

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет»
Сургутский институт нефти и газа (филиал)

**О. В. Тюкавкина, Г. К. Ешимов,
В. А. Лушпеев, Т. Ф. Евпак**

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ
И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЗАПАДНО-СУРГУТСКОЙ СТРУКТУРЫ**

Тюмень
ТюмГНГУ
2012

УДК 55(082)
ББК 26.3(253.54)
Т98

Рецензенты:

кандидат геолого-минералогических наук, доцент В. И. Стреляев
доктор технических наук, профессор В. Н. Федоров

Тюкавкина, О. В.

Т98 Геологическое строение и нефтегазоносность нижнемеловых отложений Западно-Сургутской структуры / О. В. Тюкавкина, Г. К. Ешимов, В. А. Лушпеев, Т. Ф. Евпак. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. — 128 с.
ISBN 978-5-9961-0565-6

Монография посвящена изучению закономерностей осадконакопления в валанжинское и готеривское время развития Западно-Сургутской структуры, отражающей особенности формирования перспективных пород-коллекторов, оценке и прогнозу продуктивности отложений на основе петрографо-литологических особенностей горных пород, расчленения и корреляции в межскважинном пространстве, уточнения геологического строения Западно-Сургутской структуры, анализа вещественного состава нефтесодержащих пород и выявления литолого-фациальных особенностей. Основное внимание в работе уделено всестороннему исследованию состава, структур, характера литологической неоднородности продуктивных нефтяных пластов структуры. На основе детального изучения вещественного состава прослежены литологические границы нефтеносных горизонтов с перекрывающими аргиллитовыми породами, изучена фациальная принадлежность и нефтегазоносность коллекторов, состав пластовых вод. Основные результаты по исследованию продуктивных отложений неокома необходимы для успешного решения конкретных вопросов разведки и разработки нефтяных структур, связанных с достижениями максимальной геолого-экономической эффективности. Точность подсчетов запасов нефти и выбор системы эксплуатации промысловых объектов зависят от детальности изучения нефтегазоносных комплексов, установления пространственно-временной зональности петрохимических особенностей пород-коллекторов и т.д.

Приведенный в работе эмпирический материал может быть использован научными работниками, аспирантами, студентами, преподавателями в лекционных и практических занятиях по дисциплинам: «Промысловая геология», «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», «Нефтегазовое дело».

УДК 55(082)
ББК 26.3(253.54)

ISBN 978-5-9961-0565-6

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет», 2012

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
<i>ГЛАВА 1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ</i> <i>СУРГУТСКОГО СВОДА.....</i>	<i>11</i>
1.1 Стратиграфия.....	13
1.2 Тектоника	25
<i>ГЛАВА 2. ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ</i> <i>И МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НИЖНЕМЕЛОВЫХ</i> <i>ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНО-СУРГУТСКОЙ СТРУКТУРЫ.....</i>	<i>32</i>
2.1. Литолого-петрографические и минералогические особенности пород сортымской свиты.....	33
2.2. Литолого-петрографические и минералогические особенности пород усть-балыкской свиты.....	41
2.3. Литолого-петрографические и минералогические особенности пород сангопайской свиты.....	49
2.4. Гранулометрическая характеристика нижнемеловых отложений Западно-Сургутской структуры.....	57
<i>ГЛАВА 3. ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ</i> <i>И СТРОЕНИЕ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ</i> <i>ЗАПАДНО-СУРГУТСКОЙ СТРУКТУРЫ.....</i>	<i>69</i>
3.1. Фациальные особенности и строение продуктивного пласта БС ₁₀	73
3.2. Фациальные особенности и строение продуктивного пласта БС ₂₋₃	77
3.3. Фациальные особенности и строение продуктивного пласта АС ₉	82
<i>ГЛАВА 4. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕДОБЫЧИ</i> <i>ЗАПАДНО-СУРГУТСКОЙ СТРУКТУРЫ.....</i>	<i>87</i>
4.1. Нефтегазоносность нижнемеловых отложений Западно-Сургутского месторождения.....	89
4.2. Повышение эффективности нефтедобычи из нижнемеловых отложений Западно-Сургутского месторождения.....	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	110
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	111
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	122
ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....	125



Тюкавкина Ольга Валерьевна
кандидат геолого-минералогических
наук, доцент

Тюкавкина Ольга Валерьевна в 1997 году закончила Томский Государственный университет, геолого-географический факультет по специальности «Общая и региональная геология», в июне 2003 года успешно защитила кандидатскую диссертацию, по итогам защиты присуждена ученая степень кандидата геолого-минералогических наук. В декабре 2004 г. утверждена на должность доцента кафедры «Нефтегазовое дело» Сургутского института нефти и газа (филиал) Тюменского Государственного нефтегазового университета. В сентябре 2008 г. назначена заведующей кафедрой «Нефтегазовое дело» Сургутского института нефти и газа (филиал) ТюмГНГУ.

В июле 2008 г. Федеральной службой по надзору в сфере образования и науки, Управлением государственной аттестацией научных и научно-педагогических работников присвоено ученое звание – доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Тюкавкина Ольга Валерьевна с 1997 г. занимается научно-исследовательской работой по изучению геологического строения Сургутского свода, ХМАО-Югра. По данному направлению опубликованы научные статьи, тезисы докладов в сборниках научных, научно-практических региональных и международных конференций. Является автором более 30 научных статей, 23 методических указаний, 3 патентов на полезные модели (в соавторстве), членом коллектива авторов работавших над «Справочным руководством для буровых мастеров» (по заказу ОАО «Сургутнефтегаз»), научным проектом «Интенсификация и идентификация притока углеводородов в залежи на месторождениях ХМАО-Югра» (по заказу Департамента науки и инвестиций Правительства ХМАО-Югра).

Тюкавкина О.В. читает лекции, проводит практические и лабораторные занятия для студентов Сургутского института нефти и газа (филиал) ТюмГНГУ, занимается научно-организационной работой, активно участвует в подготовке и проведении научных студенческих конференций, является руководителем и рецензентом дипломных работ, научных докладов, изучает инновационные технологии, внедряющиеся на предприятиях нефтяной и газовой отрасли, что позволяет объективно писать отзывы на авторефераты на соискание ученой степени кандидата наук.



Ешимов Георгий Карожанович
кандидат технических наук, доцент

В 1970г. окончил геологоразведочный факультет Ленинградского горного института им.Г.В.Плеханова по специальности «Горный инженер по бурению скважин», по окончании работал в Белорусском научно-исследовательском геологоразведочном институте (БелНИГРИ) Управления геологии при СМ БССР в качестве м.н.с. и в Белорусской геолого-поисковой экспедиции инженером по бурению в ПТО.

В мае 1984г. принят в Сургутское отделение ЗапСибБурНИПИ на должность старшего научного сотрудника в последующем зав.лабораторией технологии бурения с отбором керна.

В 1988г. защитил диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности «Методика и техника поисков и разведки месторождений полезных ископаемых» в Ученом совете Ленинградского горного института им.Г.В.Плеханова.

Сферой научных интересов являются вопросы разработки и конструирования породоразрушающего инструмента и технологических режимов бурения с отбором керна, а также вопросы правовой защиты разработок охраняемыми документами Роспатента.

С 1994 по 1997г. работал инженером-технологом в НГДУ «Быстринскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз».

В 1997 г. возглавил отдел НТИ, стандартизации и патентоведения ИЭВЦ ОАО «Сургутнефтегаз». За время работы разработаны нормативные документы: «О подготовке специалистов высшей квалификации в ОАО «Сургутнефтегаз», «Об учете объектов интеллектуальной собственности ОАО «Сургутнефтегаз» и «Организация изобретательской деятельности ОАО «Сургутнефтегаз». В 1998г. сдал квалификационные экзамены и внесен в Государственный реестр патентных поверенных РФ.

В 2005 году принят на должность заместителя директора по научной работе Сургутского института нефти и газа (филиал) ТюмГНГУ, в настоящее время ведет лекционные и практические занятия по курсам: «Механика сплошных сред», «Материалы и технология ремонтно-изоляционных работ в скважине», «Патентоведение», «Бурение НГС», «Технология бурения», «Разрушение горных пород».

Член союза писателей России. Автор свыше 200 научных трудов, в том числе более 170 изобретений, защищенных авторскими свидетельствами и патентами. Автор 7-ми поэтических сборников.



**Лушпеев Владимир Александрович,
кандидат технических наук, доцент**

Закончил в 2004 году Кубанский государственный технологический университет, факультет нефти, газа и энергетики, г. Краснодар по специальности "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений". С сентября 2003 года по июнь 2010 года работал в научно-исследовательском комплексном отделе бурения и исследования скважин СургутНИПИнефть ОАО «Сургутнефтегаз», прошел путь от инженера до заместителя заведующего. С сентября 2010 по настоящее время является доцентом кафедры Нефтегазовое дело Сургутского института нефти и газа (филиал) ФГБОУ ВПО ТюмГНГУ. Неоднократно принимал участие в научно-практических конференциях, проводимых ОАО «Сургутнефтегаз», региональных и общероссийских конференциях, участвовал в международных симпозиумах. Является членом Клуба исследователей скважин с марта 2004 года.

Под руководством профессора кафедры «Нефтегазовое дело» Сургутского института нефти и газа, д.т.н. Федорова В.Н. выполнил и в 2007 году успешно защитил диссертационную работу на соискание ученой степени кандидата технических наук на тему «Разработка и исследование термогидродинамических методов оценки фильтрационных свойств многопластовых объектов». Основные положения диссертационной работы опубликованы в научно-техническом и производственном журнале «Нефтяное хозяйство», научно-техническом вестнике «Каротажник» и других изданиях. Всего опубликовано в печати 30 научных работ, имеется 3 патента РФ на полезную модель и патент РФ на изобретение.

В настоящее время занимается задачами математического моделирования нестационарных процессов происходящих в стволе и призабойной зоне скважин на всех стадиях разработки месторождения и режимах эксплуатации скважин с применением комплекса программных продуктов как отечественного (ГДИ-эффект, Horiz), так и зарубежного производства (Weltest, Ecrin, Pan System). Ведет лекционные и практические занятия по дисциплинам:

- «Разработка нефтяных и газовых месторождений»
- «Разработка газовых и газоконденсатных месторождений»
- «Мировой рынок энергоресурсов»
- «Физика пласта»
- «Подземная гидромеханика»
- «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин»
- «Нефтегазопромысловое оборудование»

Ответственный за профориентационную работу на кафедре «Нефтегазовое дело», ответственный за научную работу института и международную деятельность.



Евпак Татьяна Федоровна
ассистент кафедры
«Нефтегазовое дело»

Евпак Татьяна Федоровна в 1988 году закончила Тюменский индустриальный институт имени Ленинского комсомола, нефтегазопромысловый факультет. В 1988 году принята на работу в Сургутское отделение ЗапСибБурНИПИ инженером лаборатории испытания скважин, затем была переведена в Сургутскую нефтегазоразведочную экспедицию. В 2002 году принята в Сургутский нефтяной техникум преподавателем нефтепромысловых дисциплин.

С 2006 года работает ассистентом в Сургутском институте нефти и газа на кафедре «Нефтегазовое дело». Евпак Татьяна Федоровна читает курс лекций, проводит практические и лабораторные занятия по дисциплинам: «Разработка нефтяных и газовых месторождений», «Основы нефтегазового дела», «Современные методы испытания скважин», «Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ», «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин», «Процессы и агрегаты нефтегазовых технологий», «Ремонт и восстановление скважин», является автором 8 статей, 1-го учебного пособия, составителем методических указаний для проведения практических занятий.

Занимается научно-организационной работой, активно участвует в подготовке и проведении научных студенческих конференций, является руководителем научных докладов.

В 2008 г. успешно сдала вступительные экзамены в заочную аспирантуру Тюменского Государственного нефтегазового университета. В настоящее время работает над кандидатской диссертацией на тему: «Оптимизация взаимного расположения боковых стволов многозабойной (разветвленной) скважины для обеспечения максимального дренирования пласта в условиях неоднородности».

ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе освоения Западно-Сибирской нефтегазональной провинции зафиксирован рост издержек добывающих предприятий и падение добычи углеводородов на многих известных месторождениях. Проблема повышения нефтеотдачи пластов и выработки остаточных запасов в поздней стадии разработки углеводородных залежей с каждым годом приобретает все большую значимость на месторождениях нефтегазодобывающего комплекса России.

Наиболее существенное влияние на дальнейшее развитие нефтегазодобывающей отрасли России оказывает закономерное негативное изменение структуры разрабатываемых нефтегазональных объектов, характеризующихся сложным строением, ухудшением фильтрационно-емкостных свойств, повышенной вязкостью нефти и т.д.

Вследствие этого назрела необходимость детального доизучения геологического строения и потенциала нефтеносности. Сложное фациальное строение нижнемелового этажа нефтегазональности существенно затрудняет расчленение разрезов, межскважинную корреляцию пластов, их индексацию, а также построение геологических моделей месторождений углеводородов.

В пределах Сургутского нефтегазонального района наращивание добычи нефти и газа возможно за счет доизучения сложнопостроенных залежей. Представления о геологическом строении, закономерностях размещения залежей нефти и газа содержатся в работах больших коллективов исследователей возглавляемых Ф.Г. Гурари, И.И. Нестеровым, Н.Н. Ростовцевым, А.А. Трофимуком, Э.Э. Фотиади, В.С. Сурковым, А.Э. Конторовичем, Ю.Н. Карогодиным и др.

Для реальной оценки перспективности нижнемеловых продуктивных горизонтов необходимо на основе детального изучения и проведения лабораторных исследований кернового материала выявить

особенности геологического строения Западно-Сургутской структуры, дополнить сведения о коллекторских свойствах продуктивных нефтегазоносных горизонтов и их генезисе.

Геологическое доизучение продуктивных отложений актуально в теоретическом и практическом отношении. Детальное расчленение и корреляция опорных стратиграфических разрезов дает возможность сопоставления между собой продуктивных пластов нижнего мела в различных частях Сургутской площади. Литолого-петрографические характеристики пород-коллекторов позволяют получить информацию о положении нефтеносных коллекторов в пределах песчаных горизонтов, установить генетическую связь нефтегазосодержащих пород с вмещающими, определить режим накопления углеводородов в продуктивных пластах Западно-Сургутского площади. Выявленные модели генетических типов коллекторов в сочетании с анализом изменения коллекторских показателей позволяют более обоснованно оконтуривать площади промышленных залежей нефти и газа.

В основу монографии положены результаты исследований территории Сургутского палеосвода в период с 1997 по 2010 гг. Полевые исследования сопровождались составлением детальных геолого-петрографических разрезов, отбором и описанием керна, уточнением форм нефтеносных горизонтов, составлением структурных карт, выявлением элементов внутреннего строения нефтеносных структур. В процессе исследований изучено более 110 разрезов продуктивных меловых отложений Федоровского, Восточно-Елового, Восточно-Сургутского, Западно-Сургутского, Быстринского месторождений Сургутского палеосвода, выполнено более 150 гранулометрических анализов, изучено более 250 шлифов пород продуктивных и покрышечных горизонтов. При расчленении нижнемелового комплекса, широко использовался геофизический материал (сейсмопрофили, данные электрокаротажа, гамма-каротажа и др.), который предварительно увязывался с результатами минералого-петрографических

исследований. Для расчленения и корреляции разрезов отложений нижнего мела использованы результаты анализов керна из 16 разведочных, а также привлекались данные, содержащиеся в фондовых работах. Результаты исследований позволяют более уверенно и обоснованно решать проблему корреляции рассматриваемых отложений в скважинах пройденных без отбора керна.

Результаты исследований, могут быть использованы в практических работах по подсчету запасов, в решении вопросов проектирования, регулирования разработки и в других видах проектных направлений, требующих знания коллекторских свойств песчаных горизонтов Сургутского палеосвода.

Результаты исследований были представлены Тюкавкиной О.В. на научных конференциях: «Актуальные вопросы геологии и географии Сибири», 1998 г., г.Томск; «Проблемы металлогении юга Западной Сибири», 1999 г., г.Томск; Всероссийской научной конференции «Северный регион: экономика и социокультурная динамика», 2000 г., г.Сургут; доклады Ешимова Г.К., Тюкавкиной О.В., отмечены на конференции «Сырьевые ресурсы: разведка, освоение и охрана окружающей среды» 2000 г., г.Сургут; научном семинаре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» 2009 г., г.Сургут. Сургутский институт нефти и газа; доклады Евпак Т.Ф., Ешимова Г.К. и В.А.Лушпеева представлены на научно-методической конференции «Проблемы качества инженерной подготовки специалистов нефтегазового профиля» 2010 г., Сургут. и на «Научно-практической конференции, посвященной 45-летию Сургутского института нефти и газа и 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета» 2011г., г. Сургут.

ГЛАВА 1

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ СУРГУТСКОГО СВОДА

Западно-Сибирская геосинеклиза – крупнейший нефтеносный и нефтедобывающий район Российской Федерации, включает территорию Тюменской, Томской, Новосибирской и Омской областей, Ханты–Мансийского и Ямало–Ненецкого автономных округов, а также прилегающий шельф Карского моря (рис. 1). Добыча нефти ведется с 1964г., когда почти одновременно были введены в разработку Трехозерное, Мегионское и Усть-Балыкское месторождения.

В геологическом отношении район связан с одноименной молодой платформой и соответствующей ей нефтегазоносной провинцией. Условия нефтегазоносности, методология геологоразведочных работ на нефть определяются наличием мощного чехла мезо-кайнозойских (преимущественно меловых и юрских) отложений, мощность которых увеличивается к центру Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗСГ) и в северном направлении с региональным погружением в акваторию Карского моря (Арбатов, Конопляник и др., 1996).

