подробнее особенности выделенных ачимовских тел.

Коликъеганский сиквенс (К₁b)

С заключительным этапом аккумуляции пород Коликъеганского сиквенса (соответствующей формированию одноименной клиноформы) связано начало падения уровня моря. В таких условиях у подножья склона в фондоформенной части Коликъеганской клиноформы происходило формирование конусов выноса. протяженность которых вглубь бассейна достигает 20-30 км. (рис. 69 и 70). Отложения конусов выноса протягиваются с востока на запад практически до Западно-Хальмерпаютинского структурного носа. В целом породы ачимовской толщи характеризуются дугообразным распространением. Необходимо отметить, что на основании имеющихся материалов не представляется возможным однозначно установить стратиграфическое положение выделенных конусов выноса, не исключено, что эти осадочные образования были сформированы на следующем (регрессивном) этапе развития территории.

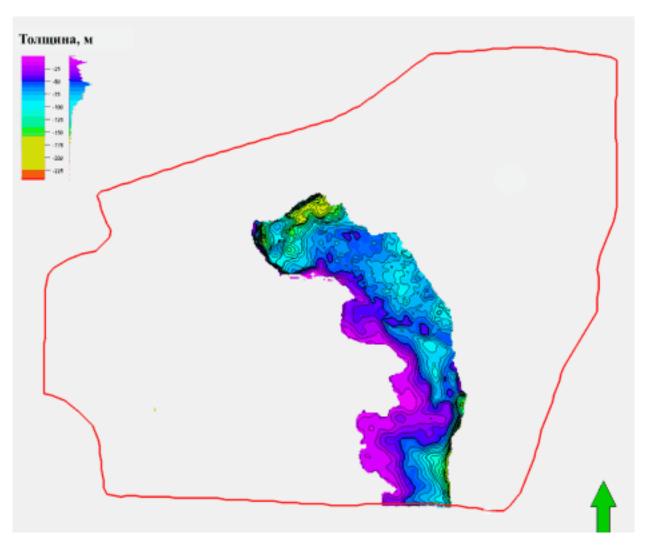


Рисунок 69. Общая толщина ачимовских отложений Коликъеганской клиноформы

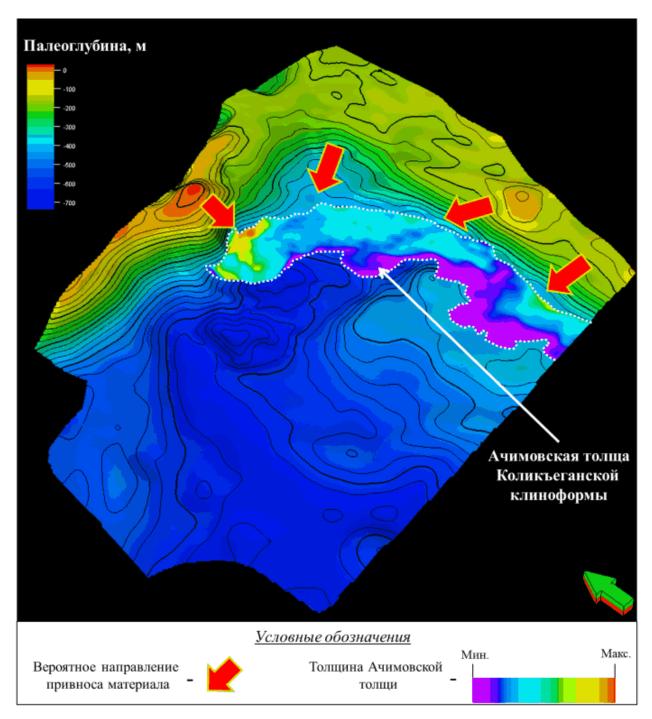


Рисунок 70. Общая толщина ачимовских отложений Коликъеганской клиноформы наложенная на схему палеоглубин бассейна седиментации

В фондоформенной части Коликъеганской клиноформы можно выделить два отдельных конуса выноса: Южный и Северо-Пякяхинский (см. рис 41). Выделенные конусы выноса различаются морфологией, общей толщиной и характером динамической картины сейсмических отражений.

Южный участок на сейсмических профилях характеризуется слабой динамической выраженностью, амплитуды отражений соответствуют таковым для вмещающих пород (рис. 71). Данный конус выноса имеет субмеридиональное простирание. Толщины

седиментационного тела в районе разгрузки северо-восточного направления достигают 330 м.

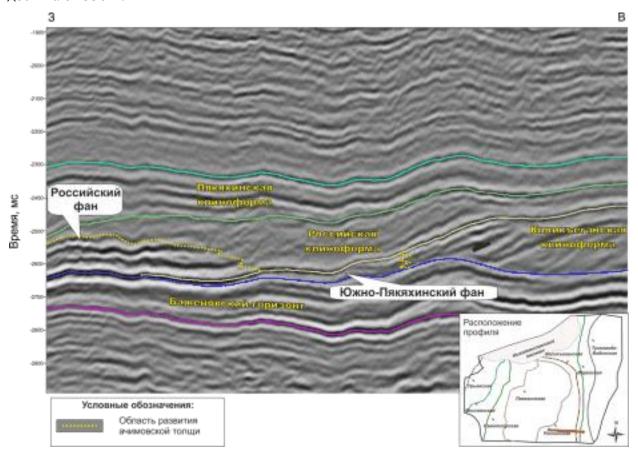


Рисунок 71. Отображение на сейсмическом разрезе Южно-Пякяхинского и Российского фанов

По сравнению с южным конусом выноса Северо-Пякяхинский конус выноса характеризуется большими толщинами (до 380 метров). В сейсмическом плане породы Северо-Пякяхинского конуса представлены яркими отражениями с пониженной частотой (рис. 72).

По всей видимости, различия в строении южного и Северо-Пякяхинского конусов выноса связаны с источниками сноса осадочного материала. Южный конус выноса формировался за счет осадков привносимых в область седиментации с восточного шельфа направление). Северо-Пякяхинский (восточное юго-восточное конус выноса сформировался за счет материала поступающего с северо-востока. Разгрузка осадочного материала по второму направлению привноса происходила в депрессионной зоне под бровкой шельфа между восточной областью воздымания палеорельефа Нижнемессояхским мегавалом, служившим барьером для переноса осадков к северу. В связи с этим на данном участке был сформирован наиболее мощный конус выноса.

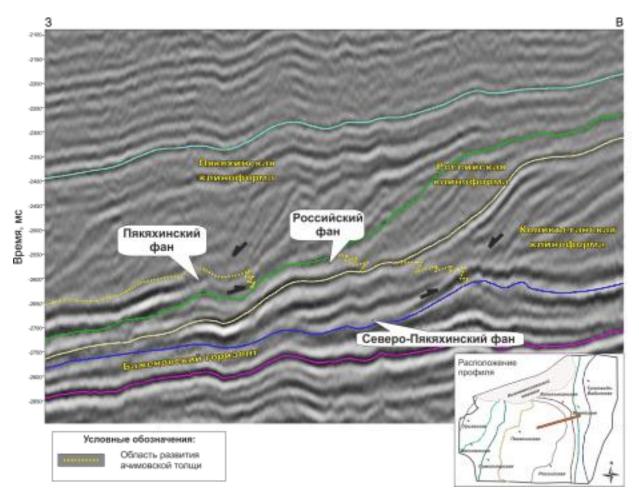


Рисунок 72. Отображение на сейсмическом разрезе Северо-Пякяхинского, Российского и Пякяхинского фанов

Тагринский сиквенс $(K_1b_2-v_1)$

В пределах Тагринского сиквенса тела ачимовской толщи выделены в Российской (см. рис. 48) и Пякяхинской клиноформах (см. рис. 52). В целом, зона развития подводных конусов выноса Тагринского сиквенса, которые могут быть ассоциированы с ачимовской толщей, охватывает Мерояхинский мегапрогиб, Верхнеиндикъяхинскую котловину, Западно-Хальмерпаютинский структурный нос и восточную часть Маномъяхинской котловины. Вглубь бассейна подводные конусы выноса приуроченные к Тагринскому сиквенсу протягиваются в среднем на 50 км.

Условия формирования Российской клиноформы (максимальная фаза регрессии и активный привнос терригенного материала) способствовали формированию значительных по размеру подводных конусов выноса. Именно к Российской клиноформе приурочены самые большие выделенные тела ачимовской толщи (рис. 73 и 74). Максимальные толщины ачимовского комплекса фиксируются в восточной части Маномъяхинской котловины. Интервал ачимовской толщи вскрыт в скважине 11Р непосредственно над баженовским горизонтом (рис. 75). Отложения ачимовской толщи представлены

песчаниками светло-серыми с буроватым оттенком, мелкозернистыми, алевритовыми, неравномерно слабо карбонатистыми, с признаками УВ (неравномерное голубое свечение в УФ-свете). Текстура массивная, реже пологоволнистая слоеватая за счет ориентировки линзовидных включений и обрывков слойков алевролитов темно-серых, мелкозернистых. Данные ГИС подтверждают песчано-алевритовый состав пород. На сейсмических разрезах приуроченные к Российской клиноформе ачимовские отложения характеризуются яркими отражениями (рис. 76).