Сургутский свод был одним из главных объектов начального этапа поисково-оценочных работ на нефть и газ в пределах Широного Приобья и своеобразным полигоном, на котором отрабатывалась методика расчленения разреза, корреляции и индексации неокомских продуктивных пластов. Общая площадь Сургутского свода равна 26360 кв. км, в том числе суммарная площадь озер, болот и заболоченной поймы реки Оби составляет 11300 кв. км (Варенцов, Дорошко, 1962). Первые достоверные сведения о геологическом строении Сургутского и смежных районов даны в 1896 г Н.К. Высоцким. Позднее представления о геологии района значительно дополнили работы 1934 г. В.И. Громова и 1946 г Н.А. Нагинского.

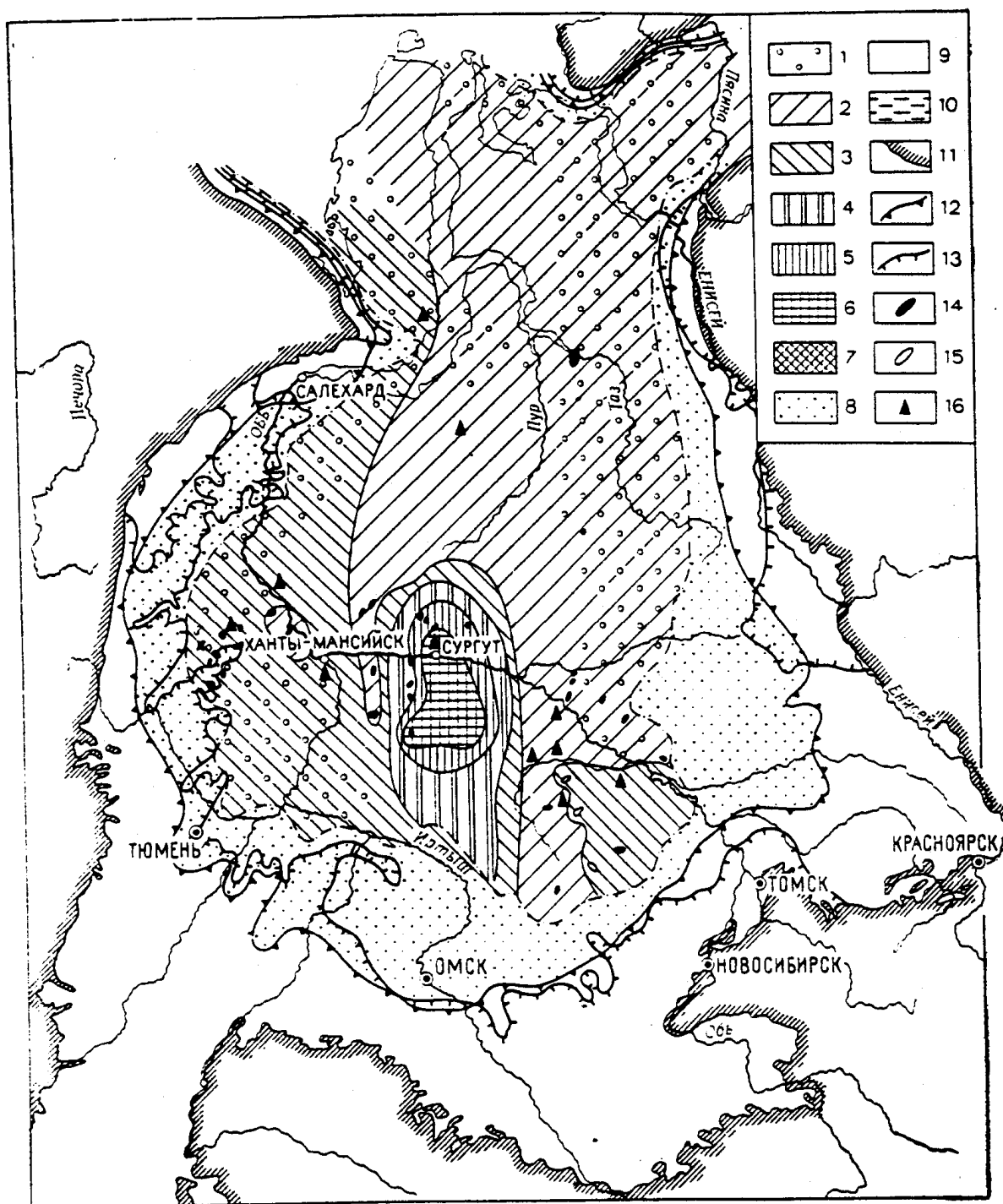


Рис. 1. Обзорная схема нефтегазоносного районирования Западно-Сибирской низменности (по А.Э. Конторовичу, И.И. Нестерову, Ф.К. Салманову, О.Ф. Стасову).

- 1 – земли, перспективные на нефть и газ; 2 – районы расположения нефтей с плотностью меньше $0,83 \text{ г/см}^3$; 3 – с плотностью нефти $0,83 - 0,85 \text{ г/см}^3$; 4 – с плотностью нефти $0,85-0,87 \text{ г/см}^3$; 5 – с плотностью нефти $0,87-0,89 \text{ г/см}^3$; 6 – с плотностью нефти $0,89-0,91 \text{ г/см}^3$; 7 – с лотностью нефти более $0,91 \text{ г/см}^3$; 8 – земли малоперспективные; 9 – земли бесперспективные; 10 – зоны отсутствия поровых коллекторов; границы: 11 – Западно-Сибирского седиментационного бассейна; 12 – нефтегазоносной провинции; 13 – нефтегазоносной толщи; 14 – нефтяные залежи; 15 – газовые и газоконденсатные залежи; 16 – нефтепроявления.

Непосредственно по Сургутскому своду результаты геолого-поисковых работ были обобщены в отчетах И.И.Нестерова, Ю.В.Брадучан, Е.И.Нестеровой, Г.Н.Перозио, Б.Н.Ставицкого и др. Необходимость изучения геологического строения в связи с разработкой нефтяных бассейнов отмечены в работах С.Н.Закирова, А.А.Контарева, А.Г.Кнышенко (Нефтяное хозяйство №12. 2006 г.), В.Ф.Никонова (Нефтяное хозяйство №4, 2004 г.) и др.

1.1. Стратиграфия

Особенностью стратиграфии меловых отложений на территории Западно-Сибирской геосинеклизы является их четкое трёхчленное деление, соответствующее определенным этапам седиментации и совпадающее с основными нефтегазоносными комплексами. Отложения каждого этапа относятся к определенным надгоризонтам, по которым и разработаны региональные стратиграфические схемы (Решения..., 1991). К нижнему отделу меловой системы международной стратиграфической шкалы относятся берриас, валанжин, готерив, баррем, апт и альб. Но на территории ЗСГ в позднеаптское время начался уже следующий этап седиментации. В региональной стратиграфической схеме (Решения..., 1991) рассматривается фактически не стратиграфия нижнего отдела мела и не стратиграфия неокома (берриаса, валанжина, готерива), а стратиграфия двух нижнемеловых нефтегазоносных комплексов – НГК «Б» и «А». Впервые НГК были установлены в 1965 г. в г.Горноправдинске на совещании, посвященном унификации номенклатуры и индексации пластов. На нем принято решение – положить в основу номенклатуры пластов нефтегазоносные комплексы, соответствующие определенному стратиграфическому уровню, и присвоить им следующие названия: (Геология нефти и газа..., 1975; Карогодин и др., 1996):

Ю – первый (нижний) нефтегазоносный комплекс (НГК), включающий отложения юрского возраста – васюганская свита и её возрастные аналоги.

Б – второй НГК, который включает отложения нижней части неокома: валанжина – нижнего готерива (сортымская свита и её возрастные аналоги); продуктивные пласты в нем обозначаются литером – Б.

А – верхний НГК – включает отложения готерива – баррема и нижней части апта (усть-балыкская и сангопайская свиты и их возрастные аналоги). Продуктивные пласты этого НГК обозначаются литером – А.

ПК – четвертый НГК, включающий отложения апт-альб-сеноманского возраста (покурская свита).

Отложения НГК Б и А, сформировались в регрессивный этап седиментации, охватывающий неоком и кратковременную локальную трансгрессию в низах апта, и ограничены снизу и сверху опорными отражающими сейсмогоризонтами Б и М. По предложению Ю.В. Брадучана объединены в зареченский надгоризонт (Решения..., 1991). Все неокомские сейсмические горизонты, расположенные между опорными – Б и М, поименованы литером Н с добавлением индексов пласта, к которому они привязаны, или глинистого раздела. Индекс Н_{рк} образован от наименования покачевской пачки, а нижерасположенные сейсмогоризонты в составе сортымской свиты имеют клиноформный характер, что предлагается отразить в будущей региональной стратиграфической схеме (Белоусов, Гришкевич, Елисеев и др., 2001). По мнению исследователей, это наисложнейший комплекс пород из всех мезозойских образований Западной Сибири. Сочетание пород разного генезиса привело к выделению многочисленных типов разрезов с взаимными разноуровневыми переходами и разнообразными гипотезами о его формировании.

В настоящее время для пород нижнего мела, включающей весь комплекс пород сортымской свиты, в том числе и ачимовскую толщу, доминирует косослоистая модель строения. Впервые она была сформулирована в конце 60-х годов на основе выделения и корреляции «ритмов» трех порядков в разрезе тарской и вартовской свит Л.Я.Трушковой (1970), предложившей единый вариант индексации для районов Сургутского и Нижневартовского сводов. Она сформулировала «закономерность ступенчатого и кулисообразного залегания песчаных и глинистых пластов в прибрежных и прибрежно-морских отложениях неокома...» (Трушкова, 1970, с.72). Примерно в это же время к выводу о регионально косослоистой модели неокомских отложений пришли Ю.Н.Карогодин, А.Л. Наумов, Т.М. Онищук, М.М. Биншток и другие геологи при изучении продуктивных отложений неокома. Постепенно на смену горизонтально-слоистой модели строения неокома ЗСГ пришла косослоистая модель, которая уже не противоречила результатам палеонтологов и позволяла сопоставить их данные с литологической корреляцией (Гурами, 1996; Карогодин и др., 1996, Брылина и др., 1997; Девятов, 2003 и др.).

Стратиграфия НГК Б и А в пределах Сургутского фациального района представлена (снизу вверх) сортымской, усть-балыкской, сангопайской и алымской свитами (Решения., 1991, Гольберт, Гурами и др., 1971) (рис.2).

Сортымская свита ($K_1 sr$) берриас–валанжинского возраста развита и изучена в пределах всего Сургутского палеосвода, но особенно в его центральной части, в стратотипическом разрезе. Впервые свита установлена в 1977 г. (Ясович, Барков, Зининберг, 1981) на Сургутском своде вместо мегионской со стратотипом по скв. 241-р Мамонтовской площади в инт. 2352-2822 м. Наименование происходит от рядом расположенной площади. Залегает согласно на битуминозных отложениях баженовской свиты и согласно перекрывается образованиями усть-балыкской свиты. Сортымская свита является

стратиграфическим эквивалентом мегионской свиты, нижней и отчасти верхневанденской подсвит. В районе Ярсомовского прогиба – зоны перехода мегионской свиты в сортымскую - происходит наращивание стратиграфического объема баженовской свиты за счет отложенный берриасского яруса и, соответственно, омоложение вышележащих свит в их нижней части (Брадучан, 1982, Гришгорн 1990 и др.).

По литологическому составу в сортымской свите выделяются: нижняя глинистая толща 1 (подачимовская), толща 2 (ачимовская), толща 3- средняя песчано-глинистая с тремя пачками. Завершает строение сортымской свиты глинистая чеускинская пачка, подошва которой является естественным верхним рубежом глинистой толщи. На фоне глинистой толщи в её верхней части локализуется серия песчаных пластов, которые вместе с вмещающими их глинами образуют своеобразные песчано- глинистые толщи. Элементы этих толщ-пласты- трудно сопоставимы друг с другом. Это иллюстрируется тем, что только для Сургутского района, где изученность наиболее высокая, принято три типовых разреза по выделению пластов. Такая дробность обусловлена тем, что в пластах обнаружены многочисленные залежи жидких углеводородов, требующих индексации (Атлас моллюсков..., 1990).

Стратотипическим является разрез Усть-Балыкской скв. 540. По мере разбуривания территории Сургутского района возникли разногласия в корреляции пластов по смежным площадям и в 1986 году в г.Тюмени был принят еще один дополнительный (гипостратотипический) разрез только для пластов сортымской свиты по Восточно-Сургутской скв. 197. Разрезы принадлежат разным песчано-глинистым толщам, между которыми существует глинистый барьер. Гипостратотип располагается восточнее основного разреза, и его пласты более достоверно увязаны с пластами Нижневартовского района.

Мощность сортымской свиты изменяется в больших пределах. Средняя мощность в Сургутском районе около 400 м, в Уренгойском –

она достигает 900 м. Стратиграфический объем свиты определяется палеонтологическими данными и положением в разрезе.

Толща 1 (подачимовская)- залегает в основании разреза сортымской свиты и представлена аргиллитоподобными глинами, темно-серыми с горизонтальной микрослоистостью, с прослоями битуминозных аргиллитов, реже глинистых известняков. Фауна: аммониты- *Temnoptychites* sp. indet., *Bojarkia* sp. indet. Глины темно-серые, плотные, с одиночными включениями рыбного детрита на плоскостях напластования, с прослоями глинистых известняков мощностью 4-10 м. Отмечаются трещины под углом 45° выполненные кальцием. Встречаются прослои черных битуминозных глин. Мощность толщи 10-25 м. Глины имеют характерную микрослоистость, обусловленную чередованием очень тонких слойков (доли миллиметров) более светлых и темных тонов, а ближе к основанию в их составе появляются такие же битуминозные слойки. Вниз по разрезу частота битуминозных разностей увеличивается, и они образуют уже битуминозные прослои до 1-2 м.

Толща 2 (ачимовская) без следов видимого перерыва перекрывает глинистую толщу и характеризуется сложной картиной распространения как по разрезу, так и по площади. Слагается песчаниками, переслаивающимися с алевролитами и уплотненными глинами. Часты следы оползания и течения осадков причудливой формы. Пласты песчаников невыдержанные как по площади, так и по разрезу. Распространение пластов имеет сложный полосчатый характер. Песчаники серые, часто известковистые с прослоями темно-серых аргиллитоподобных глин. Определены аммониты: *Polyptychites* sp. indet., *Temnoptychites* (? *Astieniptychites*) sp. indet., *T. ex gr. triptychiformis* (Nik.), *Bojarkia* sp. indet. Песчаные пласты на погружениях и склонах локальных структур быстро замещаются глинистыми отложениями, например, в скважине 51 разрез представлен глинами, а в своде структуры на расстоянии 2 км появляются пласты песчаников суммарной мощностью 30 м.

Представлены они светло-серыми и серыми мелкозернистыми известковистыми слабопроницаемыми пластами с прослоями известняков, алевролитов и глин. Мощность песчаных пластов изменяется от 2-5 до 10-15 м. Мощность толщи достигает 180 м.

Полный разрез ачимовской толщи вскрыт Усть-Балыкской скв. 540-Р, где выделяется 7 пластов: БС₁₆, БС₁₇, БС₁₈, БС₁₉₋₂₀, БС₂₁₋₂₂ или 4 пласта: Ач₁, Ач₂, Ач₃ и Ач₄, по Ю.В. Брадучану (Атлас моллюсков..., 1990). Сложность и неоднозначность взаимоотношений пластов ачимовской толщи предопределило их индексацию как Ач с цифровым обозначением для каждой площади (Решения..., 1991). Отмечены также случаи несогласного перекрывания ачимовской толщи отложений баженовской или васюганской свит.

Толща 3 (надачимовская) представлена чередованием глин аргиллитоподобных, темно-серых, линзовидно-горизонтальных, внизу полосчатых, вверху с прослоями слюдистых глин со ступенчатым изломом, со следами сползания осадков. На ряде западных площадей в верхах встречаются песчаники серые, иногда с косо S-образной слоистостью, линзообразные с остатками криноидей: *Percevalicrinus aldingeri* Kl., аммонитов: *Polyptychites* sp. indet., *Siberiptychites stubendorffi* (Schm.). Глины представлены серыми и темно-серыми слюдистыми разновидностями с неровным изломом, с редкими слойками серых алевролитов и известковистых песчаников мощностью от 2 мм до 3 м. На плоскостях напластования отмечаются налеты углистого детрита. Песчаники серые, мелкозернистые, глинистые с тонкой волнистой слоистостью за счет углистого детрита. Контакты пластов песчаников с глинами постепенные, нерезкие. Мощность толщи 90-250 м;

Пачка 1 без следов видимого перерыва залегает выше, здесь выделяются песчаники темно-серые и аргиллитоподобные глины. Фауна: *Temnoptychites* sp., *Astarte* cf. *veneriformis* Zakh. Условно песчаным нефтяным пластам даны индексы Б₁₁-Б₁₄.