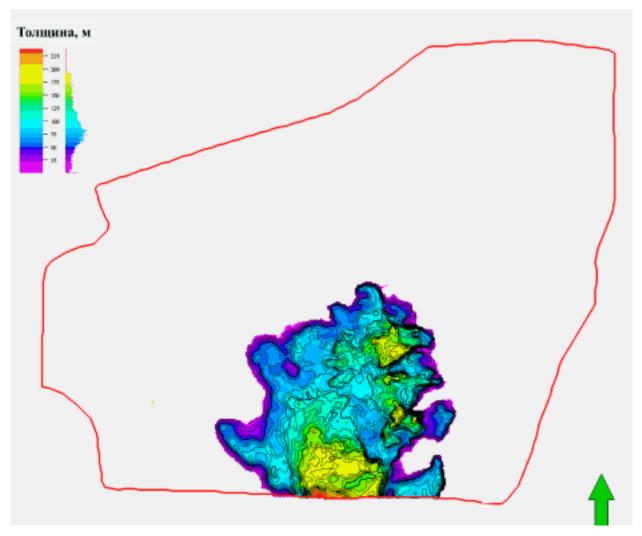


Рисунок 73. Общая толщина ачимовских отложений Российской клиноформы

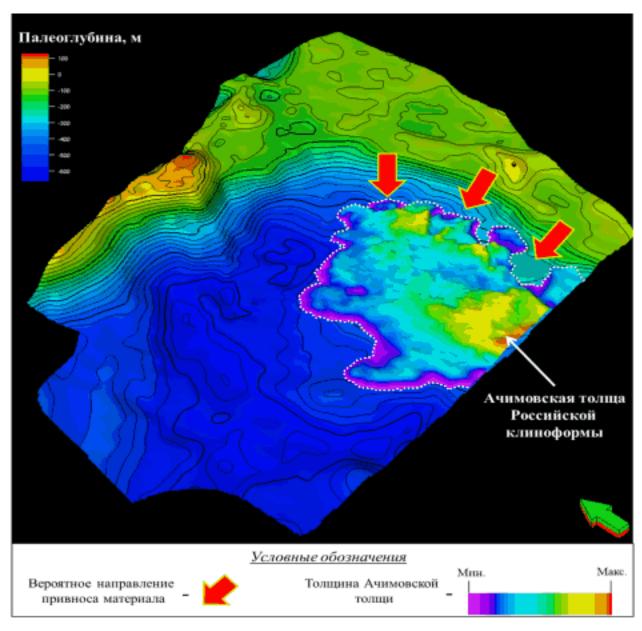


Рисунок 74. Общая толщина ачимовских отложений Российской клиноформы наложенная на схему палеоглубин бассейна седиментации

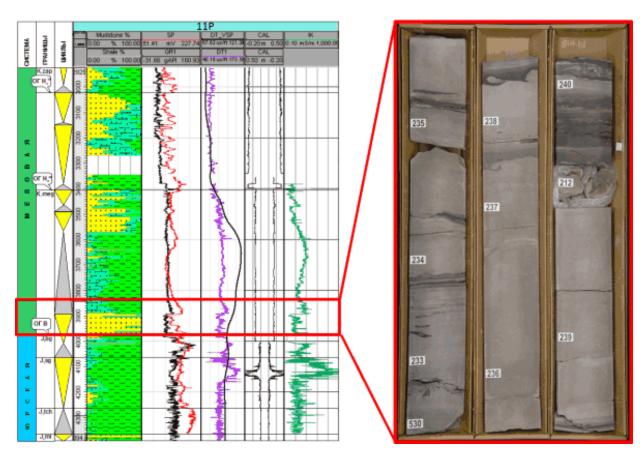


Рисунок 75. Породы ачимовского комплекса вскрытые скважиной 11Р

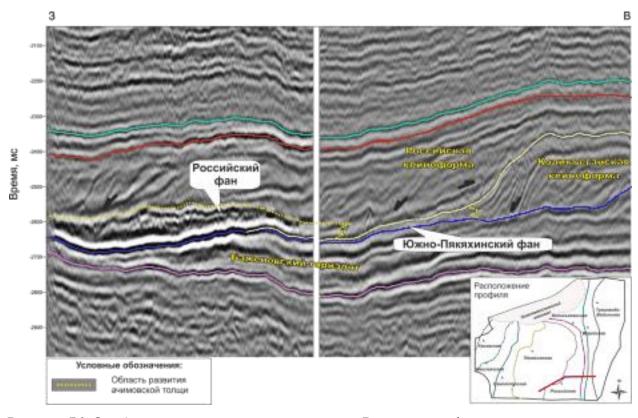


Рисунок 76. Отображение на сейсмическом разрезе Российского фана

Пякяхинская клиноформа сложена осадками HST и TST. На начальной стадии трансгрессии, на склоне формировался небольшой по объему конус выноса (рис. 77 и 78). При дальнейшем повышении уровня моря в фондоформенной и ортоформенной частях накапливались преимущественно глинистые породы. Пякяхинский конус выноса имеет минимальную площадь распространения среди всех выделенных ачимовских комплексов. Мощность отложений ачимовской толщи не превышает 130 метров. Ачимовские отложения Пякяхинской клиноформы характеризуются на сейсмических разрезах яркими отражениями (рис. 79).



Рисунок 77. Общая толщина ачимовских отложений Пякяхинской клиноформы

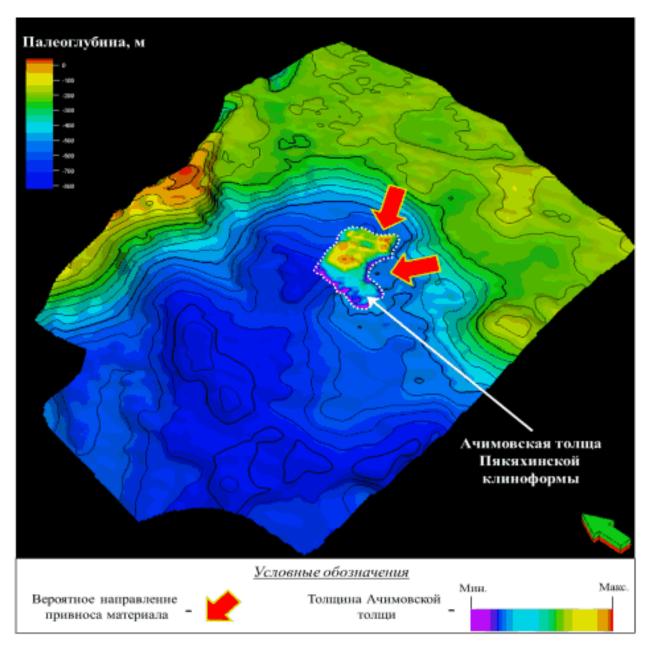


Рисунок 78. Общая толщина ачимовских отложений Пякяхинской клиноформы наложенная на схему палеоглубин бассейна седиментации

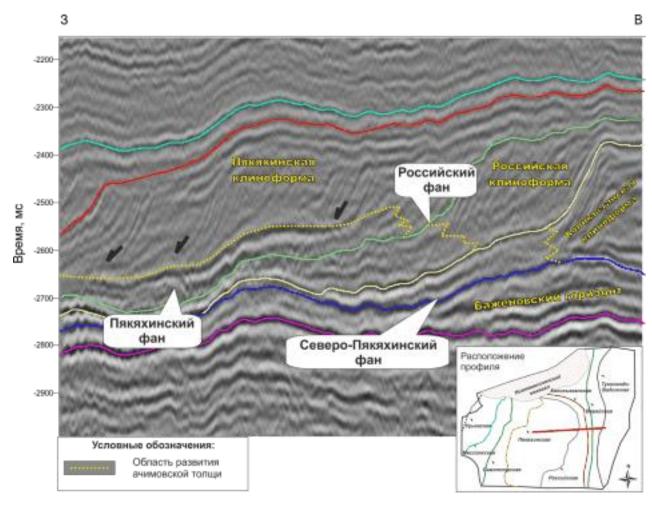


Рисунок 79. Отображение на сейсмическом разрезе Пякяхинского, Российского и Северо-Пякяхинского фанов

Самотлорский сиквенс (K₁v)

Начало формирования Самотлорского сиквенса приурочено ко второй по масштабу регрессии. Песчано-алевритовые породы ачимовского комплекса локализуются в пределах Маномъяхинской котловины и Нижнепурского мегапрогиба (рис 56, 80 и 81). Максимальные общие толщины выделенного ачимовского объекта приурочены к югозападной границе территории изучения и достигают 230 м. На сейсмических разрезах ачимовские отложения Самотлорской клиноформы уверено выделяются по наличию несогласий типа подошвенного прилегания и характеризуются яркими отражениями (рис. 82). Бурением данные отложения не охарактеризованы.

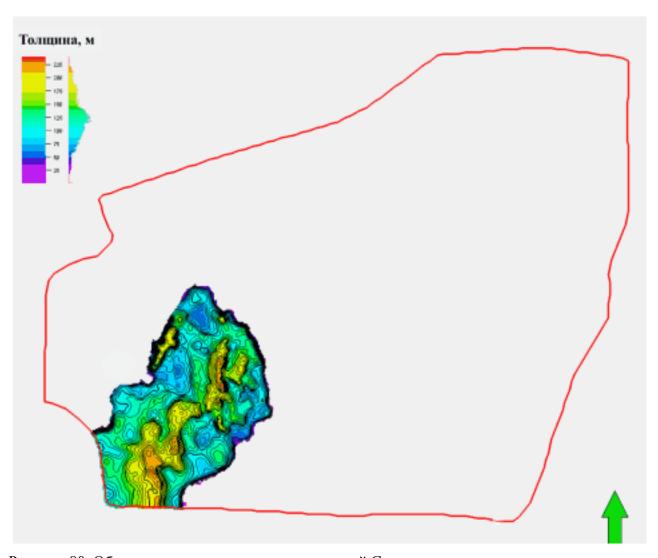


Рисунок 80. Общая толщина ачимовских отложений Самотлорского сиквенса

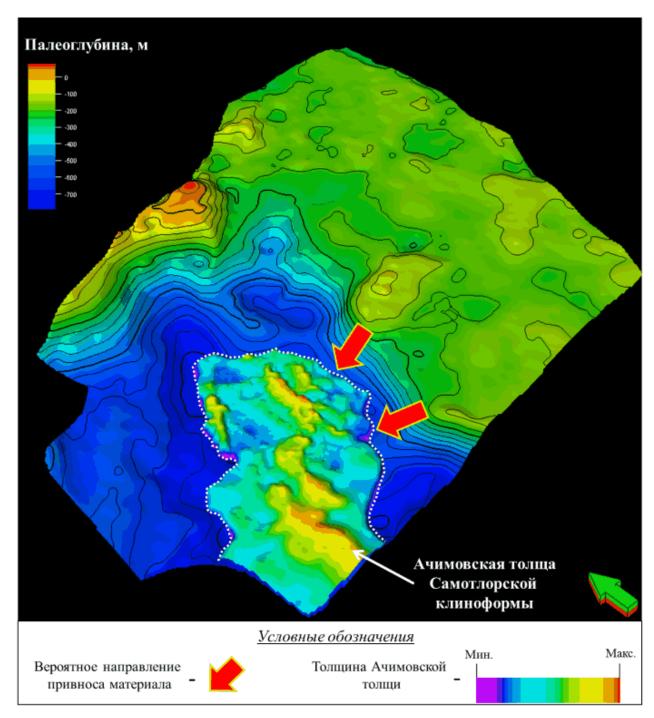


Рисунок 81. Общая толщина ачимовских отложений Самотлорского сиквенса наложенная на схему палеоглубин бассейна седиментации

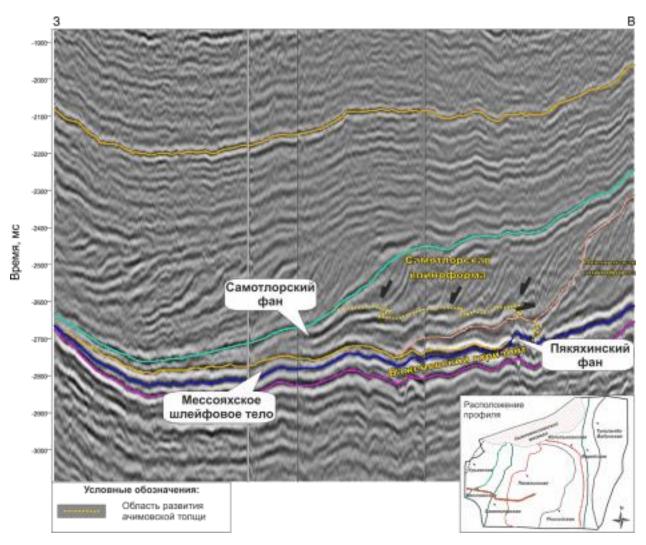


Рисунок 82. Отображение на сейсмическом разрезе Самотлорского фана

Урьевский сиквенс (K₁v-h₁)

Отложения LST Урьевского сиквенса выделяются в ограниченном объеме только у западной границы изучаемой территории (см. рис. 61). Исходя из морфологии данного осадочного тела к западу от Большехетской впадины можно прогнозировать развитие тел ачимовской толщи. В пределах территории изучения в фондоформенных элементах клиноформ не фиксируется ярких отражений, что может говорить о преимущественно глинистом составе пород.

Асомкинский сиквенс (К₁h₁)

В пределах изучаемой территории в составе Асомкинского сиквенса не выделяются породы ачимовской толщи. Вероятнее всего данные отложения могут быть развиты к западу от Большехетской впадины (см. рис. 68).

4.6. Результаты исследования

На основе комплексирования результатов интерпретации различной геологогеофизической информации установлены особенности строения и условия формирования неокомского клиноформенного комплекса и приуроченной к нему ачимовской толщи в пределах Большехетской впадины.

- По материалам сейсморазведки в неокомском комплексе выделено и прослежено по площади девять клиноформенных тел.
- В основании отложений нижнемелового отдела выделено локально развитое Мессояхское шлейфовое тело. Данный объект был сформирован за счет эрозии Нижнемессояхского мегавала и переотложения размытых осадков у его склона.
- Сиквенс-стратиграфический анализ неокомских отложений позволил выделить пять сиквенсов третьего порядка. Самый древний сиквенс (Коликъеганский) представлен породами соответствующими тракту высокого стояния уровня моря. За ним следуют три полных сиквенса: Тагринский, Самотлорский и Урьевский. Сформированный на заключительном этапе Асомкинский сиквенс в пределах территории изучения представлен только отложениям соответствующим тракту высокого стояния уровня моря.
- Основное направлением проградации неокомского клиноформенного комплекса северо-западное. Однако ряд клиноформ приуроченных к Коликъеганскому и Тагринскому сиквенсам, характеризуются запад-северо-западным падением. Подобная особенность строения связана с влиянием на палеоморфологию бассейна Нижнемессояхского мегавала ограничивающего Большехетскую впадину с севера.
- Ha основе комплексирования результатов исследования керновых материалов, данных ГИС и сиквенс-стратиграфического анализа определены основные особенности условий седиментации каждой выделенной клиноформы. Для времени накопления исследуемых отложений характерно чередование этапов трансгрессии и регрессии (рис. 83). Во время падения уровня моря осадконакопление осуществлялось преимущественно в центральной части бассейна. При последующем подъеме уровня моря область активного осадконакопления смещается в сторону берега. Для регрессивных этапов максимальные глубины оцениваются в интервале от 500 до 600 метров, для трансгрессивных этапов – от 650 до 900 метров. На протяжении всего времени формирования неокомского клиноформенного комплекса дно бассейна седиментации характеризуется региональным уклоном с востока на запад под углами порядка 0,5 градусов. Области максимальных значений угла наклона рельефа приурочены к бровкам палеошельфа и к склонам Нижнемессояхского мегавала, где они могли достигать 2-2.5 градусов. Осадочный материал поступал в бассейн главным образом с востока (вероятнее

всего с Сибирской платформы). На ранних стадиях образования неокомских отложений дополнительным источником кластического материала служил Нижнемессояхский мегавал.

• На основании результатов сиквенс-стратиграфического анализа проведено выделение пород ачимовской толщи, представляющей собой отложения относительно глубоководных конусов выноса. Наиболее значительные по площади и по объему материала конусы выноса формируются на этапах регрессии, во время формирования системных трактов низкого стояния уровня моря. Такие системы характерны для Тагринского сиквенса, а также в меньшей степени для Самотлорского и Урьевского сиквенсов. Так же конусы выноса могут быть приурочены ко второй половине НST соответствующей началу регрессии. В пределах Большехетской впадины подобный объект выделен в Коликъеганском сиквенсе. Значительно меньшие по объему и площади конусы выноса формируются на начальных этапах трансгрессии, например, в интервале TST Тагринского сиквенса. Необходимо отметить, что Мессояхское шлейфовое тело служило барьером на пути распространения песчаных осадков неокомских клиноформ в северном и в западном направлениях и, таким образом, ограничивал область распространения ачимовской толщи более поздних клиноформ.

Система	Отдел	Ярус	Свита	Сиквенс	Клиноформа	Относительные колебания уровня моря, м. Макс. Мин.
ая	Нижний	Готеривский	Малохетская	Не выделялись		}
			Суходудинская	Асомкинский	Асомкинская	5
				Урьевский	Урьевская	
		Валанжинский			Мессояхская	
Меловая				Самотлорский	Самотлорская	
				Тагринский	Пякяхинская	
			Нижнехетская		Российская	<u> </u>
				Коликъеганский	Коликъеганская	
		Берриаский			Варейская Туколандо-Вадинская	
Юрская	Верхний	Титонский	Баженовский горизонт	Не выделялись		}

Рисунок 83. Соответствие выделенных сиквенсов и клиноформ этапам относительного колебания уровня моря (с привлечением материалов [Haq Bilal U. и др., 1998])

ГЛАВА 5. МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ БАССЕЙНА И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ

С целью оценки нефтегазоносного потенциала ачимовской толщи проводилось бассейновое моделирование УВ систем. Бассейновая модель интегрирует в себе широкий спектр геолого-геофизической и геохимической информации. Результаты моделирования позволяют проследить основные этапы формирования бассейна, развития элементов углеводородных систем, провести прогноз и локализацию зон нефтегазонакопления [Мусихин К.В. и др., 2014; Колосков В.Н. и др., 2017].

Построение модели бассейна включает следующие основные этапы:

- восстановление условий осадконакопления исследуемых отложений;
- построение структурного каркаса;
- выделение элементов нефтегазоносных систем (НГС) нефтегазоматеринских пород (НГМП), коллекторов и флюидоупоров;
 - построение лито-фациальной модели территории изучения;
 - определение петрофизических и геохимических свойств элементов НГС;
 - восстановление истории погружения и прогрева исследуемой территории.

В рамках восстановления условий осадконакопления проводился сиквенсстратиграфический анализ неокомского клиноформенного комплекса. Данный подход позволил выделить ряд сиквенсов, определить условия их формирования и впоследствии спрогнозировать распределение пород коллекторов и флюидоупоров в клиноформенном комплексе [Шуваев А.О., 2015, Колосков В.Н. и др., 2017].

5.1 Построение бассейновой модели

Построение структурного каркаса

Для формирования структурного каркаса модели по сейсмическим данным с учётом результатов интерпретации ГИС были построены поверхности кровель основных стратиграфических горизонтов, начиная от кровли промежуточного структурного этажа (ПСЭ) и заканчивая дневной поверхностью. При проведении структурных построений особое внимание уделялось скоростным неоднородностям в разрезе, связанными как с многолетнемерзлыми породами, так и с наличием АВПД в нижнемеловой и юрской секциях разреза.

Структурные карты по кровлям выделенных сиквенсов и ачимовских отложений также были включены в модель бассейна Большехетской впадины. Помимо основных стратиграфических горизонтов, в проект включены слои, не являющиеся объектами изучения на, но оказывающие существенное влияние на дифференциацию теплового потока по площади и, соответственно, на прогрев НГМТ, такие как триасовые базальты и многолетнемерзлые породы. Всего в проект загружено 69 структурных поверхностей (рис. 84).

Разломы и зоны трещиноватости оказывают существенное влияние на движение масс УВ как в геологическом прошлом (миграция и формирование залежей), так и в настоящем (сохранность залежей). Поэтому понимание и анализ пространственновременного развития подобных объектов имеет существенное значение для восстановления истории развития УВ систем. В связи с этим структурный каркас модели был дополнен выделенными по сейсмическим материалам разрывными нарушениями.