Пачка 2 (покачевско-савуйская) залегает выше и состоит из глин аргиллитоподобных, серповидно-оскольчатых. В ней прслеживаются комплексы фораминифер (КФ): с *Trochammina sibirica*-*T. gyroidiniformis*, *Cribr stomoides infracretaceous*-*Cr. sinuosus*. В пределах Сургутского района пачка представлена чередованием выдержанных пластов песчаников и глин. Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, часто известковистые. Глины серые, темно-серые, однородные с мелкими линзовидными прослоями алевролитов. В северо-восточном, восточном и южном направлениях глинистые пласты опесчаниваются и проницаемые песчаные породы становятся гидродинамически связанными между собой. Мощность пачки 35-300 м;

Пачка 3 представлена песчаниками серыми, иногда с S-образной косой слоистостью, с единичными прослоями аргиллитоподобных глин. Фауна: *Polyptushites* sp. indet., членики криноидеи *Percevalicrinus aldingeri* Kl. В составе пачки выделяются нефтеносный сложнопостроенный песчаный пласт БС₁₀. Пачка представлена чередованием серых и зеленовато-серых глин, алевролитов и песчаников. Встречаются прослои известковистых песчаников и мергелей. Мощность пачки до 20 м;

Чеускинская пачка выделяется в кровле сортымской свиты и сложена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми до черных с линзовидно-горизонтальной слоистостью и единичными прослоями алевролитов и песчаников мощностью 0,2-3 см. Данная пачка прслеживается в пределах всего Сургутского района и является надежным маркирующим горизонтом. Фауна: *Polyptushites* sp. indet., *Buchin gr. keyserlingi* (Trd), *Astarte veneriformis* Zakh., *Dacryomia chetaensis* Sanin. *Malletia taimyrika* Sanin. КФ: с *Trochammina gyroidiniformis*, *Cribr stomoides sinfracretaceous*, *Cr. sinuosus*, криноидеи *Percevalicrinus aldingeri* Kl. В пределах этой пачки отмечается верхняя часть продуктивного нефтяного пласта БС₁₀. Глины темно-серые и серые, плотные, тонкоотмученные, неясно или четко слоистые,

плитчатые, с многочисленными прослоями глинистых сидеритов и известняков мощностью до 20-30 см. Мощность пачки 30-45 м.

В отложениях сортымской свиты определены *Polyptichites* sp. ind в Малобалыкской скв. 22-Р в инт. 2526-2534 м (песчано-глинистая пачка). В верхней песчано-глинистой толще и чеускинской пачке прослежены комплексы фораминифер (КФ) с *Trochammina gyroidiniformis* и *Tr. sibirica*, а также спорово-пыльцевые комплексы валанжина. На основании этих данных, положения в разрезе и сопоставления со смежными районами возраст отложений свиты был принят берриас-валанжинским (Ясович и др., 1981). Многочисленные палеонтологические находки фауны в смежных районах позволяют установить возраст подачимовской пачки как позднеберриасский, возраст собственно ачимовской толщи – ранневаланжинский. Общая мощность сортымской свиты составляет 150-765 м.

В центральной части Западно-Сибирской геосинеклизы, к югу от Сибирских увалов, захватывая Сургутский свод и большую часть Юганской впадины, на сортымской свите залегает сероцветная, ритмично построенная толща пород с преобладанием песчаников, сформировавшаяся в мелководно-морских условиях. Эта часть разреза, ранее относившаяся к нижней подсвите вартовской свиты, в 1969 г. выделена Ю.В. Брадучаном (1969) в самостоятельную усть-балыкскую свиту со стратотипом в разрезе скв. 72 Усть-Балыкской площади в интервале 2032-2268 м. Название свиты дано по деревне Усть-Балык. К югу территория развития свиты заметно сужается и, возможно, распространяется до широты г. Тобольска. Мощность усть-балыкской свиты от 190 до 250 м с общей тенденцией к увеличению в западном направлении, где она является эквивалентом верхов ахской свиты.

Большую часть усть-балыкской свиты ($K_1 ub$) составляют песчаники серые до светло-серых, средне-мелкозернистые, полимиктовые, со значительным содержанием обломков эффузивных пород и поэтому имеют во многих случаях зеленоватый оттенок разной интенсивности.

Породы массивные и слоистые, с преобладанием волнистой слоистости, подчеркнутой глинистым материалом в виде прослоев алевролитов, аргиллитов и обугленным растительным аттритом, реже детритом. В пределах Сургутского свода свита подразделяется на две подсвиты (нижнюю и верхнюю), отличающиеся друг от друга по своим литолого-фациальными особенностями (Решения., 1991). В интервале от основания кровли сармановской пачки и до подошвы пимской пачки, залегающей в кровле свиты, выделяется серия песчаных пластов с БС₁ по БС₆ включительно. Они разделены между собой довольно устойчивыми глинистыми пропластками.

Нижняя подсвита состоит из двух пачек.

Пачка 1 представлена песчаниками серыми с прослями уплотняющих глин серых до темно-серых. Фауна: двустворки- *Aguilerella anabarersis* (Krinh.), *Nuculoma variabilis* (Sow), *Astarte veneriformis* Zakh, *Buchia* sp.indet. КФ: *Cribr stomoides infracretaceous*—*Cr.sinuosus*. Эта пачка включает продуктивные нефтяные пласты БС₈-БС₉. Мощность пачки 30-55м.

Пачка 2 (сармановская) представлена глинами аргиллитоподобными, преимущественно тонкоотмученными, темно-серыми. На востоке в единичных прослоях встречаются глины зеленовато-серые, слабо комковатые. По всей территории развития сармановской пачки, и особенно в средней её части, встречены песчаники серые (пласт БС₇). Фауна: двустворки- *Malletia taimyrica* Sanin, *Aguilerella* (?) sp.indet, *Mclearnis imperialis* (Keys.), *Astarte veneriformis* Zakh, *Pleuromya* ex gr. *uralensis* (Orb.), *Protocardia* sp. indet, “*Corbiculidae*” gen. indet., КФ : *Cribr stomoides infracretaceous*—*Cr.sinuosus*. В пределах скв. 23 подсвита представлена глинами темно-серыми, тонкоотмученными, неясно слоистыми массивными с раковистой поверхностью излома, с редкими маломощными прослойками глинистых известняков. Мощность нижней подсвиты 30-55 м.

Верхняя подсвита также состоит из двух сложнопостроенных пачек: пачка 1 представлена песчаниками серыми ритмично чередующимися с подчиненными прослоями уплотненных серых глин, в единичных случаях зеленовато-серых. Фауна: аммониты-*Homolsomites* sp. indet (под БС₅); двустворки-*Buchia sublaevis* (Keys.); *B. aff. keyserlingi* (Trd.) *B. sp. indet.*, *Dacryomya chetaensis* Sanin, *Oxytoma articostata* Zakh., *Liostrea anabarensis* (Body), *Nuculoma variabilis* (Sow.), *Mclearnis imperialis* (Keys.), *Inoceramus sp. indet.*, *Protocardia sp. indet.* КФ: *Trochammina gyroidiniformis*-*Acriliammina pseudolonga*, *Cribrostomoides infracretaceous* – *Cr. sinuosus*, *Cr. Conca-voides*, *Ammodiscus continentalis*. Подсвита включает нефтеносные пласты БС₁ – БС₆ (мощность 80-120 м).

Пачка 2 (пимская) залегает в кровле усть-балыкской свиты и представлена глинами аргиллитоподобными, серыми до темно-серых серповидно-оскольчатыми, с коричневатыми каемками просвечивания, мощностью до 30 м. На востоке отмечаются прослои песчаников. Пимская пачка является региональным репером и одновременно рубежом между группами пластов А и Б. Встречены двустворки: *Buchia sublaevis* (Keys.); КФ: с *Trochammina gyroidiniformis* – *Acriliammina pseudolonga*, *Hyperammina aptica*–*Saccamina callosa*. В пределах Сургутского свода глины серые, алевроитистые и тонкоотмученные с мелкокораконистым и неровным изломом, однородные, с редкими прослоями известковистых алевролитов с гребневидной слоистостью, с флюидальной текстурой. Глины содержат углистый детрит и линзочки витрена. На плоскостях напластования отмечаются пиритизированные водоросли, ядра пелеципод и чешуя рыб. Мощность верхней подсвиты 20-40 м.

В кровле отдельных пластов (БС₁, БС₂₋₃ и БС₈) иногда отмечаются небольшие прослои (до 5 см мощности) зеленоцветных комковатых глин.

Возрастное положение усть-балыкской свиты определяется единичными находками аммонитов, двустворок и комплексами фораминифер. В перекрывающих отложениях встречена фауна верхней части нижнего готерива, и поэтому стратиграфический объем свиты охватывает верхи валанжина – частично нижний готерив (Решения..., 1991).

Завершает разрез неокома в Сургутском районе сангопайская свита (K_{1sp}), установленная Ю.В. Брадучаном (1969) вместо верхней подсвиты вартовской свиты. Название дано по протоке Сангопай, протекающей по Усть-Балыкской площади, а стратотипическим предложено считать разрез скв.72-р, где указанная свита выделяется в интервале 1848-2032 м. Свита охватывает группу пластов AC_{4-12} и представлена чередованием в сложном сочетании песчаников, глин сероцветных и блеклозеленоцветных. В середине – выделяется быстринская пачка, по которой условно проведена граница готерива и баррема. Свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита состоит из двух пачек.

Пачка 1 представлена песчаниками и алевролитами серыми и зеленовато-серыми, чередующиеся в сложном сочетании с глинами аргиллитоподобными и комковатыми, серыми, зеленовато-серыми, с зеркалами скольжения. Фауна- двустворки: “*Corbiculidae*” gen. Indet; КФ: с *Trochammina gyroidiniformis* – *Acryliammina pseudolonga* (до нефтяного пласта AC_7); *Trohammnina fuska*, *Milliammina* sp., *Cribrostomoides concavoides*, *Ammodiscus continentalis*. Мощность пачки 80-100 м. Пласты AC_{7-12} .

Пачка 2 (быстринская) представлена глинами аргиллитоподобными, серыми до темно-серых, тонко отмученными с единичными фораминиферами (мощность 7-12 м.).

Верхняя подсвита представлена песчаниками и алевролитами серыми, зеленовато-серыми, чередующимися с глинами серыми, зеленовато-серыми, комковатыми, с зеркалами скольжения, встречаются единичные прослои пестроцветов. В кровле породы иногда

каолинизированы. Песчаные нефтяные пласты, выделяемые в составе подсвиты имеют индексы $AC_4 - AC_6$. Мощность подсвиты 30-70 м. Толща глинистых пород, перекрывающая сангопайскую свиту и сопоставляемая с нижней половиной апта, отнесена к алымской свите ($K_1 al$) (Брадучан, 1969 г). Породы свиты существенно отличаются от перекрывающих и подстилающих образований, имеют четкую литологическую и электрокаротажную характеристику. Наиболее полно керном свита охарактеризована в Уватской опорной скважине, где располагается её стратотип в интервале 1809-1948 м. Название свиты дано по д. Алымка, близ которой пробурена опорная скважина. По литологическим особенностям она подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Последняя соответствует кошайской свите западных районов. Нижняя подсвита сложена серыми глинами аргиллитоподобными с мелкими линзочками алевроитового материала и с намывами углистого детрита. Мощность подсвиты 60-90 м. По степени алевроитистости подсвита делится на две пачки.

Пачка 1 содержит небольшое количество алевроитовых линз. Представлена в основном глинами аргиллитоподобными, темно-серыми до серых, от тонкоотмученных до алевролитовых, с единичными прослоями глинистых алевролитов, на востоке и севере – песчаников. Восточные песчаники соответствуют нефтяному пласту AC_4 .

Пачка 2 представлена глинами аргиллитоподобными, серыми до темно-серых с большим количеством мелких линз, гнезд и прослоев алевролитов, глинистых известняков, на востоке – песчаников (нефтяные пласты $AC_1 - AC_3$). В восточном и южном направлении нижняя подсвита обогащается алевролитопесчаным материалом и граница между пачками стирается; при этом мощность подсвиты уменьшается до 40 м.

Верхняя подсвита состоит также из двух пачек. К основанию верхней подсвиты и 1 пачки приурочен отражающий сейсмогоризонт М. Пачка 1 представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми,

тонкоотмученными, иногда слабобитуминозными с редкими тонкими прослоями глинистых алевролитов и известняков (мощность 15-25 м.).

Пачка 2 представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми и серыми с тонкими прослоями алевролитов, на севере и востоке с пластами песчаников (мощность 7 – 15 м.).

По результатам изучения спорово-пыльцевых комплексов свита сопоставляется с нижним аптом.

Кайнозойские отложения относятся к талицкой (P_{TI}), люлинворской (P_{LI}), тавдинской (P_{TV}), атлымской (P_{At}), новомихайловской (P_{NV}) и туртасской (P_{Ts}) свитам.

Четвертичные отложения представлены озерно-аллювиальными и ледниковыми глинами, супесями, песками. Общая мощность кайнозойских отложений 395-600 м.

1.2 Тектоника

Тектоника является одним из решающих факторов при формировании ловушек углеводородов, особенно в регионах со сложной геодинамикой, влияющей как на строение крупных тектонических блоков фундамента, так и на последующие локальные структурные элементы чехла. В геологическом строении Западно – Сибирской нефтегазоносной провинции участвуют гетерогенный дислоцированный, в разной степени метаморфизованный докембрийско-палеозойский фундамент и полого залегающий на нем мезозойско-кайнозойский осадочный чехол (Геол. строение фундамента...1971). Фундамент погружается от периферии к центру плиты, в пределах которой, в соответствии с мощностями чехла и отчасти характером платформенных структур, выделяются: внешний пояс плиты с глубинами залегания фундамента до 2 км, центральная область (Центральная “мегатерраса”) с глубинами залегания фундамента 2,5-4,5 км

и северная область (Ямало-Тазовская мегасинеклиза) с глубинами залегания фундамента до 8 - 9 и 11 км (Ростовцев, 1961 - 1968).

Структурный план платформенного чехла построен сложно, что обусловлено наложением на складчатые структуры фундамента, имеющие северо-западное простирание, глубинных разломов растяжения меридионального направления. В пределах крупнейших разломов в начале мезозоя в фундаменте образовались грабен-рифты (Усть-Тымский, Колтогорско-Уренгойский и Аганский), над которыми в платформенном чехле сформировались узкие прогнутые зоны типа желобов. Между этими грабен-рифтами, а также Аганским рифтом и глубинным разломом, ограничивающим с востока Уват–Ханты-Мансийский срединный массив, в начале мезозоя в фундаменте были образованы три положительные (блокового типа) структуры большого радиуса кривизны, над которыми в платформенном чехле были сформированы крупнейшие положительные структуры (Сургутская мегантиклиналь и др), в пределах которых выделяются Сургутский, Нижневартовский, Каймысовский своды, Александровский, Васюганский мегавалы и др. Структуры чехла сформировались в палеозое и продолжали развиваться в течение всего мезозоя и кайнозоя, т.е. структуры мезозойско-кайнозойского чехла сформировались под воздействием движений структурных зон фундамента (Сурков, Жеро, 1981).

По данным, приведенным в атласе «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» 2003г., при тектоническом районировании Западно-Сибирской геосинеклизы выделяются надпорядковые структуры. К ним отнесены: геоблоки, мегавпадины – Фроловская, Юганская; Висимско-Хашгортская гряда; Колтогорско-Толькинская шовная зона; Александровская гряда; к структурам I порядка – своды, мегавалы, впадины, мегапрогибы, моноклинали, мегавыступы, мегатеррасы, котловины; к структурам II порядка - вершины, куполовидные поднятия, валы, прогибы, седловины, мелкие моноклинали и выступы. Всего на территории ХМАО выделяется 8 геоблоков.

Среднеобской центральный геоблок – планетарная структура, которая на первых картах выделялась как крупнейшая Среднеобская антеклиза.

Вдоль западной и восточной границ геоблока протягиваются кулисообразные системы валов, подчеркивающие ограничение данного геоблока мощными шовными зонами. В современном рельефе его северная граница соответствует Сибирским Увалам. Для Среднеобского центрального геоблока характерна уникальная концентрация ресурсов нефти в неокомских отложениях. Он включает два крупнейших свода – Сургутский и Нижневартовский и две мегатеррасы, являющиеся продолжением этих сводов на север – Северо-Сургутскую и Северо-Вартовскую.

Сургутский свод делится субмеридиональным Тончинским прогибом на западную и восточную части. В восточной части свода выделяются две крупные приподнятые зоны – Когалымская и Федоровская вершины. Западная часть Сургутского свода представлена серией кулисообразных валов – Нижнесортным, Лянторским, Быстринским и Усть-Балык-Мамонтовским, протирание которых соответствует простиранию Фроловской шовной зоны.

Сургутский свод – структура инверсионная: на позднепалеозой-триасовом этапе территория свода представляла собой кальдерообразную мегавпадину, прогибание которой завершилось мощным вулканизмом, за время которого накопилось около 2 км вулканических и вулканогенно-обломочных пород; прогибание территории в конце триаса сменилось подъемом. Наиболее высокая часть свода – Федоровская вершина-длительное время в мезозое развивалась унаследовано, и сформировалась как единый тектонический элемент лишь к концу раннего мела. Когалымская вершина заложилась рано – в J_1 , но была ниже Федоровской. Поднятия свода отличались временем роста и его завершения. Часть из них закончили свое формирование к началу туронского века, часть – к концу неокома. Для локальных

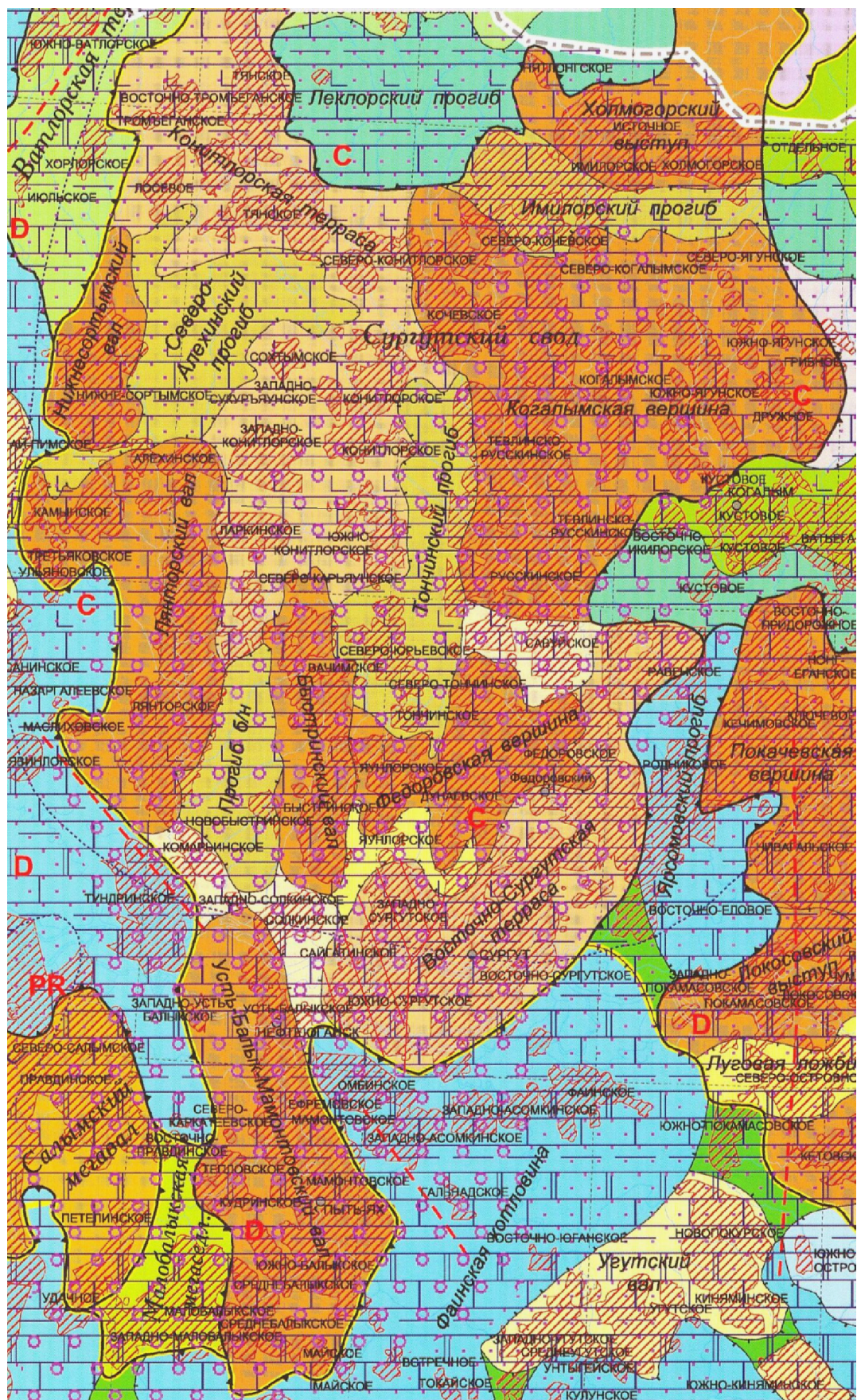
поднятий свода характерно то, что основной рост поднятий был в юрско-неокомское время, к аптскому веку рост свода и поднятий был, в основном, завершён в контурах, близких к совершенным. Объединение поднятий в валы, куполовидные поднятия, завершилось во время накопления покурской свиты. Сургутский свод отделяется от Нижневартовского Ярсомовским прогибом, который был древнего заложения и асимметричного строения, расположен в центральной части Западно-Сибирской геосинеклизы (Обь-Иртышское междуречье). В тектоническом отношении свод представлен структурами более низких порядков, в частности в восточной его части выделена Восточно – Сургутская терраса, площадью более 8 тыс. км².

Для возможности анализа промысловых данных по площади Западно-Сургутского, Сайгатинского, Южно-Сургутского месторождений расположенных в западной и юго-западной частях террасы, авторами условно выделена Западно-Сургутская структура (исследуемая площадь), отмеченная на рисунке 3.

Анализ мощностей показывает, что наиболее интенсивный рост Западно-Сургутской структуры происходил в юрское время, к концу которого амплитуда поднятия достигла 45-50 % современного значения. В последующие эпохи происходило постепенное снижение интенсивности роста структуры и к концу турона ее развитие практически завершилось.

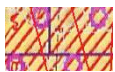
Состав отложений сортымской, усть-балыкской, сангопайской свит значительно меняется: с востока на запад происходит смена алевроитовых пород более глинистыми, отражая соответствующие седиментационные и тектонические условия в раннем мелу.

Крупные многопластовые залежи нефти, известные в песчаных пластах верхнего валанжина и готерива–баррема в пределах Сургутского палеосвода, генетически связаны с геологическим развитием вмещающих их структур.



Масштаб: 1 см – 11 км

Рис.3. Обзорная структурно-тектоническая схема Сургутского палеосвода



– исследуемая площадь.

Тектоническое строение Мезо-Кайнозойского чехла



– границы тектонических элементов I порядка;



– границы внутреннего районирования тектонических элементов I порядка;



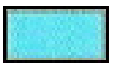
– открытые месторождения нефти, газа и газоконденсата.

Надпорядковые структуры, структуры I первого порядка и входящие в них структуры II порядка



– мегавпадины, мегапрогибы (нерайонированные).

Элементы внутреннего районирования впадин, мегапрогибов:



– впадины, прогибы, днища впадин, котловины;



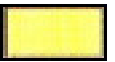
– ложбины;



– моноклинали;



– террасы;



– поднятия, выступы, валы;



– седловины внутреннего районирования впадин;



– мегаложины, ложбины (нерайонированные);



– моноклинали (нерайонированные);



– мегатеррасы, террасы (нерайонированные).

Элементы внутреннего районирования мегатеррас:



– впадины, прогибы;



– поднятия, валы.

Мегаседловины, седловины:



– нейтральные;



– впадин (наивысшая отметка седловины ближе к отметке впадины);

-  – поднятий (наивысшая отметка седловины ближе к отметке поднятия);
-  – своды, мегавалы (нерайонированные).

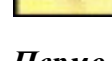
Элементы внутреннего районирования мегатеррас:

-  – впадины, прогибы;
-  – поднятия, валы.

Мегаседловины, седловины:

-  – нейтральные;
-  – впадин (наивысшая отметка седловины ближе к отметке впадины);
-  – поднятий (наивысшая отметка седловины ближе к отметке поднятия);
-  – своды, мегавалы (нерайонированные).

Элементы внутреннего районирования сводов, мегавалов:

-  – валы, поднятия, вершины;
-  – террасы;
-  – моноклинали;
-  – ложбины;
-  – впадины, прогибы;
-  – седловины внутреннего районирования поднятий.

Пермо-Триасовый промежуточный структурный этаж

-  – преимущественно терригенные отложения, предполагаемая мощность до 500 м.
-  – преимущественно вулканогенные отложения (лавы, туфы, туффиты), предполагаемая мощность до 1000 м.
-  – преимущественно вулканогенные отложения (лавы, туфы, туффиты), предполагаемая мощность более 1000 м.

Протерозой-Палеозойский фундамент*

(на карте изображено строение фундамента до глубины 2 км от кровли по данным бурения и сейсмических разрезов ОГТ, КМПВ: возраст толщи показан индексом).

ГЛАВА 2.

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ И МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНО-СУРГУТСКОЙ СТРУКТУРЫ

Литолого-петрографические особенности нижнемеловых отложений в связи с оценкой перспективности на наличие в них залежей углеводородов представляют значительный интерес. Несмотря на то, что вещественный состав пород литостратиграфических подразделений Сургутского свода изучен достаточно хорошо (Трушкова, 1980; Карогодин, 1996; Девятов, 2003 и др.), возникает необходимость детального исследования вещественного состава пород более конкретного участка свода – Западно-Сургутской структуры, для определения фильтрационно-емкостных свойств и других параметров, существенных при количественной оценке запасов нефти и газа. Во многих работах («Влияние зон флюидомиграции ...» Г.И. Исаева, Нефтяное хозяйство №1 2010г) отмечается, что картирование зон проницаемости не возможно без однозначных петрографических критериев и геофизических дистанционных способов для прослеживания коллекторов на локальных структурах.

По результатам исследования установлено, что минералогические ассоциации Западно-Сургутской структуры представлены многочисленными разновидностями. Широко распространены такие минералы как кварц, полевой шпат, слюды, в качестве акцессорных минералов присутствуют флюорит, рутил, эпидот, циркон, гранат, турмалин, которые подробно изучались в шлифах, с использованием иммерсионных жидкостей. В изучаемом разрезе некома содержание породообразующих и акцессорных минералов меняется. В связи

с этим для нижнемелового нефтегазоносного комплекса Западно-Сургутской структуры отчетливо выделяются несколько минералогических ассоциаций.

2.1. Литолого–петрографические и минералогические особенности пород сортымской свиты

Породы сортымской свиты в пределах Западно-Сургутской структуры формировались в позднеберриасское-валанжинское время и располагаются в интервале 2300-2725 м, представленном песчаниками с незначительным включением черных глинистых аргиллитов. В пределах ачимовской толщи встречены песчаники аркозовые, которые часто переходят в полимиктовые. Они состоят из кварца (30-45 %), полевого шпата (40-60 %), обломков пород (10-20 %) и листочков слюды (1-5 %). В обломочной части кварц в количественном отношении обычно уступает полевому шпату. Обломки пород по составу аналогичны полимиктовым песчаникам вышележащей сангопайской свиты.

Микрозернистый карбонат обычно мутный, с реликтами структуры замещенных минералов первоначального глинистого цемента (прил. 1, рис. 1). Монокристаллический карбонатный пойкилитовый цемент обычно чистый, прозрачный. Карбонатный материал цемента большей частью интенсивно корродирует зерна обломочных минералов, разъедает их по краям и проникает по трещинам. Размеры одновременно погасающих пойкилитовых участков достигает в поперечнике от 0,2 мм до 5-10 мм, но обычно изменяется в пределах 0,5-1 мм. Иногда встречаются вытянутые параллельно слоистости линзовидные участки толщиной 0,5-1 мм с пойкилитовым цементом одной ориентировки. Реликты первоначального цемента сохраняются лишь в отдельных участках. Наиболее устойчивыми являются кварцевые зерна.

Причем аутигенный кварц значительно более устойчив к процессу коррозии, чем аллотигенный. В сросшихся кварцевых зернах иногда сохраняется каолининовый или хлоритовый цемент. Наблюдающиеся на поверхности зерен обломочного материала хлоритовые каемки почти полностью замещены карбонатным материалом, но могут сохранять и первоначальную структуру. В отдельных случаях карбонатный цемент в количественном соотношении может преобладать над обломочной частью и достигает 50-60 % от общей массы. Песчаники с базальным и карбонатным цементом залегают в виде небольших конкреций, проявляющихся в разрезах на значительных расстояниях.

В обломочных породах преобладают хлоритовый и гидрослюдисто-хлоритовый пленочный, поровый цемент, реже типа соприкосновения и выполнения пор. Гидрослюда обычно бурая, типа гидробиотита. Хлорит образует каемки вокруг зерен обломков минералов и выполняет часть поровых промежутков. В порах встречается гидрослюда, кварц и мелкочешуйчатый каолинит иногда в составе глинистого материала цемента присутствует примесь мелкочешуйчатого каолинита. Довольно часто встречаются регенерированные, даже сросшиеся зерна кварца. Цемент в этих участках становится кварцево-хлоритовым или кварцево-гидрослюдисто-хлоритовым, регенерационно-поровым. В нижней части ачимовской толщи широко распространен карбонатный (кальцитовый) цемент, с этим связано понижение коллекторских свойств пород. С глубиной возрастает минерализация вод в пределах этой зоны проницаемости (преимущественно за счет хлоридов кальция). Увеличение минерализации с ростом глубины и температуры, процессов метасоматизации рассеянного органического вещества приводит к обогащению флюидов тяжелыми углеводородами (Закономерности размещения...1972).

Аркозовые песчаники состоят из кварца (30-45 %), полевого шпата (40-60 %), обломков пород (10-20 %) и пакетиков из листочков

слюды (1-5 %). В обломочной части кварц в количественном отношении обычно уступает полевому шпату. Обломки пород по составу аналогичны описанным полимиктовым песчаникам интервала 2811-2825 м. В аркозовых песчаниках рассматриваемого интервала наблюдается карбонатный цемент в сочетании с другими типами цемента. Комбинации могут быть таковыми:

- а) мелкие, микрозернистые кальцитовые включения разбросаны в глинистой массе цемента;
- б) в отдельных частях присутствуют включения карбоната (кальцита) с неровными изрезанными очертаниями, карбонатный материал мутный и интенсивно разъедает глинистый цемент;
- в) в отдельных участках развит поровый или базальный микрозернистый, пойкилитовый, карбонатный (кальцитовый) цемент, интенсивно корродирующий обломки минералов и глинистый материал цемента;
- г) чистый кальцит заполняет поровые промежутки, окруженные толстыми хлоритовыми каемками, но их почти не разъедает (прил. 1, рис. 2а, 2б);
- д) мелкие овальные включения сидерита развиваются по крупному пакету листочков гидротизированного биотита (прил. 1, рис. 3а, 3б).

В обломочных породах наиболее распространен хлоритовый цемент типа соприкосновения и выполнения пор, реже пленочный и пленочно-поровый. При наличии пленочного цемента порода обладает повышенными пористостью и проницаемостью. В более глинистых разностях нередко встречается гидрослюдисто-хлоритовый цемент типа соприкосновения и выполнения пор. Часто встречается кварцево-хлоритовый или кварцево-гидрослюдисто-хлоритовый регенерационно-пленочный и регенерационно-поровый цемент. Включения карбоната (кальцита), развивающегося по глинистому материалу цемента, часто встречаются в обломочных породах.

Однако не менее широко, особенно в тонких прослойках алевролита, распространен карбонатный (кальцитовый) пойкилитовый цемент, от порового до базального, при этом вокруг зерен иногда сохраняются хлоритовые каемки. Нефтенасыщенный пласт БС₁₀, расположенный по всей площади Западно-Сургутской структуры, литологически представленный крупнозернистыми алевролитами, которые по минералогическому составу обломочной части и характеру цементации практически ничем не отличаются от соответствующих типов песчаников (прил. 1, рис. 4). Некоторые отличия сводятся к следующему: а) в обломочной части крупнозернистых алевролитов содержание обломков пород всегда немного меньше, чем в соответствующих песчаниках. Это особенно заметно при чередовании слоев полимиктовых песчаников с небольшим количеством обломков пород и крупнозернистых алевролитов, которые по соотношению кварца, полевых шпатов и обломков пород будут соответствовать аркозовым; б) в алевролитах часто наблюдаются текстуры, когда удлиненные зерна обломочных минералов и пакеты листочков слюды ориентированы параллельно слоистости (прил. 1, рис. 5). В алевролитах с подобной текстурой зерна кварца и полевых шпатов удлиненные; в) крупнозернистые алевролиты с гидрослюдистым цементом встречаются в отложениях сортымской свиты значительно чаще, чем песчаники. Нередко листочки гидрослюды ориентированы в двух взаимно перпендикулярных направлениях, и цемент приобретает сетчатую структуру. Благодаря обилию буровато-зеленой гидрослюды в составе цемента при незначительном содержании углестого материала порода имеет отчетливый зеленоватый оттенок; г) в крупнозернистых алевролитах сортымской свиты встречен тонкий линзовидный прослой с пиритовым базальным коррозионным цементом. Разъединенные с поверхности зерна обломочных минералов погружены в микрозернистую пиритовую массу, золотисто-желтую в отраженном свете.

Из аутигенных минералов тяжелой фракции в породах основной части сортымской свиты постоянно присутствуют пирит и лейкоксен. В песчаниках и крупнозернистых алевролитах они образуют отдельные включения до 0,05-0,08 мм в поперечнике. Крупные стяжения пирита до 0,5 см встречены лишь в средней части свиты. В глинистых породах микроскопические включения лейкоксена, до 0,02 мм в поперечнике, и мелкие рассеянные кристаллики пирита, менее 0,01 мм, присутствуют почти в каждом шлифе.

Битуминозные аргиллиты, почти не содержат алевролитовой примеси и состоят из бесцветной оптически ориентированной каолинит-гидрослюдистой глинистой массы. В шлифах наблюдаются тонкие горизонтальные буроватые линзочки битуминозного вещества (7 %), присутствуют немногочисленные микроскопические конкреции пирита. Черные слабо битуминозные аргиллиты переслаиваются с аргиллитами буроватого оттенка. На поверхностях плиток встречаются обугленные остатки чешуи и редкие зубы рыб. Под микроскопом порода имеет буровато-красную окраску, обусловленную обилием углистого и битуминозного вещества, которое распределено в породе неравномерно. Его скопления образуют темно-коричневые до черных микроскопические слои и линзочки. В породе наблюдается большое количество микроскопических конкреций пирита, скопления которых приурочены к центральным частям линзочек. Изредка попадаются отдельные, замещенные кальцитом, радиолярии. Примесь тонкого, менее 0,02 мм в поперечнике, алевроитового материала, не превышает 2-5 %. Иногда наблюдаются овальные включения до 0,07-0,08 мм в поперечнике, состоящие из крупночешуйчатого каолинита. По данным химических анализов содержание органического углерода в этих аргиллитах достигает 18-20 %, а битума – 4 %. В пределах сортымской свиты известняки широким распространением не пользуются и представлены маломощными прослоями. Микрозернистые, иногда мелкозернистые, слабо битуминозные,

темносерые известняки (прил.1, рис.6) состоят из мелких кристалликов кальцита (0,02-0,08 мм в поперечнике), окрашенных буроватым битуминозным веществом. Иногда известняки содержат примесь мелкозернистого кварц-полевошпатового песчаного материала, составляющего до 20-40 % пород нижнемелового нефтегазоносных горизонтов (прил. 1, рис. 7).

Сфен встречается в тяжелых фракциях пород нижнемелового продуктивного комплекса. Он отчетливо делится на три типа, для которых химический состав изоморфных примесей связан с окраской.

- а) сфен кислых пород характеризуется интенсивной бурой, темно-коричневой окраской и отмечается в нижней части нижнемелового комплекса;
- б) сфен щелочных пород средней части нижнемелового комплекса имеет желтую и буроватую окраску;
- в) сфен основных пород верхней части нижнемелового комплекса бесцветный или характеризуется бледно-зеленым или бледно-желтым оттенком.