Выделение и характеристика элементов нефтегазоносных систем

По результатам комплексного анализа скважинных данных и материалов сейсморазведки с привлечением результатов сиквенс-стратиграфического анализа было произведено выделение элементов нефтегазовых систем. Ачимовские отложения входят в состав верхнеюрско-нижнемеловой УВ-системы и являются одним из горизонтов коллекторов.

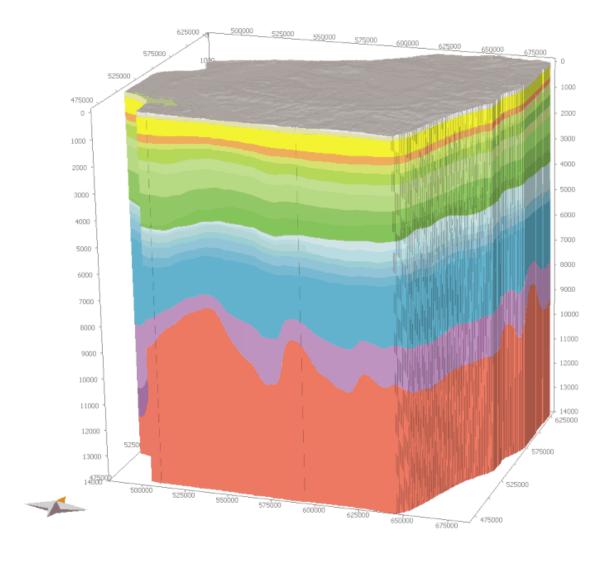


Рисунок 84. Структурный каркас бассейновой модели Большехетской впадины

На основании проведенного сиквенс-стратиграфического анализа с привлечением скважинных данных была построена лито-фациальная модель неокомского клиноформенного комплекса (рис. 85). Для всех элементов нефтегазоносных систем заданы преимущественные литотипы, их представляющие, а также их фильтрационно-емкостные свойства. На основании керновых данных были рассчитаны петрофизические зависимости плотности и пористости горных пород от глубины.

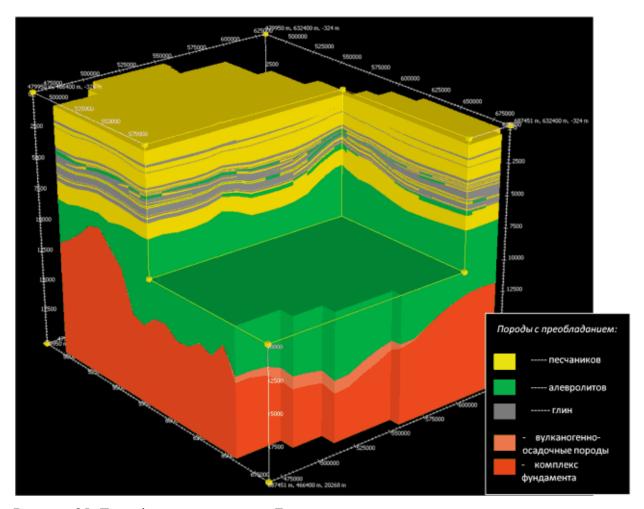


Рисунок 85. Лито-фациальная модель Большехетской впадины

Важнейшим элементом УВ систем являются НГМТ. Возможность аккумуляции крупных скоплений нефти и газа напрямую зависит от качественной и количественной характеристики органического вещества нефтегазоматеринских пород и степени их катагенетической преобразованности. К параметрам, влияющим на свойства НГМТ, относятся: содержание органического углерода в породах (Сорг), водородный индекс (НІ) и тип керогена. Дополнительными параметрами, оказывающими серьезное влияние на объем генерации УВ, являются мощность НГМТ и её прогрев.

Свойства НГМТ определены по результатам геохимических исследований керна из скважин, пробуренных на территории Большехетской впадины и сопредельных площадях [Лопатин Н.В. и др., 2006; Шурыгин Б.Н. и др., 2006; Мещеряков К.А. и др., 2010; Лопатин Н.В. и др., 2012] (табл. 3). Следует учесть, что замеры производились на образцах претерпевших значительное катагенетическое преобразование. Соответственно, использование ЭТИХ значений для дальнейших расчетов без предварительной уменьшению генерационного корректировки ведет К потенциала нефтематеринских толщ. Для воспроизведения начальных параметров нефтематеринских пород была проведена процедура восстановления значений Сорг и НІ. Для детализации свойств НГМТ по площади построены карты распределения органического углерода в породе и водородного индекса.

Таблица 3. Характеристика выделенных нефтегазоматеринских толщ

Свита	№ скв	Сорг	HI
	11P	8,48	600
Favoran avve , name va avve	99X	4,46	600
Баженовский горизонт	320N	3,64	600
	11X	2,51	300
	99X	2,32	300
Сиговская	320N	3,9	500
	11X	1,34	200
	99X	1,75	400
Точинская	320N	3,12	500
	11X	1,26	200
	11P	18	500
Малышевская	320N	2,53	500
	11X	2,19	300
Леонтьевская	11X	4,51	200
Вымская	11X	5,35	300
Лайдинская	СГ-6	1,69	52,7
Китербютская	СГ-6	2,21	63,7
Левинская	СГ-6	2,7	26,75

По результатам анализа геохимических и литературных данных в разрезе Большехетской свиты было выделено 10 нефтегазоматеринских толщ, относящихся к следующим интервалам:

- нижнепокурская подсвита (яковлевская свита) возможный источник биогенетического газа K_1 [Rice, D. D. , 1993; Littke R. и др., 1999];
 - баженовская (и её стратиграфические аналоги), сиговская, точинская $-J_3$;
 - малышевская, леонтьевская J₂;
 - лайдинская, китербютская, левинская J_1 ;
 - объединенная НГМТ триаса Т.

Среди всех выделенных нефтегазоматеринских пород, верхнеюрская баженовская НГМТ характеризуется максимальными значениями Сорг и НІ. При этом средняя мощность данной НГМТ составляет 100 метров. Эти факторы говорят о высоком генерационном потенциале пород баженовского горизонта.

Среднеюрские НГМТ, приуроченные к отложениям малышевской и леонтьевской свит, характеризуются сравнительно высокими значениями геохимических параметров. Толщины данных НГМТ достигают 60 и 90 метров соответственно.

Свойства флюидоупоров оказывают влияние на возможность формирования залежей и на их сохранность. Покрышки выделялись на основании результатов сиквенсстратиграфического анализа и интерпретации ГИС и сейсморазведки. Наиболее качественные глинистые покрышки образовывались при максимально высоком положении уровня моря и маркируются на сейсмических профилях в виде поверхностей максимального затопления территории (MFS).

Следует отметить, что толщина и литологический состав экранирующих пачек в пределах Большехетской впадины не постоянны. Общей закономерностью является уменьшение толщин покрышек преимущественно в восточном направлении. Это связано с уменьшением глубины палеобассейна в данном направлении на различных этапах развития территории. Дополнительно при моделировании учитывалось изменение экранирующих свойств покрышек по площади вследствие изменения их литологического состава.

Восстановление истории развития территории

При проведении бассейнового моделирования необходимо учитывать эволюцию палеобатиметрии бассейна седиментации. С целью выявления палеорельефа и путей транзита и накопления осадков были построены поверхности палеобатиметрии для всех основных геологических этапов развития территории. Для неокомского интервала разреза проводилось детальное восстановление глубин бассейна.

Корректное моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ возможно только после восстановления истории погружения и прогрева бассейна увязанной с основными тектоническими событиями в регионе. Этапам рифтинга соответствовали максимальные значения теплового потока. Во время периодов тектонической стабилизации интенсивность прогрева осадочных пород постепенно снижается. Современные значения теплового потока — минимальные за всю истории развития Большехетской впадины.

Первое значимое тектоническое событие приурочено к началу триасового времени. В это время преобладали процессы тектонического растяжения и рифтогенеза, сопровождающиеся излияниями базальтов. К этому этапу относят формирование горстов и грабенов и последующее заполнение их терригенными осадками.

В конце юрского времени, за счет тектонического сжатия, на севере Большехетской впадины формировался Нижнемессояхский инверсионный мегавал. Впоследствии, наиболее приподнятая часть вала была размыта, в результате чего был сформировано Мессояхское шлейфовое тело. Раннемеловое время — это период формирования клиноформенного комплекса.

В олигоцене вновь начали преобладать обстановки тектонического сжатия в результате чего вся территория Большехетской впадины испытала подъем, после чего часть осадков была эродирована.

Этапы тектонической активизации территории нередко сопровождают эрозионные события, которые оказывают существенное влияние как на степень катагенеза НГМТ, так и на геометрию резервуаров. Для учета влияния подобных событий на эволюцию УВ систем проводилась оценка длительности и интенсивности размыва отложений.

Калибровка бассейновой модели

После построения модели погружения необходимо провести калибровку результатов симуляции на фактические данные. Калибровка позволяет уменьшить неопределенность результатов моделирования и повысить достоверность бассейновой модели. Традиционно, при бассейновом моделировании, для калибровки истории эволюции теплового потока используются значения отражательной способности витринита (R₀vit). Отражательная способность витринита указывает на степень катагенетической преобразованности НГМТ. Тренды и карты палеотеплового потока и палеотемператур на поверхности бассейна (SWIT), имеют огромное значение для построения корректной бассейновой модели, поскольку именно эти параметры отвечают за время начала генерации и объем сгенерированных УВ. Важно, чтобы по результатам моделирования степень катагенеза НГМТ соответствовала реальному состоянию.

Пример сопоставления восстановленной эволюции теплового потока (по модели [Sweeney J.J. и др., 1990]) с результатами скважинных и керновых исследований приведен на рисунках 86 и 87. В целом, результаты моделирования характеризуются хорошей сходимостью с фактическими данными.