В изученном разрезе зерна граната со ступенчатыми поверхностями присутствуют в отложениях верхней части ачимовской толщи сортымской свиты. Так как в породах толщи преобладают каолинит и гидрослюда, нельзя объяснить появление ступенчатых поверхностей гранатов результатом травления в кислой среде. По-видимому, скелетные формы на поверхности зерен граната существовали еще в исходных породах, но в процессе выветривания и переноса осадков они неоднократно могли попадать в кислую среду, где эти ступенчатые формы как бы развивались дальше. Об образовании скелетных форм далеко от мест захоронения зерен свидетельствует сглаженность, округленность, окатанность внешних ребер “ступенек”.

Турмалин не образует больших концентраций в тяжелых фракциях, но присутствует почти во всех частях изученного разреза. Были встречены следующие типы кристаллов турмалина:

- а) угловатые обломки крупных кристаллов с интенсивным плеохроизмом в черных, темно-бурых, зеленовато-бурых, светло-коричневых и бурых тонах. Часто встречаются обломки с большим количеством мелких пузырьков жидкости и газа. Такой турмалин связан с разрушением пегматитов и других жильных пород;
- б) мелкие и средние по размерам идиоморфные кристаллы, обычно укороченные, с интенсивным плеохроизмом в черных, темно-бурых, зеленовато-бурых, светло-коричневых и бурых тонах. Мелкие или средние по размерам идиоморфные кристаллы со слабым плеохроизмом в буроватых, зеленоватых и розоватых тонах. Нередко содержат большое количество мелких карбонатных включений. Они связаны с разрушением жил, а также с породами распространенными на контакте с жилами;
- в) мелкие, удлиненные, обычно загрязненные кристаллики с резко ослабленным плеохроизмом. Происходят из глинистых сланцев и филлитов;
- г) мелкие и средних размеров призматические зерна с занозистыми или зубчатыми окончаниями, характеризующиеся обилием включений и плеохроизмом от слабого до среднего в буроватых и зеленоватых тонах. Иногда наблюдается пятнистая зональность с более темной внутренней частью зерен.

Амфиболы встречаются редко и в небольших количествах. Амфиболы широко распространены в породах верхнемелового комплекса. Представлены они обыкновенной зеленой роговой обманкой.

Эпидот-клиноцоизит присутствует в больших количествах в породах нижнемелового продуктивного комплекса. Зерна их угловатые, реже слегка округленные, обычно чистые прозрачные, но встречаются разрушенные, загрязненные, содержащие большое количество пылеватых включений. По окраске эпидот делится на бесцветный, с едва заметным буровато-зеленоватым оттенком, и зеленовато-желтый

(лимонно-желтый). Бесцветные эпидоты характеризуются невысоким двупреломлением до 0,020-0,025, а окрашенные – повышенным двупреломлением до 0,045-0,050. Окрашенные железистые эпидоты связаны, в основном, с метаморфическими породами основного состава.

Цоизит в изученной части разреза встречается исключительно редко и опознается по аномальной синей интерференционной окраске. Ортит присутствует иногда во фракциях, обогащенных эпидотом. Зерна его остроугольные, буровато-коричневые, с показателем преломления порядка 1,720-1,780, и низким двупреломлением до 0,015-0,020.

Хлоритоид характерен для пород нижнемелового продуктивного комплекса и представлен угловатыми или округленными по краям листочками зеленоватого цвета с большим количеством мелких бесцветных минеральных включений.

Включения представлены, по-видимому, кварцем. Он характеризуется низким двупреломлением порядка 0,006-0,010 и сильной дисперсией оптических осей. Согласно А.Г. Бетехтину (1951), хлорит в значительных количествах встречается в хлоритово-сланцевых и глинистых сланцах. Он образуется в породах на ранних стадиях метаморфизма.

Таким образом, крупнозернистые алевролиты в пределах Западно-Сургутской структуры по минеральному составу обломочной части и характеру цементации почти ничем не отличаются от соответствующих типов песчаников. Однако наблюдаются некоторые особенности: а) в обломочной части крупнозернистых алевролитов содержание обломков пород обычно всегда меньше, чем в соответствующих песчаниках; б) в алевролитах гораздо чаще наблюдаются микрослоистые текстуры; в) в отложениях сортымской свиты нередко встречаются крупнозернистые алевролиты с гидрослюдистым цементом, часто характеризуются сетчатой структурой.

Исследования терригенных минералогических ассоциаций сортымской свиты позволили: а) проследить границы эпидотовой

ассоциации, выявленной в отложениях сортымской свиты; б) выделить на фоне основной эпидотовой минералогической ассоциации две зоны с повышенным содержанием сфена. Переходная граница приурочена к верхам сортымской свиты, а нижняя совпадает с кровлей надачимовской толщи, где обнаружены высокие концентрации сфена; в) установить, что вверх по разрезу сортымской свиты увеличивается содержание кварца; г) выявить ассоциации аркозовых и полимиктовых песчаников, характеризующихся преобладанием граната (гранатовая ассоциация) и рутила.

2.2. Литолого-петрографические и минералогические особенности пород усть-балыкской свиты

Интервал 2250-2325 м соответствует породам усть-балыкской свиты. Породы представлены переслаиванием аргиллитов и алевролитов. Аргиллиты зеленовато-серые до серовато-зеленых, некрепкие, комковатые, часто переходящие в плотные глины. Нередко наблюдаются зеркала скольжения с натеками каолинита. Аргиллиты характеризуются повышенным содержанием железа, резким преобладанием закиси железа над окисным и незначительным количеством органического углерода. Породы состоят из зеленой гидрослюды с примесью каолинита. Окраска связана с цветом гидрослюды. Иногда наблюдаются мелкие кристаллики пирита. Местами в таких аргиллитах развиты порфиробласты сидерита с радиально лучистой структурой. В центральных частях порфиробластов сидерита наблюдаются кристаллики пирита, за счет которых частично и развивается сидерит. Мощности слоев зеленых и зеленовато-серых аргиллитов не превышают 3-4 м. Переходы, между слоями аргиллитов с различной окраской, выполнены серым с зеленоватым оттенком алевролитом. По гранулометрическому составу их можно подразделить на крупнозернистые мощностью 2-3 м, и мелкозернистые, мощностью 0,5 м. Вероятно, скопления

углеводородов приурочены к алевролитам или линзам песчаников, расположенных в пластах аргиллитов с натеками кальцита.

Песчаники серые и светло-серые, мелкозернистые, редко среднезернистые с псаммитовой структурой. Аркозовые песчаники состоят из кварца (30-45 %), полевого шпата (40 – 60 %), обломков пород (10 - 30 %) и пакетов листочков слюды (1-5 %). Среди обломков преобладают кремнистые породы, раскристаллизованная основная масса кислых эффузивов и метаморфизованные породы, состоящие из мелких кристалликов кварца и полевого шпата. В подчиненном количестве присутствуют обломки эффузивов среднего и основного состава (прил. 1, рис. 8а, 8б).

Основными породообразующими минералами легкой фракции являются кварц, полевые шпаты, слюды и обломки пород, а в песчаниках нефтенасыщенных пластов БС₂ и БС₃ в незначительных количествах встречены обломки кислых эффузивов и метаморфических пород. Терригенные минералы по содержанию в обломочных породах делятся на породообразующие (присутствующие в количестве более 1 %) и акцессорные (концентрации которых не превышают долей процента). В отложениях усть-балыкской свиты Западно-Сургутской куполовидной структуры породообразующими являются минералы легкой фракции, а акцессорными – тяжелой (Казаринов, 1958, Геология нефти и газа....1963, и др).

Породообразующие минералы изучались в шлифах и иммерсиях. Они представлены кварцем, полевыми шпатами и слюдой.

Кварц в изученных породах пользуется широким распространением и представлен рядом описанных типов, при выделении которых использованы результаты полученные В.П. Батуриным (1948), А.Г. Косовской (1959).

1. Окатанные или полуокатанные зерна с реликтами регенерации. Регенерационные каемки несут следы окатывания. Такой кварц

является переотложенным, претерпевшим более чем один цикл фазы аккумуляции.

2. Окатанные или полуокатанные зерна без следов регенерации. Этот тип кварца встречается в породах, обломочных материал которых перед захоронением претерпел длительную транспортировку. Характерен для пород неокома.

3. Кварц, представленный неокатанными, угловатыми или слабо округленными зернами, по форме они делятся на удлиненные и изометричные:

3.1. Кварц удлиненный, большая часть параллельно оси “с” удлинена наиболее сильно (отношение длины и ширины около 2-х и больше). Зерна обычно не содержат включений и характеризуются облачным или волнистым погасанием. Изредка попадаются включения отдельных листочков мусковита, ориентированные параллельно удлинению. Этот тип кварца связан с разрушением метаморфических пород. Характерен для пород всего мелового комплекса.

3.2. Кварц изометричный представлен несколькими разновидностями:

а) зерна чистые, прозрачные с одновременным или слабо облачным погасанием обычно связаны с разрушением кислых изверженных пород. Такой кварц часто встречается в продуктивных песчаных породах неокома;

б) кварц с обильными мельчайшими точечными включениями газа, жидкости или бурой железистой слюды, которая часто располагается в виде полос и происходит из кислых изверженных пород. Погасание одновременное или облачное;

в) кварц с крупными или мелкими включениями циркона, рутила, апатита, который связан с кислыми изверженными породами. Зерна с мелкими и мельчайшими

включениями распространены значительно шире, чем с крупными. Погасание одновременное или облачное;

г) кварц трещиноватый, катаклазированный происходит из метаморфических пород.

4. Кварц, измененный в процессе диагенеза и эпигенеза, был охарактеризован при описании типов цементации.

Полевые шпаты заметно распространены в обломочных породах изученной части разреза Западно-Сургутской структуры и представлены калиевыми разностями и кислыми плагиоклазами, присутствующими в близких соотношениях. Большая часть зерен имеет угловатую форму. Наряду с чистыми, прозрачными широко распространены мутные каолинизированные полевые шпаты, свидетельствующие о широком развитии процессов выветривания в областях сноса. Такие полевые шпаты в значительном количестве присутствуют в породах нижнемелового комплекса. Изредка встречаются катаклазированные полевые шпаты, что особенно отчетливо видно на плагиоклазах с полисинтетическими двойниками, встречаются полевые шпаты с включениями крупных кристалликов апатита.

Калиевые полевые шпаты представлены ортоклазом и микроклином. Последний легко распознается при наличии характерной микроклиновой решетки и не пользуется широким распространением. Калиевые полевые шпаты иногда содержат пертитовые вроски.

Плагиоклазы представлены кислыми разностями. Необходимо отметить, что в отдельных частях разреза встречаются эпидотизированные и серицитизированные разности, с большим количеством включений мелких или отдельных крупных зерен эпидота-клиноцоизита.

Слюды широко распространены в песчаниках и алевролитах нижнемелового продуктивного комплекса, они составляют от 1 до 10-15 % обломочной части. Представлены биотитом и мусковитом. В отложениях усть-балыкской свиты биотит резко преобладает над мусковитом.

Биотит не измененный вторичными процессами, встречается сравнительно редко. Он представлен листочками таблитчатой формы с четкими прямыми краями и характеризуется сильным плеохроизмом в буровато-коричневых и зеленых тонах (двупреломление порядка 0,035-0,045). Обычно в шлифах встречается биотит в разной степени измененный процессами диагенеза:

а) в глинистых породах усть-балыкской, свиты широко развит биотит подвергшийся процессам гидрослюдизации. Очертания минералов становятся нечеткими, постепенно переходящими в глинистую массу цемента. включения биотита приобретают изогнутые очертания. Измененный биотит характеризуется ослабленным плеохроизмом в буровато-зеленых тонах, а иногда утрачивает способность плеохроировать. Двупреломление минерала резко пониженное до 0,016-0,020. На конечной стадии преобразования на месте включений биотита наблюдаются участки буроватого глинистого материала без четких очертаний;

б) в песчаниках и алевролитах усть-балыкской свиты широко развит биотит, подвергшийся процессам сидеритизации. Здесь часто встречаются удлиненные параллельно слоистости включения глинистого сидерита, имеющего от буроватой до бурой окраску и микрозернистое строение. В этих сидеритовых включениях иногда отчетливо видны следы измененной листоватой структуры биотита. В обломочных породах можно найти все переходные разности от изогнутых, гидрослюдизированных листочков биотита до удлиненных включений сидерита. Такие образования встречаются и в отложениях усть-балыкской свиты. Первоначально мелкие кристаллики буроватого сидерита развиваются на поверхности и между изогнутой биотитовой таблички, а затем постепенно замещают и основную массу минерала. Средние части отдельных листочков меньше подвергаются процессам сидеритизации, сохраняя таким образом реликты структуры биотита.

В песчаниках усть-балыкской свиты встречается также биотит, подвергшийся процессу хлоритизации. Здесь встречаются частично гидрослюдизированные, изогнутые пакеты листочков биотита, характеризующегося ослабленным плеохроизмом и пониженным двупреломлением, которые переходят по краям в зеленый хлоритовый материал цемента. Этот процесс был впервые подробно описан в нижнемеловых отложениях Приверхоянского прогиба А.Г. Косовской (1959) и В.Д. Шутовым (1955). Описанные три направления преобразования обломочного биотита объясняются различными условиями, существовавшими при накоплении и диагенезе магний содержащих осадков. По-видимому, биотит является не очень устойчивым минералом и легко подвергается гидрослюдизации (поглощает воду, разбухает), в процессе седиментации и раннего диагенеза. Наиболее устойчивыми оказываются крупные пакеты листочков, сохраняющиеся в малоизмененном виде в ископаемом состоянии. Если в диагенезе осадков существовала восстановительная среда, подтверждающаяся присутствием мелких рассеянных кристалликов пирита, а изменение органического вещества шло без выделения значительных количеств CO_2 , то процесс гидрослюдизации продолжался и большая часть мелких листочков биотита превращалась в буровато-зеленоватую гидрослюдистую массу. Всем известна описанная многими авторам связь магний содержащих глинистых пачек гидрослюдистого состава с нефтяными месторождениями

Превращение биотита в хлорит происходит в некоторых слоях пористых песчаников усть-балыкской свиты, не содержащих значительных количеств органического вещества. В начале диагенеза здесь, по-видимому, длительное время как бы продолжалось выветривание магнийсодержащих минералов.

Мусковит представлен бесцветными листочками и пакетами листочков. Он слабо подвергается процессам гидратизации. Лишь

иногда его листочки слегка изогнуты согласно соседним зернам обломочных минералов и растрепаны по краям.

В тяжелых фракциях этих пород наблюдаются такие устойчивые терригенные минералы как циркон (20-60 %), гранат (10-50 %), рутил (1 –3 %), сидерит (2-10 %) и ильменит (10-70 %). Кроме того, здесь широко распространен лейкоксен, имеющий частично терригенное и частично аутигенное происхождение. Встречается бесцветный эпидот (5-10 %). В отдельных образцах отмечен апатит, концентрация которого достигает 45 %. Циркон в породах этой ассоциации присутствует в виде укороченных и обыкновенных обломков кристаллов с оплавленными концами и укороченные сложные цирконы.

Гранат представлен бесцветными зернами, значительная часть которых характеризуется ступенчатыми поверхностями, иногда со следами окатывания.

Рутил обычно образует желтые и буроватые тонко- и тосто-столбчатые, иногда сдвойникованные, кристаллы и их сростки светлых, бледных тонов. Часто они не имеют отчетливо выраженных граней. Редко попадаются желтовато-черные, буровато-черные кристаллы и их обломки (нигриты). Также желтые игольчатые, штриховатые параллельно главной оптической оси зерна. Встречается бесцветный, слегка желтоватый рутил, наблюдающийся в агрегатах лейкоксена.

Изредка отмечаются отдельные призматические обломки с интенсивной буровой окраской.

Среди пород усть-балыкской свиты известняки широким распространением не пользуются и представлены кристаллически-зернистыми, состоящими из бесцветного кальцита (тонкие прослои 2-3 см). Органогенный известняк, глинистый, буровато-серый с окатанными остатками морских ежей, погруженных в глинистую массу, состоящую из бурой гидрослюды. Такой известняк встречен в низах усть-балыкской свиты.

В усть-балыкской свите по сравнению с вышележащей сангопайской бывший спутник граната– циркон окончательно обособился

в самостоятельную группу, в то же время гранат образует тесную положительную связь с турмалином и амфиболом. Здесь же образуется новая парагенетическая группа, состоящая из эпидота и шпинели. Резкое сокращение содержания граната в тяжелой фракции песчаников усть-балыкской свиты привело к значительному увеличению содержания турмалина, амфибола, шпинели, эпидота.

Турмалин является самым распространенным минералом в породах этой ассоциации. Он представлен таблитчатыми кристаллами мелких и средних размеров со слабым плеохроизмом, нередко загрязненными, иногда с зубчатыми или занозистыми окончаниями.

Сфен представлен двумя своими разновидностями. Наиболее распространен титанит со слабым буроватым или зеленоватым оттенком. Менее часто наблюдаются зерна титанита с интенсивной бурой или темно-коричневой окраской, встречается сфен, характеризующийся желтой окраской. Гранат представлен угловатыми или округленными бесцветными зернами. Окрашенные в буроватый или розоватый цвет зерна встречаются немного чаще, чем в породах предыдущей ассоциации. Циркон не пользуется широким распространением. Среди кристаллов преобладают простые, обыкновенные, слабо усложненные формы. Апатит характеризуется бесцветными, реже слабо загрязненными зернами. Рутил образует обломки призматических кристаллов с интенсивной бурой окраской.

Анализируя петрографические и литологические типы пород усть-балыкской свиты можно сделать вывод о том, что свита имеет сложное строение, заключающееся в частом переслаивании хорошо проницаемых, часто нефтегазоносных пластов и пропластков различных мощностей (петрографически представленных крупно-, средне-, мелкозернистыми аркозовыми и полимиктовыми песчаниками и алевролитами) с непроницаемыми прослоями аргиллитов, плотных глин (часто невыдержанных по площади и разрезу) (Карогодин, Гайдебурова, 1985, Карогодин, Ершов, 1994 – 1995 и др).

2.3. Литолого–петрографические и минералогические особенности пород сангопайской свиты

Породы сангопайской свиты в пределах Западно-Сургутской структуры расположены в интервалах 2020-2250 м. сложены светло-серыми, буровато-серыми, нефтенасыщенными (в сводовых частях поднятий) мелкозернистыми песчаниками с незначительной примесью серых и темно-серых алевролитов и аргиллитов. Количество прослоев алевролитов и аргиллитов сокращается в сводовых частях. Песчаники аркозовые или полимиктовые состоят из кварца (30 – 40 %), полевых шпатов (35 – 45 %), биотита (1 – 5 %) и обломков пород (15 – 30 %). В верхней части пласта присутствует примесь глауконита, указывающего на прибрежно-морские условия осадконакопления. Снизу вверх по разрезу увеличивается содержание кварца и улучшается окатанность обломков минералов.

Полимиктовые песчаники по составу соответствуют песчаникам в нижеописанных горизонтов, цемент песчаников кварцево-полевошпатовый соприкосновения и выполнения пор. Зерна обломков минералов сближены и контактируют по неровным волнистым поверхностям. Широко распространены явления регенерации, приспособления и внедрения кварцевых зерен, первоначальные контуры которых улавливаются в некоторых случаях по наличию точечных включений глинистого материала.

Иногда регенерированные кварцевые зерна проникают своими очертаниями в поры. В промежутках между зернами наблюдается раскристаллизованный кварц. Явление регенерации и приспособления наблюдаются и на зернах полевых шпатов, но в противоположность кварцу отличить регенерированное зерно полевого шпата от обломочного очень трудно. Поровые промежутки заполнены мелкочешуйчатым каолинитом с показателем преломления выше 1,54 и низким дву-преломлением порядка 0,002-0,004. Наряду с каолинитом в составе

глинистого материала присутствует светло-зеленый чешуйчатый хлорит. При значительном содержании хлорита в цементе, что отмечается в сангопайской свите, цемент становится кварцево-хлоритово-каолинитовым. Глинистый материал характеризуется чешуйчатой структурой, но иногда при обилии гидрослюда приобретает черты сетчатой структуры. Изредка структура становится глинисто-кластической. В составе цементирующего материала присутствуют включения глинистого сидерита (до 0,2 - 0,5 мм. в поперечнике) с характерным микроагрегатным строением. Включения сидерита нередко имеют удлиненную овальную форму, вытянутую параллельно слоистости. Группы мелких включений глинистого сидерита располагаются полосками, маркирующими слоистость. Изредка в крупных включениях наблюдаются включения биотита.

В породах сангопайской свиты наблюдается ассоциация аркозовых и полимиктовых песчаников и алевролитов (гранатовая), с небольшим содержанием обломков пород (не более 30-40 %), характеризующаяся тем, что содержание полевых шпатов (в среднем 40-60 %), почти в два раза превышает содержание кварца (в среднем 25-35 %). В тяжелых фракциях пород сангопайской свиты распространены такие терригенные минералы как гранат (30-40 %, иногда до 60-70 %), апатит (0-30 %), циркон (10-30 %), хлоритоид (10-12 %), ильменит (10-30 %) и турмалин (в среднем 2-8 %). Присутствуют шпинель (1-3 %), бесцветный эпидот (3-6 %), отдельные зерна рутила и сфена. Гранат представлен бесцветными, изредка слабо розоватыми, остроугольными, иногда слабо округленными зернами. Апатит характеризуется чистыми прозрачными зернами. Значительно реже встречается загрязненный апатит с включением тончайшей пыли. Среди кристаллов циркона преобладают обыкновенные, реже укороченные простые, иногда слабо усложненные. Среди зерен турмалина преобладают таблички средних размеров и обломки крупных кристаллов с интенсивным плеохроизмом, нередко содержащие включения

пузырьков газа и жидкости. Встречаются чистые таблички, иногда с ослабленным плеохроизмом. Изредка попадаются мелкие, удлиненные загрязненные кристаллики турмалина с очень слабым плеохроизмом. Рутил характеризуется призматическими зернами и их обломками с интенсивной бурой окраской. Иногда на гранях наблюдается диагональная штриховка. Сфен обычно имеет золотисто-желтую и буроватую окраску.

Брекчии осадочного происхождения встречаются исключительно редко в виде прослоев мощностью 5-10 см. Они на 50-70 % состоят из угловатых обломков светло-серого мелко-зернистого песчаника, сцементированных серым до темно-серого глинисто-алевритовым материалом. По составу песчаник в обломках ничем не отличается от аналогичных пород в этой же части разреза, но иногда имеет известковистый цемент. Подобные брекчии, вероятно, образовались в результате раздробления маломощных прослоев при местных оползневых процессах. Гравелиты встречаются в виде прослоев до 0,7 м мощностью в нижней части сангопайской свиты. Они серые и светло-серые полимиктовые, с псаммито-псефитовой структурой. Размер зерен в поперечнике изменяется от 0,2 до 10 мм, редко больше, но преобладают обломки со средним диаметром 2-3 мм, обломочный материал плохо отсортирован. Наряду с гравийными часто встречаются песчаные зерна. Обломки окатанные и округлые.

Обломочная часть составляет около 85-90 % пород нижнемелового комплекса представлена кварцем 15-20 %, обломками кремнистых пород 75-80 %, глинистых и углистых сланцев 5-10 %. Кварцевые зерна большей частью мелкие, песчаной размерности, иногда регенерированные. Кремнистые породы слагают наиболее крупные обломки, углисто-глинистые сланцы образуют параллельную слоистость. Цемент кремнистый, типа соприкосновения, составляют около 5 % пород нижнемелового комплекса. Многие поровые промежутки не заполнены цементирующим материалом. Наблюдающийся на границах зерен кремнистый

материал нередко раскристаллизован в кварц. Кварц представлен неокатанными, иногда округленными, зернами с изометричными, реже с удлиненными очертаниями. Последние распространены в алевролитовых песчаниках и крупнозернистых алевролитах. Кварцевые зерна часто характеризуются облачным, реже волнистым, гасанием. Изредка попадает трещиноватый кварц. Довольно часто встречаются кварцевые зерна с включением мелких, реже крупных кристалликов апатита. Значительно реже, и в предыдущей ассоциации, присутствуют включения мелких кристалликов циркона, рутила, железистой слюдки, пузырьков газа и жидкости. Кварц с регенерационными каемками со следами окатывания встречается исключительно редко.

Полевые шпаты представлены калиевыми разностями и кислыми плагиоклазами, присутствующими в близких соотношениях. По данным окрашивания вверх по разрезу роль калиевых полевых шпатов возрастает.

Полевые шпаты характеризуются разной выветрелостью от чистых, прозрачных до каолинизированных. Причем количество выветрелых зерен здесь значительно меньше, чем в отложениях с включениями гранатов. Для рассматриваемой ассоциации характерно присутствие в значительных количествах серицитизированных плагиоклазов, а также наличие полевых шпатов с включением крупных кристалликов апатита. Среди обломков пород преобладают метаморфизованные породы и обломки раскристаллизованной основной массы кислых эффузивов. Слюды представлены биотитом и мусковитом, причем резко преобладает биотит, часто гидротизированный.

Выше по разрезу, в песчаниках сангопайской свиты распад старых парагенетических ассоциаций усугубляется с образованием новых минеральных групп, что приводит к изменению количественных соотношений в содержании минералов.

Детальное изучение терригенных минералов облегчает расчленение разрезов мощных и плохо охарактеризованных фауной

продуктивных толщ, а выяснение источников сноса в совокупности с зонами аккумуляции и миграционными фазами позволяет сделать выводы относительно питающих провинций и условий формирования углеводородсодержащих толщ (Наумов, Онищук, 1977, Карогодин, Нежданов, 1988 и др).

Таким образом, кварц, наряду с полевыми шпатами, является ведущим компонентом терригенных пород нижнемелового продуктивного комплекса. Его содержание ни в одном стратиграфическом подразделении не опускается ниже 30 %, достигая в отдельных частях, разреза 50 % и более. Полевые шпаты также составляют от 30 % до 50 % и более состава их кластической части. Обломки горных пород по своему значению в значительной степени уступают место кварцу и полевому шпату в породах нижнемелового продуктивного комплекса редко достигают 20 %. Слюды являются второстепенными компонентами. Тяжелая фракция составляет незначительную примесь (обычно не более 3 %) кластического материала во всех типах пород.

Изучение минералогического состава терригенных пород нижнемелового продуктивного комплекса в шлифах и иммерсионным методом показало, что породы неокома сложены преимущественно минералами легкой фракции, на их долю приходится 90-97 %. Основными породообразующими минералами легкой фракции являются кварц, полевые шпаты, слюды и обломки горных пород, в частности метаморфических, эффузивных и осадочных пород, из которых наиболее часто встречаются слюдисто-хлоритовые сланцы, обломки эффузивов кислого и среднего составов, аргиллитов. Акцессорные минералы представлены флюоритом, корундом, ильменитом, магнетитом, шпинелью (хромшпинелидами), рутилом, апатитом, цирконом, дистеном, силлиманитом, ставролитом, гранатом, сфеном, турмалином, пироксенами, ортитом, хлоритоидом.

На наиболее распространенных типоморфных признаках некоторых минералов необходимо остановиться.

Магнетит, встречается в породах нижнемелового комплекса редко и уверенно определяется лишь при наличии кристаллов с гранями октаэдра и ромбододекаэдра. Однако такие формы встречаются очень редко.

Апатит в значительных концентрациях встречается в тяжелых фракциях в породах нижнемелового комплекса в отдельных частях разреза. Он представлен фторапатитом с показателем преломления немного ниже 1,640. Наряду с призматическими зернами часто встречаются обломки угловатой формы. Нередко зерна апатита, особенно призматические, являются слегка округленными.

Циркон является самым распространенным минералом тяжелых фракций и встречается в значительных количествах в породах нижнемелового продуктивного комплекса. Поэтому изучению его типоморфных особенностей было уделено особенно большое внимание. В тяжелых фракциях обломочных пород Западно-Сургутской структуры выделяются следующие типы зерен цирконов:

- а) укороченные простые кристаллы с оплавленными концами. Отношение длины к ширине меньше 2, а обычно – колеблется в пределах 1-1,5 м.

Наблюдаются отчетливо выраженные грани тетрагональных кристаллов округленные, оплавленные;

- б) простые кристаллы с оплавленными концами. Отношение длины к ширине колеблется в пределах 2-3 и редко достигает 4. Наблюдаются грани тетрагональной призмы, а грани дипирамиды не выражены. Окончания кристалла округленные, оплавленные. Такие цирконы, как и предыдущие, происходят из изверженных кислых щелочных пород. Цирконы первого и второго типов были встречены в больших количествах в протолочках щелочных гранитов триаса скважинами 32-р и 33-р в Сургутском районе;
- в) укороченные цирконы (отношение длины к ширине кристалла $\frac{1}{2}$). Наблюдаются отчетливо выраженные грани тетрагональной

призмы и дипирамиды. Кроме этих изредка появляются тонкие слабо выраженные дополнительные грани второй призмы, дипирамиды. Кристаллы циркона, особенно усложненные формы могут содержать игольчатые кристаллы апатита и рутила. Цирконы этого типа, особенно не содержащие дополнительных граней и включений, обычны для сиенитов и щелочных сиенитов;

- г) хорошо образованные кристаллы, иногда обломанные с одной стороны, характеризуются удлинением, изменяющимся от 2 до 4. Наблюдаются отчетливо выраженные грани тетрагональной призмы и дипирамиды, но нередко присутствуют и дополнительные, обычно более тонкие грани призмы, дипирамиды;
- д) укороченные сложные цирконы характеризуются большим количеством мелких граней призм и пирамид. Цирконы этого типа связаны с разрушением древних гранитоидных пород. Удлиненные кристаллы и их обломки обычно происходят из гранитов и диоритов.

Описанные выше в пунктах «в» и «г» цирконы, содержащие включения овальных пузырьков жидкости или газа, связаны с разрушением эффузивных пород кислого состава. Бурые, плохо прозрачные цирконы – малаконы, характеризующиеся пониженным показателем преломления и двупреломлением, связаны с гидротермальной деятельностью.

Кристаллы циркона с неровными, корродированными гранями. Нередко одни грани хорошо образованы, а другие корродированы. Эти кристаллы происходят из пород, подвергшихся воздействию щелочного метасоматоза.

Обломки кристаллов, происхождение которых неизвестно. Однако, возможно, значительная часть зерен, относимых к обломкам, является в действительности корродированными цирконами, округленными в процессе переноса. Циркон образуются в результате разрушения

осадочных пород, подвергшихся многократному переотложению. Иногда такие цирконы образуются при растворении зерен в процессах щелочного метасоматоза в гранитах.

Гранат также характерен для пород неокома. Часть зерен имеет отчетливый розоватый цвет. По форме зерен обломки гранатов делятся на: а) остроугольные, оскольчатые, иногда слабо округленные, и б) ступенчатые.

Известно, что зерна гранатов со ступенчатыми поверхностями иногда развиты в метаморфических породах. Установлено также, что ступенчатые поверхности на зернах граната появляются при накоплении осадков в кислой среде, существовавшей при формировании угленосных свит. В шлифах в этом случае видно, как каолинит корродирует гранат.

Анализируя петрографические и литологические типы пород неокома, закономерности распространения терригенно-минералогических ассоциаций отложений Западно-Сургутской структуры можно сделать определенные выводы о том, что по вещественному составу обломочной части терригенные породы неокома довольно разнообразны, но в большинстве своем относятся либо к аркозовым, либо к полимиктовым разностям. Наиболее широкое развитие имеют терригенные породы аркозовой группы (по классификации В.Д. Шутова). Другие минералогические ассоциации имеют подчиненное распространение. Такое строение обуславливает существенное изменение фильтрационно-емкостных свойств пород, отдельных пропластков и как следствие возникает необходимость разделения их по взаимному расположению и выделению участков или зон по параметрам проницаемости, расчлененности, удельной гидропроводности, и др., т.к. отдельные параметры распределяются по площади по-разному. (Т.А. Исмаилов, М.З. Игдавлетова. Нефтяное хозяйство № 8 2005 г).

2.4. Гранулометрическая характеристика нижнемеловых отложений Западно-Сургутской структуры

Наиболее обоснованное определение генетических типов осадков, а затем фаций может быть выполнено только при использовании большого комплекса первичных (генетических) и вторичных (наложенных) признаков. Их определению и расшифровке посвящено множество обобщающих сводных работ и монографий (Ботвинкина и др., 1956; Попов и др., 1963; Тимофеев, 1968-1970; Марченко, 1962). Важнейшими критериями при фациальном анализе являются:

- а) тип и вещественный состав (химический и минеральный) пород (осадков), включая аутигенные минералы, конкреции и особенности цемента;
- б) гранулометрия породы (осадка), цвет, структура, состав обломков, их окатанность, характер поверхности. в) особенности поверхностей напластования и размыва, следы перерывов, ориентировка обломочных компонентов и некоторых органических остатков;
- г) текстурные особенности – типы и характер слоистости и слойчатости, отражающие цикличность и ритмичность в осадконакоплении;
- д) формы залегания пород, их мощности и выдержанность на площади. Характер переходов в другие породы и фации в пространстве и времени. Микрофации. Наличие микроритмичности.

Решение ряда вопросов, связанных с палеогеографической реконструкцией, а так же восстановлением истории геологического развития того или иного региона, теснейшим образом связано с исследованием парагенетических минеральных ассоциаций терригенных компонентов осадочных толщ. «Судьба» каждого минерального индивида, входящего в ту или иную минеральную ассоциацию, различна и зависит от ряда причин внутреннего и внешнего порядка (плотности,

формы, твердости, пути и времени их транспортировки, гидродинамики бассейна седиментации и т.д.), индивидуальность терригенно-минералогических ассоциаций особенно в удалении от источников сноса в значительной степени стирается, искажается и не отражает специфических черт пород, которые существовали изначально.

В результате исследований выявлены парагенетические комплексы в породах неокома, изучена природа образования геологических тел (фациальная обстановка осадконакопления и последующие стадии диагенетических и эпигенетических преобразований пород), исследовано пространственное размещение тел в геологической толще имеющих ключевое значение при определении фильтрационно-емкостной неоднородности пород, слагающих продуктивный пласт, обоснованы параметры построения трехмерной сетки для гидродинамического моделирования, построения структурных и зональных карт, получения количественной оценки пористости, проницаемости и других параметров необходимых для подсчета запасов, выбора метода воздействия на пласт и т.д. Перечисленные исследования являются основными для построения трехмерных моделей, что так же отмечалось в работах Афанасьева С.В., Батрака А.Н. (Нефтяное хозяйство №4 2005г).

Гранулометрическая характеристика фаций нижнемелового комплекса рассматривается с учетом вещественного состава обломочной части. Так как терригенные породы нижнего мела Западно-Сургутской структуры довольно однообразны и в большинстве своем относятся к полимиктовым разностям, можно отметить, что в породах неокома широкое развитие имеют терригенные разновидности аркозовой и граувакковой групп (по классификации В.Д. Шутова). Другие минеральные ассоциации имеют ничтожное распространение.