Для контроля пластового и порового давлений и прогноза их изменений в процессе геологической истории развития Большехетской впадины была произведена калибровка

смоделированных пластовых давлений на фактические данные (рис. 88). Результаты моделирования показывают хорошую сходимость с фактическими данными.

Для повышения корректности моделирования проводилась калибровка смоделированных залежей на фактические данные. Большинство смоделированных залежей показывают хорошую сходимость с результатами бурения по уже открытым месторождениям Большехетской впадины - коэффициент сходимости равен 0.92.

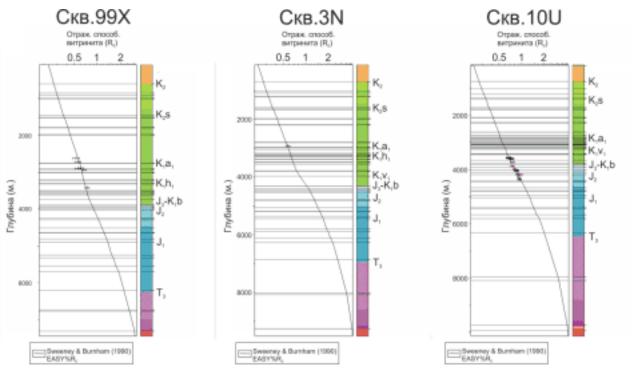


Рисунок 86. Калибровка модели на фактические материалы. Отражательная способность витринита (по расчетной модели [Sweeney J.J. и др., 1990])

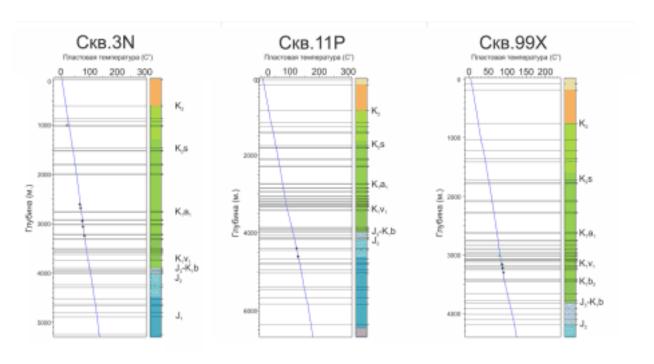


Рисунок 87. Калибровка модели на фактические материалы. Пластовая температура

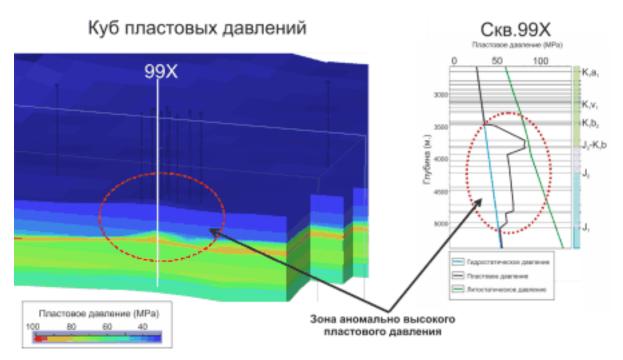


Рисунок 88. Сопоставление фактических и расчетных пластовых давлений

5.2 Результаты моделирования

По результатам бассейнового моделирования оценены: общая масса сгенерированных и накопленных УВ, потери УВ при миграции, а так же остаточный генерационный потенциал НГМТ. Дополнительно оценено влияние особенностей строения неокомского клиноформенного комплекса на распределение пластовых давлений и на характер нефтегазоносности в регионе.

Генерация УВ

По результатам бассейнового моделирования оценены общая масса сгенерированных и накопленных УВ, потери УВ при миграции и остаточный генерационный потенциал нефтегазоматеринских пород (рис. 89).

Согласно расчетам, наибольшее количество углеводородов было сгенерировано отложениями баженовского горизонта - 39 %. Породами среднеюрского возраста было сгенерировано 31%. Доля нижнеюрских пород составляет 20% от общей генерации. Вклад условно заданных НГМТ триасового возраста в общую генерацию УВ несущественен и составляет 1 %.

Генерация углеводородов триасовыми породами началась около 200 млн. лет назад, нижнеюрскими - около 150 млн. лет назад, среднеюрскими – около 145 млн. лет назад, а верхнеюрскими – около 135 млн. лет назад.

Дополнительным параметром, позволяющим оценить генерацию УВ, является коэффициент преобразованности нефтегазоматеринских пород, который отражает процентное содержание претерпевшего катагенетическое преобразование органического вещества в НГМТ, не способное более продуцировать УВ.

На сегодняшний день для триасовых и нижне-среднеюрских НГМТ коэффициент преобразованности приближается к 100%, а для нижнеюрских - около 90%, что говорит о неспособности данных нефтегазоматеринских толщ к продуцированию больших объемов УВ. Коэффициент преобразованности пород баженовского горизонта изменяется от 95% в депоцентрах впадин бассейна до 45% на поднятиях.

Триасовые нефтегазоматеринские породы находятся в окне газа поздней генерации. НГМТ нижне-среднеюрского возраста находятся в основном окне генерации газа и в позднем окне генерации нефти. Верхнеюрские породы находятся в основном окне генерации нефти.

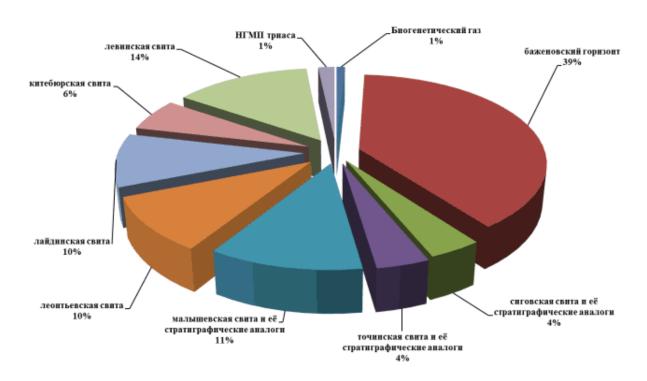


Рисунок 89. Масса сгенерированных УВ

Миграция УВ

Важным результатом бассейнового моделирования является возможность оценки путей миграции УВ и зон дренирования для каждой смоделированной залежи, что позволяет улучшить понимание характера распределения скоплений УВ по площади и по разрезу.

Основным источником УВ является верхнеюрская НГМТ баженовского горизонта, подстилающая отложения неокомского клиноформенного комплекса. Особенности строения неокомского клиноформенного комплекса оказывают существенное влияние на характер миграции УВ из баженовского горизонта. Так при сопоставлении количества залежей промышленной категории запасов в интервале меловой системы в различных частях исследуемой территории онжом отметить, что максимальный этаж нефтегазоносности отмечается на Пякяхинском месторождении, расположенном в центральной части Большехетской впадины. Меньшее количество залежей выделяется в восточной (Хальмерпаютинское месторождение) и западной (Южно-Мессояхское и Находкинское месторождения) частях Большехетской впадины.

Пякяхинская площадь и территории к северу и к югу от неё расположены в области отсутствия значимых экранирующих пачек между нефтематеринскими породами баженовского горизонта и резервуарами в пластах меловой системы. На участке Хальмерпаютинского месторождения песчаные породы меловой системы отделены от нефтематеринских пород баженовского горизонта мощной глинистой толщей клиноформ

Коликъеганского сиквенса. Поступление УВ в ловушки возможно только в результате латеральной миграции с запада, где глинистый экран между породами баженовского горизонта и неокома практически отсутствует. На участках Южно-Мессояхской и Находкинской площадей вертикальная миграция УВ из нефтематеринских пород баженовского горизонта затруднена, ввиду наличия слабопроницаемых пород Мессояхского шлейфового тела (рис. 90). Таким образом, особенности геологического строения неокомского клиноформенного комплекса определяют характер нефтегазоносности пород меловой системы в пределах Большехетской впадины [Шуваев А.О., 2015; Колосков В.Н. и др., 2017].

Дополнительно бассейновое моделирование позволило оценить пространственное распределение пластового давления в неокомском и юрском интервалах разреза. Области АВПД, выделяемые по скважинным данным, приурочены к значительным по толщине глинистым прослоям, выделяемым в клиноформах Коликъеганского, Тагринского и Самотлорского сиквенсов, а так же в Мессояхском шлейфовом теле. Главным образом избыточное давление формируется за счет интенсивной генерации УВ породами баженовского горизонта при затрудненной их эмиграции из нефтематеринских толщ. Дополнительно учитывался литогенетический фактор формирования АВПД, связанный с недоуплотнением пород при высокой скорости седиментации за счет затрудненного оттока порового флюида.

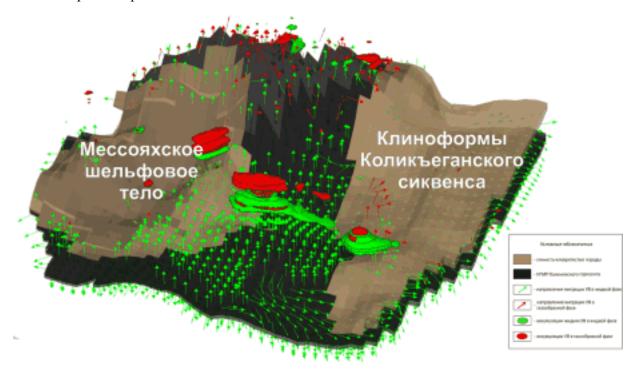


Рисунок 90. Характер миграции УВ в неокомском клиноформенном комплексе

Аккумуляция УВ

Ключевым условием аккумуляции УВ является существование ловушек на момент интенсивной генерации нефти и газа, а также относительный спокойный тектонический режим, способствующий сохранению залежей УВ. Как уже упоминалось выше, для баженовского горизонта фаза активной генерации углеводородов началась после формирования ловушек в ачимовском комплексе. Последующая тектоническая перестройка территории в олигоценовую эпоху не оказала серьезного влияния на ловушки в исследуемом интервале (рис. 91).