Основными породообразующими минералами легкой фракции являются кварц (Q), полевые шпаты (ППШ) и слюды (Sl), а также обломки горных пород (ГП), в частности обломки метаморфических, эффузивных и осадочных пород, из которых наиболее часто встречаются

кремнистые породы, слюдисто-хлоритовые сланцы, обломки эффузивов кислого и среднего составов, аргиллитов и т.д. Содержание этих компонентов в различных гранулометрических фракциях (П– песчаной, А– алевролитовой и Г– глинистой) и типах пород как в пределах одной, так и в разных свитах неокома Западно-Сургутской куполовидной структуры меняется, и в ряде случаев – существенным образом.

При исследовании пород изучаемой площади, было выполнено более 150 гранулометрических анализов пород. Результаты анализов пород корректировались по шлифам. Применялась общая методика построения кумулятивных кривых с определением диаметра зерен и коэффициента отсортированности. Определение степени отсортированности породы проводились по шкале Траска (1968).

Изменения степени отсортированности обломочных пород в изученных разрезах представлены в таблице 1, из которой видно, что в описываемых отложениях резко преобладают плохо отсортированные породы. Хорошо отсортированные песчаники наблюдаются в отложениях сортымской и усть-балыкской свит, в небольших количествах присутствуют в сангопайской свите. Эти отложения можно отнести к баровым, шельфовым, прибрежно-морским фациям.

Таблица 1.

Изменение степени отсортированности нижнемеловых отложений Западно-Сургутской структуры

Степень сортировки	$S_0 = \sqrt{\frac{Q_1}{Q_3}}$	$S_0 = \sqrt{\frac{Q_1}{Q_3}}$
Хорошо отсортированные	1-2,5	1-1,58
Средне отсортированные	2,5-4,5	1,58-2,12
Плохо отсортированные	более 4,5	более 2,12

Обломочные породы со средней степенью отсортированности встречены в сортымской и большей частью в усть-балыкской и сангопайской свитах и соответствуют преимущественно прибрежно-морским фациям.

Для пород-коллекторов прибрежных баров по электрометрическим данным характерен резкий переход в кровле (между мелководными и глубоководными фациями) пласта и весьма постепенный в его подошве, что обусловлено изменением гранулометрического состава песчаников с увеличением их зернистости снизу вверх по разрезу. Для пород-коллекторов фаций прибрежных баров характерна воронкообразная форма каротажной кривой ПС (Корнев, 1980, Муромцев, 1984, Нежданов, Корнев, 1984). Распределение коллекторских свойств пород по разрезу изменяется от шельфовых фаций к баровым, так же как и границы коллектор-полукolleктор-неколлектор (рис. 4а). Лучшие породы-коллекторы как правило располагаются в кровле барового прибрежного горизонта и обусловлены увеличением в породах количества среднезернистой фракции, появлением крупнозернистой при уменьшении содержания алевритово-глинистых. Сверху вниз по разрезу усложняется структура порового пространства, уменьшаются размеры пор, сокращается их сообщаемость. Максимальные размеры зерен варьируют снизу вверх по разрезу от 0,2 до 1, средние – от 0,15 до 0,6 мм при хорошей отсортированности обломочного материала в верхней половине пласта. Контакты с нижележащими отложениями постепенные, в кровле резкие.

Для пород-коллекторов прибрежных, приустьевых баров форма кумулятивных кривых близка к русловым, но лучшие из них, имея крутой габитус, располагаются на оси абсцисс в стороне более крупнозернистых фракций и приурочены к верхней половине пласта (рис. 4б).

Улучшенные породы-коллекторы (III – V классов) верхней половины пласта пород барового генезиса на диаграмме концентрируются в зоне повышенных значений максимальных диаметров зерен, а нижней половины (VI, редко V классов) – в зоне незначительных их значений. Породы коллектора шельфовых фаций имеют противоположную картину распределения коллекторов по разрезу в сравнении с породами русловых фаций (рис. 4в).

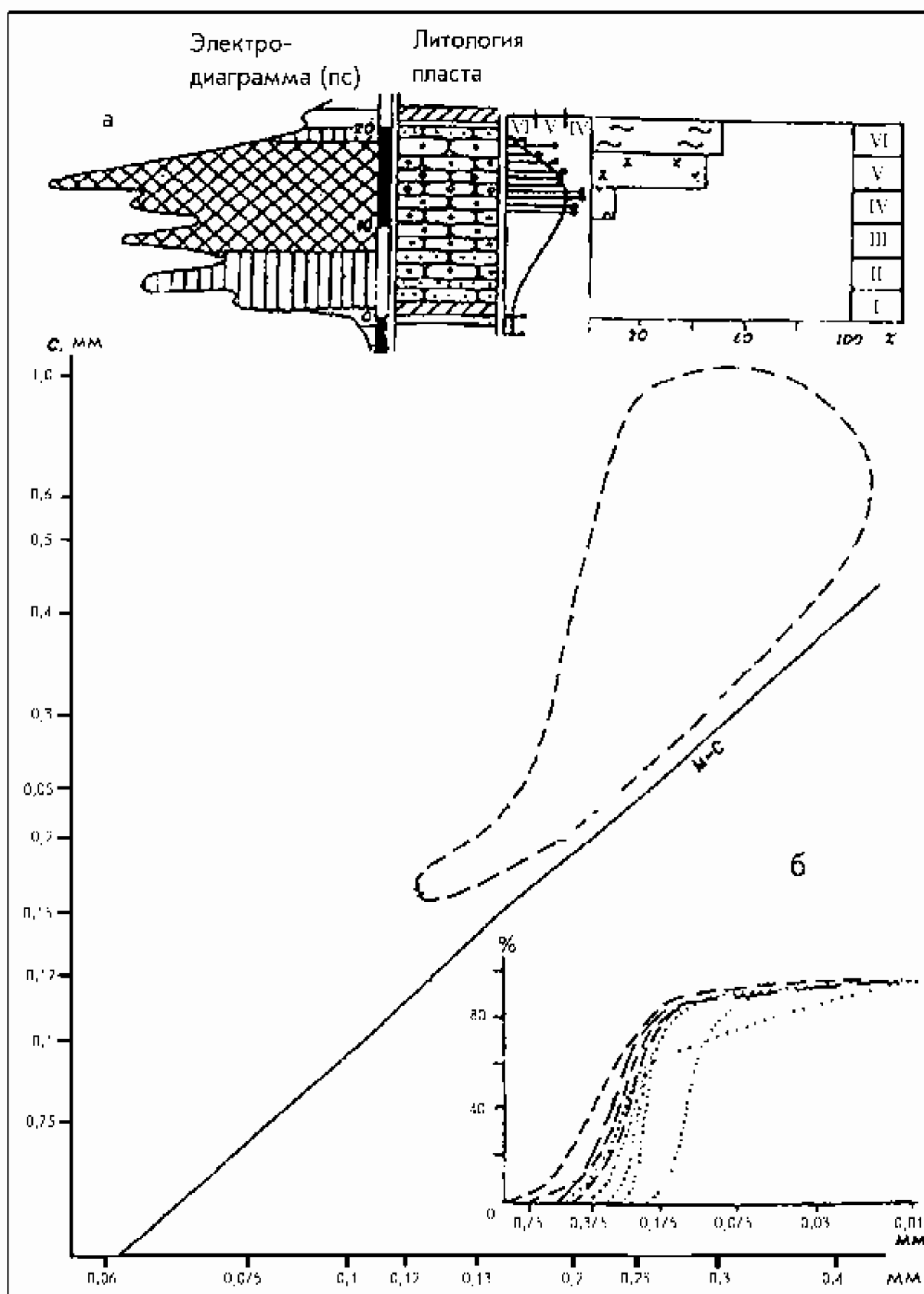


Рис. 4. Генетический тип пород-коллекторов прибрежных, приустьевых баров.

----- кумулятивные кривые пород баровых структур
 кумулятивные кривые пород шельфовых фаций

Более детальная гранулометрическая характеристика пород неокома позволяет разделить кумулятивные кривые по гранулометрическому составу, форме, коэффициенту отсортированности на шесть типов. В основу этой классификации были положены результаты работ В.В. Вебера (1960) (рис. 5а, 5б, 5в).

Тип 1. Шельфовые и баровые фации. Очень хорошо отсортированные песчаники, кумулятивные кривые которых приближаются к вертикальной линии. Коэффициент отсортированности $S_0 = 1,5$. Этот тип аналогичен типу нормальных морских песков. По-видимому, в исследуемом районе пески формировались в мелководных участках на сводах при замедленной скорости осадконакопления.

Тип 2. Фации баров. Хорошо отсортированные песчаники с несколько асимметричными кумулятивными кривыми. Коэффициент отсортированности $S_0 = 1,5-2$. В пределах Западно-Сургутской структуры такие пески, вероятно, формировались на склонах в переходной зоне между баровыми структурами в валанжинское и готеривское время.

Тип 3. Прибрежно-морские фации мелководной зоны. Средне отсортированные песчаники и алевролиты с асимметричными кумулятивными кривыми и коэффициентом отсортированности $S_0 = 2-4,5$. По форме кумулятивных кривых этот тип очень похож на плохо отсортированные разности фаций песков авандельт (Вебер, 1960), но отличаются от них по степени отсортированности. Так как изучаются не рыхлые осадки, а уже сцементированные, т.е. породы, можно предположить, что изменение их гранулометрических показателей связано с частичным разрушением зерен при дезинтеграции пород.

Тип 4. Прибрежно-морские фации средней зоны шельфа. Плохо отсортированные алевролитовые, глинистые песчаники, алевролиты с резко асимметричными кумулятивными кривыми. Коэффициент отсортированности $S_0 = \text{более } 4,5$. По форме кривых этот тип очень

похож на тип алевритово-песчаных осадков фаций лагун и полузамкнутых морских заливов (Вебер, 1960), отличающихся по степени отсортированности. На исследуемой площади осадки с кумулятивными кривыми этого типа, вероятно, формировались в результате поступления материала из источников сноса без значительной сортировки на месте (турбидиты).

Тип 5. Прибрежно-морские фации умеренно глубоководные. Плохо отсортированные песчано-алевролитово-глинистые породы смешанного состава, иногда песчано-глинистые алевролиты с резко асимметричными кумулятивными кривыми. Нередко на кривых отмечается перегиб, свидетельствующий о переотложении осадков при их накоплении. Коэффициент отсортированности S_0 = более 4.5. По форме кривых этот тип, как и предыдущий, очень похож на тип алевритово-песчаных осадков лагун и полузамкнутых морских заливов (Вебер, 1960). В районе Западно-Сургутской структуры осадки, характеризующиеся кумулятивными кривыми этого типа, привносились из областей сноса и отлагались без существенного изменения степени их отсортированности.

Тип 6. Прибрежно-морские фации глубоководной зоны. Плохо отсортированные глинистые алевролиты, переходящие в алевролитовые аргиллиты с вогнутыми книзу кумулятивными кривыми. Коэффициент отсортированности S_0 = более 4,5. Этот тип очень похож на тип алевролитовых илов Таманского залива (Вебер, 1960).

Распределение в разрезе пород с различными типами кумулятивных кривых позволяет отметить интересные особенности гранулометрического состава песчаников и алевролитов в сангопайской, сортымской свитах, что несмотря на более или менее идентичный грануло-минералогический состав песчано-алевритовых пород, количественное содержание той или иной гранулометрической фракции или содержание определенного минерала может существенно изменяться по разрезу верхней части неокома.

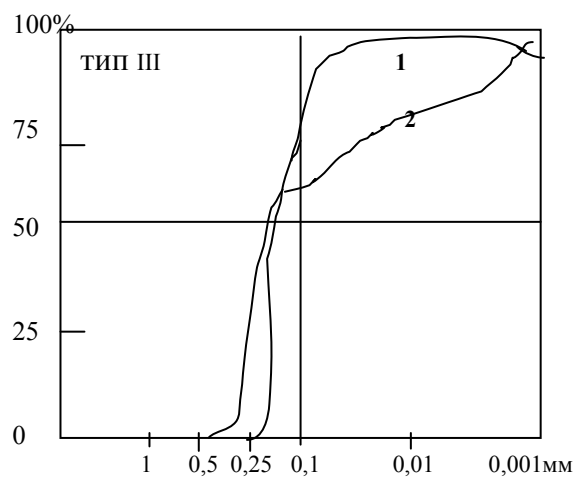
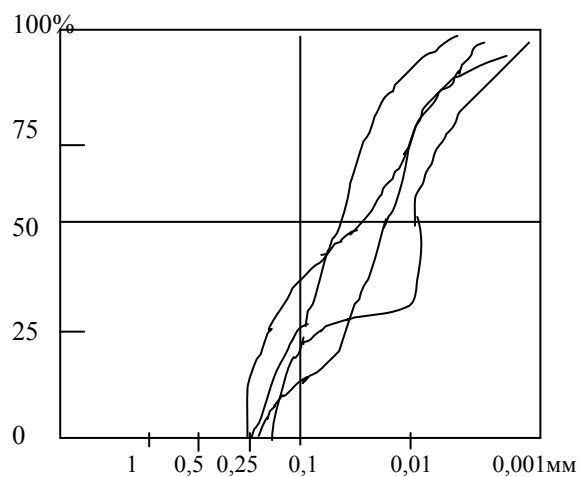
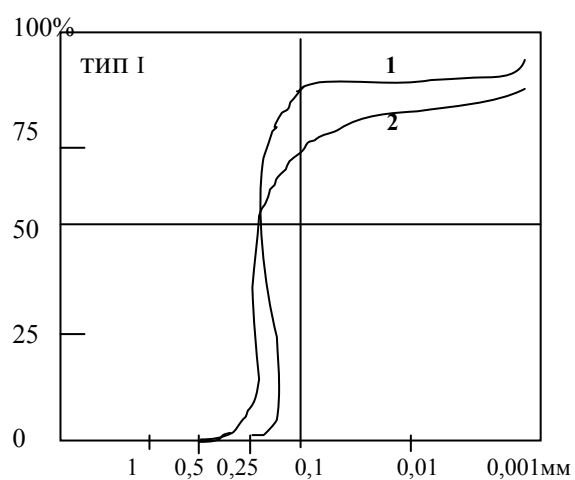
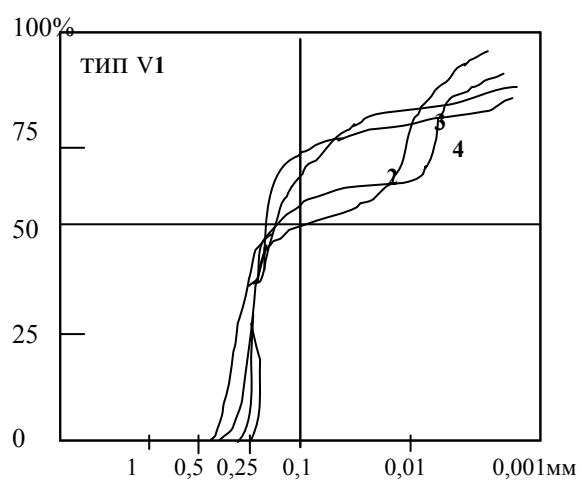
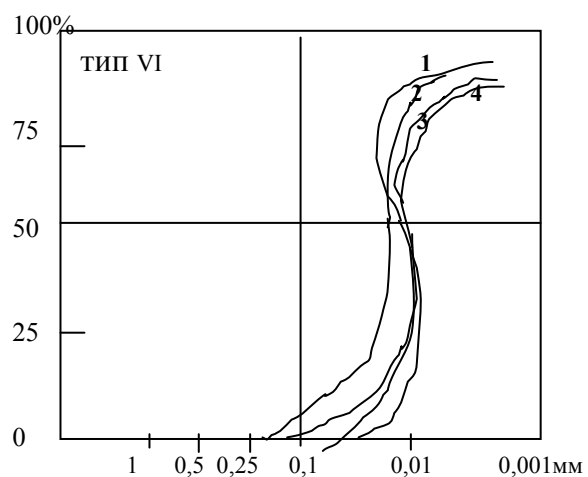
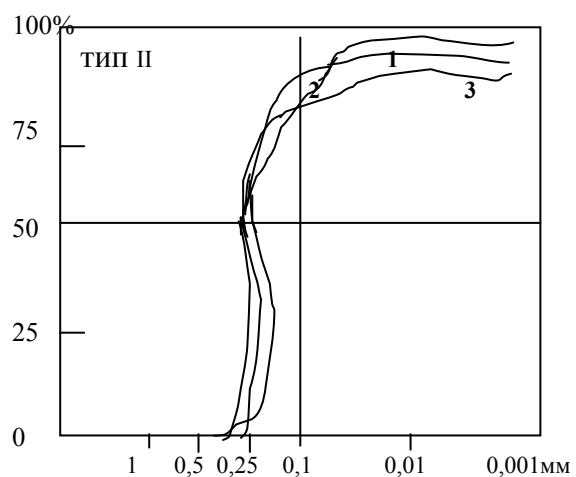


Рис. 5а. Кумулятивные кривые пород сортовой свиты (берриасс-валанжин).
Интервал 2660-2670 м.