По результатам бассейнового моделирования залежи в ачимовском комплексе приурочены к Коликъеганскому, Тагринскому и Самотлорскому сиквенсам. Залежи относятся как к структурным, так и неструктурным ловушкам (рис. 92). Структурные залежи, как правило, приурочены к локальным поднятиям в фондоформенных частях клиноформ. Неструктурные залежи локализуются в зонах выклинивания ачимовских песчаных отложений.

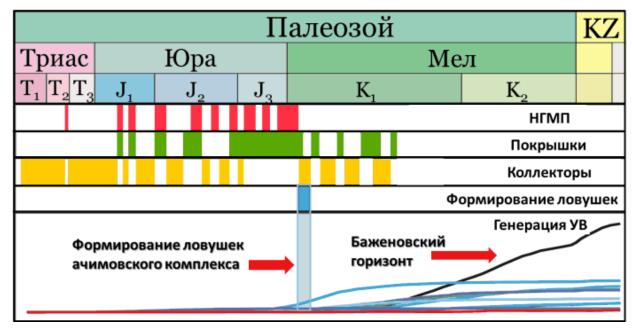


Рисунок 91. Сопоставление времени формирования ловушек в ачимовском комплексе с генерацией УВ

По результатам моделирования залежи, приуроченные к ачимовскому комплексу, большей частью насыщены углеводородами в жидкой фазе (рис. 92). Согласно полученным результатам, в ачимовском комплексе содержится порядка 29% от общего объема УВ аккумулированных в пределах Большехетской впадины. Таким образом, ачимовский НГК является вторым по величине аккумулированных УВ в пределах изучаемой территории, после неокомского покровного (рис. 93). Результаты

моделирования подтверждены скважиной 11Р, при опробовании которой из отложений ачимовской толщи был получен промышленный приток УВ.

На основании проведенной работы даны рекомендации по оптимизации последующих геологоразведочных работ. Предложены восемь точек для разведочного бурения: пять скважин для исследования самого крупного конуса выноса — Российского, и по одной скважине для Пякяхинской, Самотлорской и Коликъеганской клиноформ. Так же даны рекомендации на постановку сейсмической съемки 2D в районе выделенных ачимовских тел.

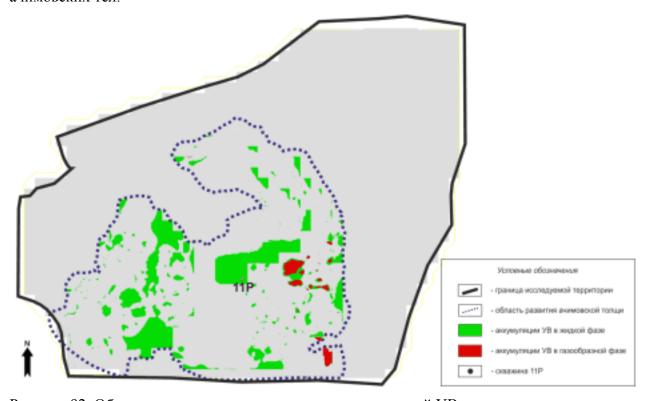


Рисунок 92. Общее распределение смоделированных залежей УВ в ачимовском комплексе

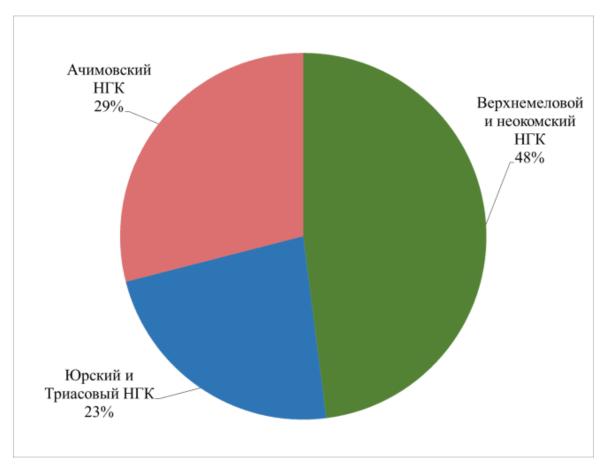


Рисунок 93. Распределение УВ по нефтегазовым комплексам

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе комплексирования результатов интерпретации различной геологогеофизической информации проведено исследование особенностей строения и условий формирования неокомского клиноформенного комплекса и приуроченной к нему ачимовской толщи в пределах Большехетской впадины.

По материалам сейсморазведки в неокомском комплексе выделено и прослежено по площади девять клиноформенных тел, представляющих собой мегакосослоистые осадочные тела бокового заполнения относительно глубоководных впадин. Подобные седиментационные тела ограничены сравнительно протяженными пачками глинистых пород, которые могут быть ассоциированы как с внутренними, так и с внешними границами сиквенсов.

Помимо классических клиноформенных тел, в основании отложений нижнемелового отдела выделяется локально развитое Мессояхское шлейфовое тело. Данный объект был сформирован за счет эрозии Нижнемессояхского мегавала и переотложения размытых осадков у его склона.

На следующем этапе исследования на основе проведения сиквенсстратиграфического анализа неокомских отложений выделено пять сиквенсов третьего порядка. В рамках одного сиквенса, как правило, можно выделить несколько различных клиноформ.

Самый древний сиквенс (Коликъеганский) представлен породами соответствующими тракту высокого стояния уровня моря. За ним следуют три полных сиквенса: Тагринский, Самотлорский и Урьевский. Сформированный на заключительном этапе Асомкинский сиквенс в пределах территории изучения представлен только отложениям соответствующим тракту низкого стояния уровня моря.

Основное направлением проградации неокомского клиноформенного комплекса — северо-западное. Однако ряд клиноформ приуроченных к Коликъеганскому и Тагринскому сиквенсам, характеризуются запад-северо-западным падением. Подобная особенность строения связана с влиянием на палеоморфологию бассейна Нижнемессояхского мегавала ограничивающего Большехетскую впадину с севера.

На основе комплексирования результатов исследования керновых материалов, данных ГИС и сиквенс-стратиграфического анализа определены основные особенности условий седиментации каждой выделенной клиноформы. Для времени накопления исследуемых отложений характерно чередование этапов трансгрессии и регрессии. Во время падения уровня моря осадконакопление осуществлялось преимущественно в центральной части бассейна. При последующем подъеме уровня моря область активного

осадконакопления смещалась в сторону берега. Согласно проведенной оценке для регрессивных этапов максимальные глубины колеблются в интервале от 500 до 600 метров, для трансгрессивных этапов – от 650 до 900 метров. На протяжении всего времени формирования неокомского клиноформенного комплекса дно бассейна седиментации характеризуется региональным уклоном с востока на запад под углами порядка 0,5 градусов. Области максимальных значений угла наклона рельефа приурочены к бровкам палеошельфа и к склонам Нижнемессояхского мегавала, где они могли достигать 2-2.5 градусов. Осадочный материал поступал в бассейн главным образом с востока. На ранних стадиях образования неокомских отложений дополнительным источником кластического материала служил Нижнемессояхский мегавал.

На основании анализа результатов сиквенс-стратиграфического анализа проведено выделение пород ачимовской толщи, представляющей собой отложения относительно глубоководных конусов выноса. Наиболее значительные по площади и по объему материала конусы выноса формируются на этапах регрессии, во время формирования системных трактов низкого стояния уровня моря. Такие системы характерны для Тагринского сиквенса, а также в меньшей степени для Самотлорского и Урьевского сиквенсов. Так же конусы выноса могут быть приурочены ко второй половине НЅТ соответствующей началу регрессии. В пределах Большехетской впадины подобный объект выделен в Коликъеганском сиквенсе. Значительно меньшие по объему и площади конусы выноса формируются на начальных этапах трансгрессии, например, в интервале ТЅТ Тагринского сиквенса.

Мессояхское шлейфовое тело служило барьером на пути распространения песчаных осадков неокомских клиноформ в северном и в западном направлениях и, таким образом, ограничивало область распространения ачимовской толщи более поздних клиноформ.

С целью восстановлении истории развития бассейна и оценки нефтегазоносного потенциала ачимовской толщи проведено трехмерное бассейновое моделирование углеводородных систем. Согласно результатам моделирования основным источником УВ является верхнеюрская НГМТ баженовского горизонта. Особенности строения неокомского клиноформенного комплекса оказывают влияние на характер миграции УВ из баженовского горизонта. Так, в западной и восточной частях Большехетской впадины вертикальная миграция флюидов затруднена ввиду наличия преимущественно глинистых отложений приуроченных к Мессояхскому шлейфовому телу и клиноформам Коликъеганского сиквенса. Так как в центральной части Большехетской впадины отсутствовали породы затрудняющие вертикальную миграцию УВ из баженовского

горизонта именно с этой областью связана максимальная интенсивность миграции и максимальный этаж нефтеносности. Таким образом, характер распределения зон нефтегазонакопления в отложениях меловой системы связан с особенностями строения неокомского клиноформенного комплекса.

Дополнительно бассейновое моделирование позволило оценить пространственное распределение пластового давления в неокомском и юрском интервалах разреза. Области АВПД, выделяемые по скважинным данным, приурочены к значительным по толщине глинистым прослоям, выделяемым в клиноформах Коликъеганского, Тагринского и Самотлорского сиквенсов, а так же в Мессояхском шлейфовом теле. Главным образом избыточное давление формируется за счет интенсивной генерации УВ породами баженовского горизонта при затрудненной их эмиграции из нефтематеринских толщ. Дополнительно учитывался литогенетический фактор формирования АВПД, связанный с недоуплотнением пород при высокой скорости седиментации за счет затрудненного оттока порового флюида.

По результатам бассейнового моделирования залежи в ачимовском комплексе приурочены к Коликъеганскому, Тагринскому и Самотлорскому сиквенсам. Залежи относятся как к структурному, так и неструктурному типам. Смоделированные в ачимовском комплексе залежи в основном насыщены углеводородами в жидкой фазе. Ачимовский НГК является вторым по величине аккумулированных УВ в пределах изучаемой территории, после неокомского покровного. Результаты моделирования подтверждены скважиной 11Р, при опробовании которой из ачимовского интервала получен промышленный приток УВ.

На основании проведенной работы даны рекомендации по оптимизации последующих геологоразведочных работ. Предложены восемь точек для разведочного бурения: пять скважин для исследования самого крупного конуса выноса — Российского, и по одной скважине для Пякяхинской, Самотлорской и Коликъеганской клиноформ. Так же даны рекомендации на постановку сейсмической съемки 2D в районе выделенных ачимовских тел.

Список литературы

ОПУБЛИКОВАННАЯ

- 1. **Al-Hajeri, M.M. Basin and Petroleum System Modeling.** [Tekct] / M.M. Al-Hajeri, J. Derks, T. Fuchs, T. Hantschel, A. Kauerauf, M. Neumaier, M.A. Saeed, O. Schenk, O. Swientek, N. Tessen, D. Welte, B. Wygrala // Oilfield Review − 2009. − Vol. 21. №2. C. 14-29
- 2. Allen M.B. Oblique rift geometry of the West Siberian Basin: tectonic setting for the Siberian flood basalts. [Tekct] / M.B. Allen, L. Anderson, R.C.Searle, M. Buslov // Journal of the Geological Society 2006. vol. 163. -C. 1-4.
- 3. Catuneanu O. Sequence Stratigraphy: Methodology and Nomenclature. [Tekct] / O. Catuneanu, W.E. Galloway, C.G.St.C. Kendall, A.D. Miall, H.W. Posamentier, A. Strasser, M.E. Tucker // Newsletters on Stratigraphy. 2011. Vol. 44/3. -C. 173–245.
- 4. Cherepanova Y. Crustal structure of the Siberian craton and the West Siberian basin: An appraisal of existing seismic data. [Tekct] / Y. Cherepanova, I.M. Artemieva, H. Thybo, Z. Chemia // Tectonophysics 2013. № 609. -C. 154–183.
- 5. **Hantschel T. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling.** [Текст]: монография / Т.Hantschel, A.I. Kauerauf. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009. 485 с.
- 6. Haq Bilal U. Mesozoic and Cenozoic Chronostratigraphy and Cycles of Sea-Level Change. [Tekct] / B.U. Haq, J. Hardenbol, P.R.Vail // The Society of Economic Paleontologists and Mineralogists (SEPM). − 1998. - №42. C. 71-108
- 7. Kunin N.Ya. A seismostratigraphic analysis of Lower Cretaceous deposits in the northen part of the West Siberian Basin. [Tekct] / N.Ya. Kunin, I.E. Segalovich // Sedimentary Geology. 1996. Vol. 102 C. 23-32
- 8. Littke R. Gas Generation and Accumulation in the West Siberian Basin.

 [Tekct] / R. Littke, B. Cramer, P. Gerling, N. V. Lopatin, H. S. Poelchau, R. G. Schaefer,

 D. H. Welte // AAPG Bulletin. 1999. vol 84. №10. -C. 1642–1665.
- 9. Rice, D. D. Biogenic gas: controls, habitats, and resource potential, in D. G. Howell, ed., The future of energy gases. [Tekct] / D. D. Rice // U.S. Geological Survey Professional Papers 1993. vol 1570. -C. 583–606.
- 10. Sweeney J.J. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on Chemical kinetics. [Tekct] / J.J. Sweeney, A.K. Burnham // AAPG Bulletin. 1990. Vol 74. C. 1559-1570.

- 11. Timurziev A.I. Strike-slip faults in the West Siberian basin: implications for petroleum exploration and development. [Tekct] / A.I. Timurziev, G.N. Gogonenkov // Russian Geology
- 12. **Vail P.R. Seismic stratigraphy and global changes of sea level.** [Tekct] / P.R.Vail, R.M.Jr Mitchum., and S. Thompson III. // AAPG Memoir 26. 1977. C. 83-98
- 13. **Vyssotski A.V. Evolution of the West Siberian Basin.** [Tekct] / A.V.Vyssotski V.N.Vyssotski A.A.Nezhdanov // Marine and Petroleum Geology. -2006. Volume 23, Issue 1. C. 93-126.
- 14. **Балдин В.А. Новые представления о строении и генезисе диагональной системы мегавалов в Енисей-Хатангском прогибе.** [Текст] / В.А. Балдин, К.Н. Кунин, Н.Я. Кунин // Геология нефти и газа. 1997. №3. С. 26-34
- 15. Белонин М.Д. Изучение нефтегазоносных резервуаров в конусах выноса клиноформ и основные результаты работ по составлению крупномасштабной карты их размещения как основа для проектирования геологоразведочных работ. [Текст] / М.Д. Белонин, Л.Я. Трушкова, Ф.З. Хафизов // В сб .: Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 1998. С. 60—65.
- 16. Блэкберн Г. Доклады Блэкберн: Развитие тектонического бассейна Западной Сибири в мезозойскую эру третичном периоде. [Текст] / Г. Блэкберн // Rogtec №25, 2011. С. 14-24
- 17. **Богданов О.А. Анализ эволюции углеводородных систем Большехетской впадины на основе применения метода бассейнового моделирования.** [Текст] / О.А. Богданов, В.Н. Колосков, А.О. Шуваев, К.В. Мусихин, С.Б. Истомин, М.А. Боброва, П.С. Маглеванная// Геология нефти и газа. − 2017. №4. С. 55-63
- 18. **Бородкин В.Н. Моделирование геологического строения, оценка перспектив нефтегазоносности, нефтегазового потенциала ачимовского клиноформного комплекса севера Западной Сибири.** [Текст] дис... док. геол.-мин. наук: 25.00.12: защищена 06.03.07: утв.13.07.07 / Бородкин Владимир Николаевич .- Тюмень, 2007.- 359 с.
- 19. **Бородкин В.Н. Условия формирования и фации ачимовской толщи севера Западной Сибири.** [Текст] / В.Н. Бородкин, А.М. Брехунцов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1999. № 5. -С. 10—16.
- 20. Бородкин, В. Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносное ачимовской толщи севера Западной Сибири. [Текст]: монография /

- В. Н. Бородкин, А. Р. Курников; отв. ред. А. Э. Конторович Изд-во СО РАН, 2010. 138 с
- 21. **Габдуллин Р.Р. Секвентная стратиграфия.** [Текст]: Учебное пособие / Р.Р. Габдуллин, Л.Ф. Копаевич, А.В. Иванов М.: МАКС Пресс, 2008. 113 с.
- 22. Галушкин Ю. И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. [Текст]: монография / Ю. И. Галушкин М.: Изд-во «Научный мир» , 2007. 457 с.
- 23. Гогоненков Г. Н. Анализ неокомской клиноформы Западной Сибири по данным сейсморазведки. [Текст] / Г. Н. Гогоненков, Ю. А. Михайлов, С. С. Эльманович // Геология нефти и газа. 1988. № 1. -С. 22-30.
- 24. **Гурари Ф.Г. Клиноформы особый тип литостратонов.** [Текст] / Ф.Г. Гурари // Геология и геофизика. -1994.- Т. 35, № 4. -С. 19-26.
- 25. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений). [Текст]: монография / Ф.Г. Гурари Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003.-141 с.
- 26. **Западная Сибирь. Геология и полезные ископаемые России.** [Текст]: в 6-х т. / Гл. ред. В. П. Орлов. Ред. 2-го тома: А. Э. Конторович, В. С. Сурков. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000.- Т.2., 477 с.
- 27. **Карогодин Ю.Н. Приобская нефтегазоносная зона Западной Сибири. Системно-литологический аспект** [Текст]: монография / Ю.Н. Карогодин, С.В. Ершов, В.С. Садгонов и др. Новосибирск: Изд- во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. 252 с.
- 28. **Киричкова А.И. Особенности литологии континентального триаса Западной Сибири.** [Текст] / А.И. Киричкова // Нефтегазовая геология. Теория и практика.
 2011. Т.б. №1. http://www.ngtp.ru/rub/2/3 2011.pdf (Дата последнего обращения: 07.03.2016)
- 29. **Конторович В.А. Тектоническое строение и история развития Западно- Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое.** [Текст] / В.А. Конторович, С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков, А.А. Конторович, О.И. Супруненко // Геология и геофизика. -2001. -Т. 42. № 11-12. -С. 1832-1845.
- 30. **Кулахметов Н. Х. Особенности стратиграфии морских отложений неокома севера Западной Сибири по данным сейсморазведки и бурения.** [Текст] / Н. Х. Кулахметов, В. М. Никитин, Г. С. Ясович // Сейсморазведка для литологии и стратиграфии. Тр. ЗапСибНИГНИ. Тюмень. -1985. С. 54-64.

- 31. **Курчиков А.Р. Модель формирования и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западной Сибири**. [Текст] / А.Р. Курников, В.Н. Бородкин, К.О. Забоев // Изв. вузов. Нефть и газ. -2009. № 4. -С. 30-35.
- 32. **Курчиков А.Р. Условия формирования и атлас текстур пород ачимовского клиноформного комплекса севера Западной Сибири.** [Текст]: монография / А.Р. Курчиков, В.Н. Бородкин, А.В. Храмцова Изд-во СО РАН, Новосибирск, 2010. -130 с.
- 33. **Лидер М.Р. Седиментология. Процессы и продукты.** [Текст]: монография / М.Р. Лидер. М.: Изд-во Мир, 1986. 439 с.
- 34. **Малышева Е.О. Стратиграфия секвенций или секвентная стратиграфия (Sequence Stratigraphy).** [Текст]: монография / Е.О. Малышева, Л.Ф. Копаевич // Геология для нефтяников М. -Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. Гл. 4.6.2. - 360 с.
- 35. **Маргулис Л.С. Секвенсная стратиграфия в изучении строения осадочных чехлов.** [Текст] / Л.С.Маргулис // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. Т.3. №3. http://www.ngtp.ru/rub/2/37/2008.pdf (Дата последнего обращения: 15.01.2017)
- 36. **Мещеряков К.А. Особенности формирования триасовых прогибов севера Западной Сибири в связи с нефтегазоносностью.** [Текст] / К.А. Мещеряков, Т.В Карасёва // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т.5. №3. http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2010.pdf (Дата последнего обращения: 07.03.2016)
- 37. **Мкртчян О.М. Особенности строения и нефтегазоносности отложений Западной Сибири.** [Текст] / О.М. Мкртчян, В.Е. Орел, С.И. Фомина и др. // Геология нефти и газа. -1986.- № 11. -C. 1-7.
- 38. **Мусихин К.В. Бассейновое моделирование Большехетской впадины**. [Текст] / К.В. Мусихин, А.О.Шуваев // Вестник ЦКР Роснедра . − 2014. №1. С. 19-23
- 39. Наумов А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна. [Текст] / А.Л. Наумов // Геология и геофизика. -1977. - №10. - С. 38-47.
- 40. **Нежданов А. А. Строение и стратификация триас-юрских образований севера западной Сибири.** [Текст] / А. А. Нежданов, В. В. Огибенин, М. В. Мельникова, А. С. Смирнов // Rogtec 2012. №31. С. 62-69
- 41. **Нежданов А. А. Строение и стратификация триас-юрских образований севера западной Сибири. Часть 2.** [Текст] / А. А. Нежданов, В. В. Огибенин, М. В. Мельникова, А. С. Смирнов // Rogtec − 2013. №32. С. 14-27

- 42. **Нежданов А.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири.** [Текст]: монография / А.А. Нежданов, В.А. Пономарев, Н.А. Туренков, С.А. Горбунов. М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. 247 с.
- 43. Нежданов А.А., Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ. [Текст] дис... док. геол.-мин. наук: 25.00.12: защищена 20.12.04 утв.13.05.05 /Нежданов Алексей Алексеевич. -Тюмень., 2004. -453 с.
- 44. **Нестеров И.И.(мл.) Характеристика геологического строения шельфовых отложений неокома севера Западной Сибири.** [Текст] / И.И.(мл.) Нестеров, В.Н. Бородкин, М.Г. Михайлова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М., ВНИИОЭНГ, 2003. № 4-5. С. 83-89.
- 45. **Подольский Ю.В. Нефтяной потенциал России. Проблемы его оценки и освоения.** [Текст] / Ю.В. Подольский // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. Т.3. №3. http://www.ngtp.ru/rub/6/29_2008.pdf (Дата последнего обращения: 05.05.2017)
- 46. **Проничева М.В. Палеогеоморфологический анализ нефтегазоносных областей.** [Текст]: монография / М.В. Проничева, Г.Н. Саввинова М.: Изд-во «Недра», 1980. 254 с.
- 47. **Рединг Х.Г. Обстановки осадконакопления и фации.** [Текст]: в 2-х т. / Х.Г. Рединг. М.: Изд-во Мир, 1990. 736 с.
- 48. Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. Объяснительная записка. Тюмень:ЗапСибНИГНИ, 1991. 53 с., прил. 6
- 49. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Объяснительная записка. Новосибирск, 2003 г. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. 114 с., прил. 3 на 31 листе.
- 50. Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. (г. Тюмень, 21-27 марта 1967 г.) [Текст] / М-во геологии СССР. М-во высш. и сред. спец. образования СССР. АН СССР. Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. инт. Тюмень : [б. и.], 1969-1970. 2 т.; Ч. 1. 1969. 143 с.
- 51. **Стоу Д.В. Морские глубоководные терригенные отложения.** [Текст]: монография / Д.В. Стоу // Обстановки осадконакопления и фации. М.: Мир, 1990. Гл. 12. С. 141 194.

- 52. Структурная схема и районирование чехла Западно-Сибирской плиты по подошве юрско-кайнозойского плитного комплекса. [Карта] / под ред. И.И. Нестеров 1:500 000. 1984.
- 53. **Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты.** [Карта] /Редактор В.С. Сурков, составители: О.Г. Жеро, А.Э. Конторович, В.П. Коробейников, В.Н. Крамник, Л.В. Смирнов, В.С. Сурков, 2000 г, СНИИГГиМС
- 54. Труды Межведомственного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем Сибири 1956 г. [Текст] : Доклады по стратиграфии мезозойских и кайнозойских отложений / М-во геологии и охраны недр СССР. М-во нефт. пром-сти СССР. Акад. наук СССР. Ленинград : Гостоптехиздат. Ленингр. отд-ние, 1957. 575 с., 6 л. табл., карт. : ил., карт.
- 55. **Трушкова Л.Я. Особенности строения продуктивной толщи неокома Обы-Иртышского междуречья.** [Текст] / Л.Я. Трушкова // Тр.ин-та СНИИГГиМС. 1969.- Вып.94 С. 164-168
- 56. **Хаин В.Е. Региональная геотектоника (тектоника континентов и океанов)** [Текст]: учебное пособие. В.Е. Хаин, А.Ф. Лимонов. Тверь, Изд-во ГЕРС, 2004, 270 с.
- 57. **Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов (год 2000).** [Текст]: монография / В.Е. Хаин М.: Изд-во «Научный мир» , 2001. 606 с.
- 58. Шимкус К. М. Клиноформы осадочного чехла по данным сейсморазведки. [Текст] / К.М. Шимкус, А. Е. Шлезингер // Литология и полезные ископаемые. -1984. №1. С. 105-116.
- 59. Шуваев **А.О.** Строение и нефтегазоносность неокомского клиноформенного комплекса в пределах Большехетской впадины. [Текст] / А.О. Шуваев // Геология нефти и газа. − 2015. №4. С. 2-11
- 60. **Шуваев А.О., Особенности формирования неокомского клиноформенного комплекса в пределах Большехетской впадины.** [Текст] / А.О.Шуваев, О.А.Богданов, К.В.Мусихин, С.Б.Истомин, В.Н.Колосков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. Т.12. №2. http://www.ngtp.ru/rub/4/24 2017.pdf (Дата последнего обращения: 21.07.2017)

ФОНДОВАЯ

61. Адаптация и внедрение передовых методик и технологий обработки и интерпретации геолого-геофизических данных с целью повышения качества подготовки перспективных на нефть и газ объектов на территории Большехетской впадины [Текст]:

- отчет о НИР (заключ.) / ООО «Лукойл-Инжиниринг» отв. исп. Колосков В.Н.; исполн.: Колосков В.Н., Богданов О.А. [и др.]. Москва, 2013. 462 с.
- 62. Геохимические исследования шлама и образцов керна по поисковой скважине 2011 Пякяхинского месторождения [Текст]: отчет о НИР (заключ.) / ЗАО «ИГГ РАЕН» отв. исп. Лопатин Н.В.; исполн.: Лопатин Н.В., Тихонов И.В., Литвинова В.Н. [и др.]. Москва, 2012. 273 с.
- 63. Отчет о работе Пякяхинской № 33/84-85 и Хальмерпаютинской № 47/84-85 сейсморазведочных партии в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в зимний период 1984 -1985 г.г. [Текст]: отчет о НИР (заключ.) / ОАО "Ямалгеофизика" отв. исп. Сокол И.Д.; исполн.: Черепанова Г.П., Кабалык В.Г., [и др.]. Лабытнанги, 1986. 252 с.
- 64. Палеонтолого-биостратиграфические и геохимические исследования керна Хальмерпаютинской поисково-оценочной скважины №2099 и обобщение полученных материалов бурения близлежащих глубоких скважин с целью уточнения оценки перспектив нефтегазоносности [Текст]: отчет о НИР (заключ.) / ИНГГ РАН. отв. исп. Шурыгин Б.Н. исполн.: Сухарев А.И., Шурыгин Б.Н., Гордин А.И. [и др.]. Когалым , 2006. в 3 книгах и одной папке, 839 с.
- 65. Переобработка и интерпретация материалов сейсморазведки МОВ ОГТ 2Д в пределах северной части Варейского лицензионного участка [Текст]: отчет о НИР (заключ.) / ТФ ООО "КогалымНИПИнефть" отв. исп. Шемякина Л.В.; исполн.: Шемякина Л.В., Цибулин И.Л., [и др.]. Тюмень, 2008. 321 с.
- 66. Переобработка и комплексная интерпретация региональных профилей МОГТ и материалов ГИС с целью уточнения сейсмогеологической модели строения меловых и верхнеюрских отложений Большехетской зоны [Текст]: отчет о НИР (заключ.) / ОАО "Ямалгеофизика" отв. исп. Сокол И.Д.; исполн.: Сокол И.Д., Сурков Ю.Н. [и др.]. Лабытнанги, 2006. 367с.
- 67. Построение сейсмогеологической модели юрских и меловых отложений Большехетской впадины. Районирование территории по степени перспективности на основе комплексирования с геохимическими и дистанционными исследованиями. Переоценка ресурсной базы [Текст]: отчет о НИР (заключ.) / СибНАЦ отв. исп. Пенягин П.В; исполн.: Пенягин П.В. [и др.]. Тюмень, 2007. 462 с.
- 68. Создание модели формирования месторождений Большехетской впадины и выбор поисковых объектов [Текст]: отчет о НИР (заключ.) / ООО «Васко» отв. исп. Лопатин Н.В.; исполн.: Лопатин Н.В., Гурова О.А., Литвинова В.Н. [и др.]. Москва, 2006. 361 с.

69. Создание постоянно-действующего сейсмогеологического проекта по Большехетской зоне и сопредельным территориям с целью мониторинга ресурсной базы и уточнения проектных решений [Текст]: отчет о НИР (заключ.) / филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «Когалымнипинефть»; отв. исп. Шемякина Л.В.; исполн.: Шемякина Л.В., Копыльцов А.А. [и др.]. – Тюмень, 2011. – 370 с.