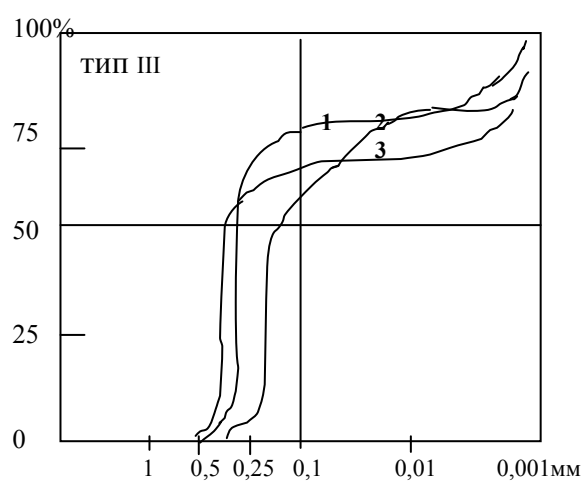
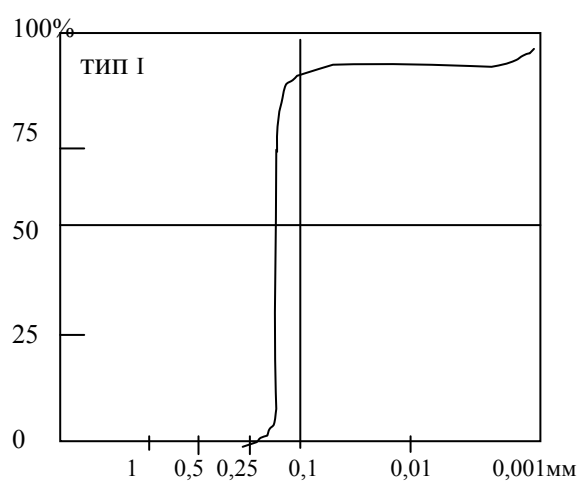
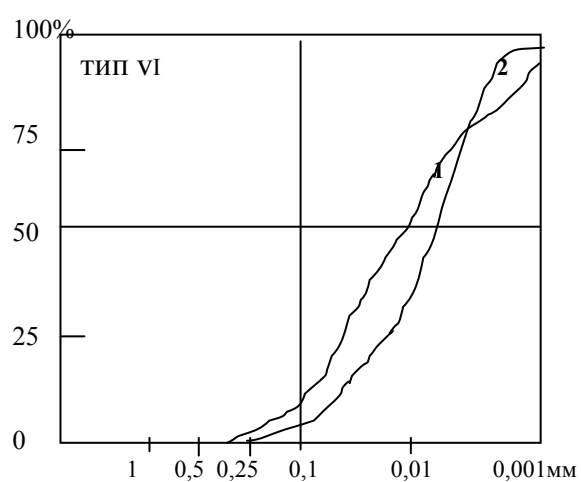
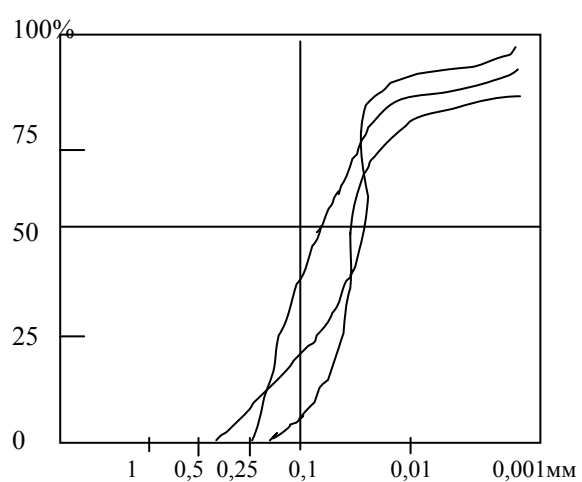
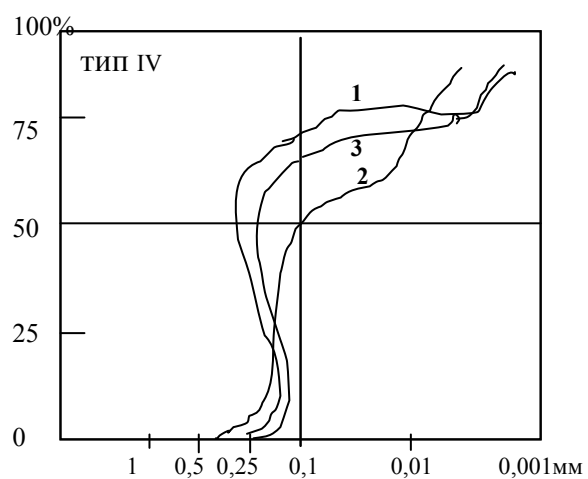
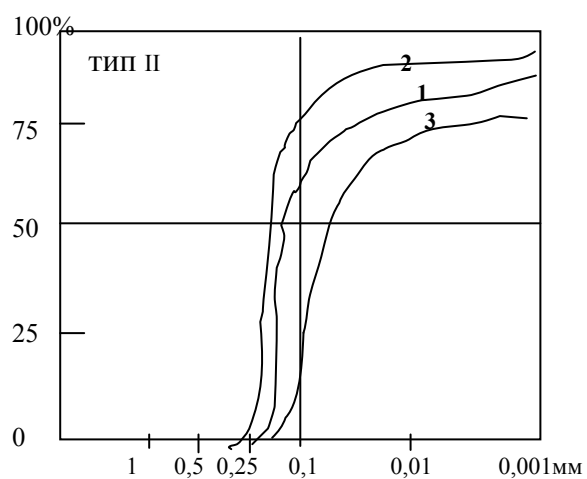


Рис. 56. Кумулятивные кривые пород усть-балыкской свиты (готерив).
Интервал 2135-2160 м.

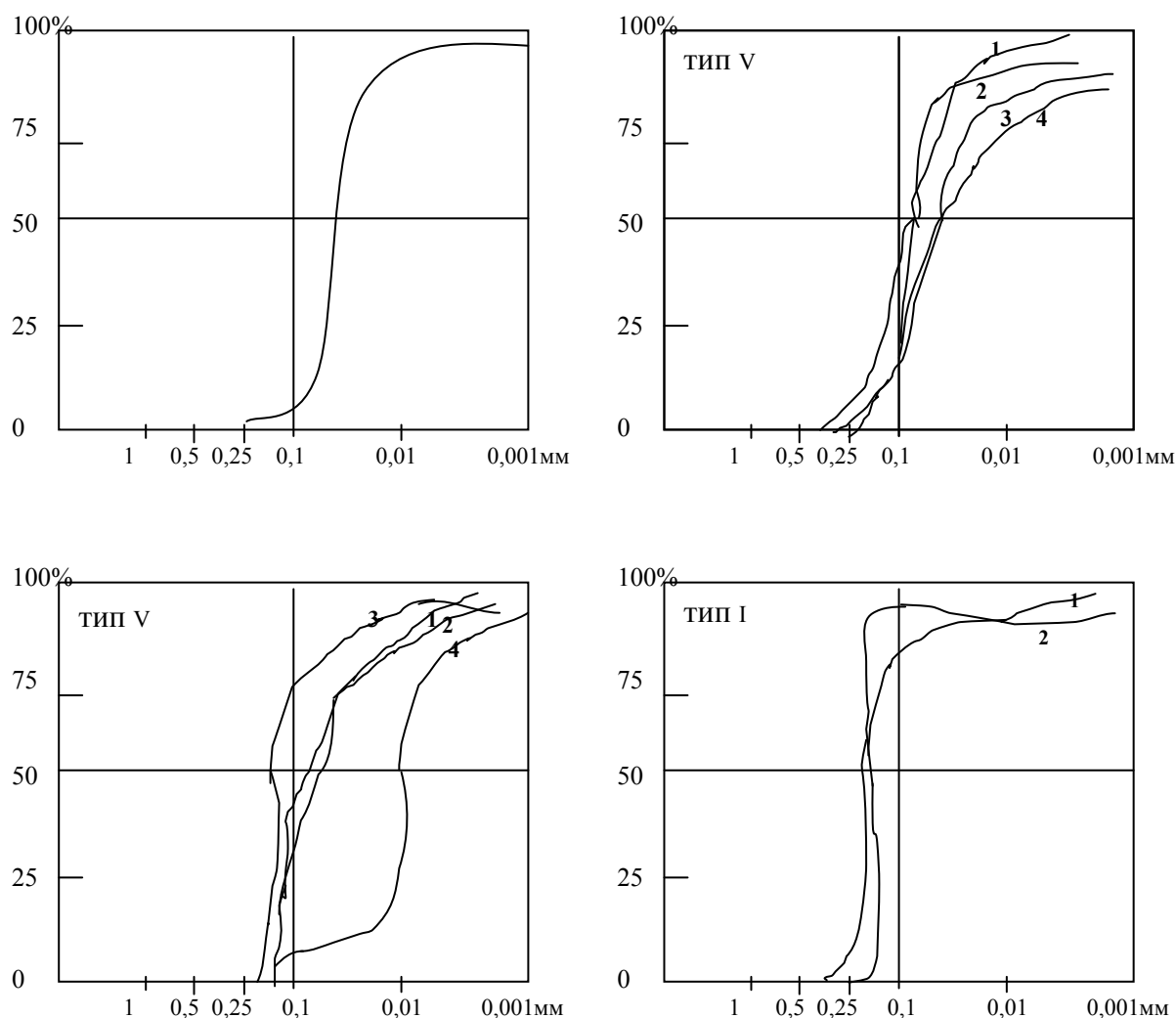


Рис. 5в. Кумулятивные кривые пород сангопайской свиты (готерив-баррем). Интервал 2040-2060 м.

Изучены три фракции: песчаная (П) с диаметром зерен $> 0,1$ мм, алевритовая – $0,1-0,01$ мм и глинистая $< 0,01$ мм. Для всех стратиграфических подразделений характерна обратная статистическая связь ($r = -0,4: -0,7$) между долей песчаной фракции и оставшимися фракциями. Исключение составляют песчаники сангопайской свиты, где изменение доли песчаной фракции в объеме породы сказывается только на количестве алевритовой фракции ($r = -0,7$), в то время как глинистая фракция не реагирует на изменчивость содержания более грубозернистых фракций ($r = -0,0: -0,1$).

Увеличение в составе песчаников доли кварца вызывает уменьшение доли полевых шпатов ($r = -0,2: -0,7$) и обломков горных пород ($r = -0,3: -0,6$). Количество слюды при этом может так же уменьшаться (сортымская свита) или увеличиваться (усть-балыкская свита), или оставаться без изменений (сангопайская свита). Однако в песчаниках усть-балыкской свиты увеличение в их составе кварца идет практически только за счет уменьшения доли обломков горных пород. Петрографические типы пород в разрезах неокома не пользуются большим разнообразием, но их текстурные особенности часто сильно различаются. В керне буровых скважин наблюдается горизонтальная, волнистая, «мульдообразная» и косая слоистости, связанные, с различными миграционными полями и соответственно с различными по составу и энергетике водными потоками. Выделение целого ряда мелких морфогенетических видов предопределено, необходимостью выявить различия текстурных особенностей пород в разрезе (Игошкин, Шлезингер, 1990).

По результатам гранулометрического анализа в сочетании с данными электрометрии установлено, что лучшие породы-коллекторы с равномерным распределением их по разрезу выявлены в зонах главных, унаследованных палеорусел речной системы, в авандельтовых типах фаций. Отложения прибрежных баров и приустьевых баров выявлены в сортымской свите, а для усть-балыкской и сангопайской свит прослежены улучшенные коллекторские свойства пород, сформированных в палеоруслах меандрирующих рек приуроченных к основаниям свит. К кровле свит наблюдается постепенное ухудшение. Кроме того установлена степень ухудшения качества коллекторов с сохранением одинаковой тенденции их изменения по разрезам песчаных тел, формировавшихся в одинаковых фациальных обстановках, но залегающих в современных поднятиях на разных гипсометрических уровнях. Определено изменение проницаемости

и пористости пород по разрезу унаследованного палеорусла для валанжинских, готеривских и барремских отложений.

В результате исследований выявлена четкая зависимость между гранулометрическим составом пород, особенно со средними значениями медианных диаметров зерен и их коллекторскими свойствами. По мере уменьшения медианных значений диаметров зерен ухудшается класс коллектора. Такая же, но менее четкая закономерность проявляется и с максимальными размерами диаметров зерен. Анализ материала, показывает, что оценка средних содержаний грануломинералогического состава песчаных пород колеблется по разрезу неокома по мере движения снизу вверх – от сортымской свиты к сангопайской свите.

Следовательно, в песчаниках неокома отмечается довольно четкое изменение в распределении средних величин, литологических параметров по стратиграфическому разрезу. Однако статистический анализ показал, что существенные их колебания при переходе от одного стратиграфического подразделения к другому испытывают лишь немногие параметры, например параметры содержания псаммитовой фракции обломков гранатов, турмалина, хлоритоида характеризуются существенными различиями средних показателей в пределах каждой свиты. Содержание других фракций (кварца, полевых шпатов, рутила), существенно отличаются друг от друга только в смежных стратиграфических подразделениях.

ГЛАВА 3. ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И СТРОЕНИЕ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНО-СУРГУТСКОЙ СТРУКТУРЫ

Материалы, полученные в результате изучения литолого-петрографических особенностей пород неокома с учетом палеонтологических данных (макро- и микрофаунистических, палинологических) дали возможность выявить фациальные комплексы, объединяющие преимущественно, мелководно-шельфовые и прибрежно-морские фации, которые имеют важнейшее значение для формирования продуктивных пластов песчаников, а впоследствии залежей нефти и газа в пределах, Западно–Сургутской структуры. В главе 1 было рассмотрено строение двух нефтегазоносных комплексов, вещественный состав которых предопределен различными условиями седиментации в берриас-ранневаланжинское и поздневаланжинское-раннеаптское время.

Как известно, наиболее перспективными с точки зрения накопления углеводородов, являются комплексы фаций представляющие собой бары- затопленные валы из обломочных осадков, расположенные в один или несколько параллельных рядов. Бары формируются в мелких эпиконтинентальных шельфовых водах волнами и течениями, образуются в местах благоприятного сочетания фациальных и тектонических условий: в прибрежной зоне моря на пологих склонах платформенных поднятий, в зонах флексурообразных перегибов склона или цепочек антиклинальных структур (Трушкова, 1970, Рудкевич и др.,1984.)

Установлено (Брадучан, 1982 и др.), что отложения верхней части неокома в пределах Сургутского района относятся к переходной группе фаций. Впервые фации были выделены и подробно изучены А.М. Феофиловой ещё в 1956 г.

В переходную группу входят фации побережья с изрезанной береговой линией, образующей мысы, заливы, бухты, обуславливающей сложное распределение осадков с образованием различных аккумулятивных форм типа кос, пересыпей, баров с отчленением лагун и приморских озер.

К наиболее существенному комплексу генетических (первичных) признаков механизмов и условий седиментации осадочных образований (Селли, 1989) относятся следующие: **а)** частые изменения текстур и структур в слое; **б)** широкое развитие слойчатости типа знаков ряби волнений и течений в зоне мелководья с характерной мелкой волнистой и косоволнистой слойчатостью, частыми текстурами взмучивания, включениями растительных остатков с ходами червей; **в)** обилие растительных остатков, а в алеврито-глинистых породах тонкого растительного детрита, который рассеян в породе в виде тончайшей пыли и придает ей темный цвет; **г)** наличие фауны опресненных вод, присутствие одновременно фаунистических и растительных остатков; **д)** в фациях глинистых осадков лагун и заливов наряду с прибрежными формами опресненных вод часто встречаются формы, типичные для нормальных морских вод. Тем не менее существует вероятность безусловности возможных трактовок генезиса. Диагностика комплекса фаций проведена на основе детального изучения литолого-петрографических, минералогических, морфологических особенностей отложений неокома.

При детальном фациальном анализе одним из важнейших понятий является литогенетический тип пород (осадков). «Литогенетический тип – это тип породы, определяющий при фациальном анализе ту или иную конкретную фацию. Литогенетические типы выявляются по комплексу первичных генетических признаков. Одна и та же порода (например, аргиллит, известняк) может образоваться за счет осадков, возникших в различных частях водоема на различных глубинах,

и иметь поэтому генетические особенности и, соответственно, различные литогенетические типы, определяющие различные фации.

Отдельные микрофации обычно характеризуются одним литогенетическим типом.

По П.П. Тимофееву (1976) основным содержанием метода детального литолого-фациального анализа является выделение генетических и фациальных типов осадков. Под генетическим типом осадка он понимает один или несколько литологических (гранулометрических) типов осадков, обладающих совокупностью родственных генетических (первичных) признаков, которые отражают общность условий их накопления.

И.А. Вылцан (1980), Н.В. Логвиненко (1986) рассматривают осадки и породы в двух аспектах: генетическом – по факторам осадконакопления (генетический подтип или род, генетический тип, генетическая группа и генетический комплекс) и фациальном – по обстановкам осадконакопления (фация или элементарная фация, макрофация, группа макрофаций – субформация, ряд субформаций – формация). Фациальные исследования должны способствовать восстановлению физико-географических и других особенностей древнего осадконакопления. Важнейшими среди них являются: а) характер среды отложения и ее физико-химические свойства (рН, содержание кислорода, соленость отчасти температура и давление и другие); б) характер движения среды, его скорость и направление, действие ветра и льда; в) приуроченность к тем или иным геоморфологическим элементам суши, рельеф и состав пород области сноса, перерывы в осадконакоплении; г) удаленность от береговой линии, глубину отложения морских осадков; д) климатические особенности; е) условия жизни и захоронения организмов; ж) особенности диагенеза, катагенеза и выветривания; з) особенности тектонического режима.

Нижнемеловые нефтегазоносные комплексы (АС, БС) Западно-Сургутской структуры объединяют свиты, сформированные

в различных физико-географических обстановках, но в течении одного регрессивного цикла. В разрезах свит отложения имеют устойчивые литологические признаки на всей площади распространения и четко выраженные верхнюю и нижнюю границы.

Продуктивные горизонты представляет собой комплекс нефтенасыщенных песчаных пластов выделяемых в составе свит и ограниченных аргиллитовыми породами-покрышками.

Баровая структура соответствует нефтенасыщенному песчаному телу в составе продуктивного горизонта и представляет собой крупную песчаную гряду с крутыми береговыми склонами, образовавшуюся в результате поперечного перемещения донных наносов в сторону берега водоема. Баровые структуры формируются на участках резкого уменьшения глубин, где происходит падение энергии волн и аккумуляции песка. Нефтенасыщенный пласт представлен крупно-, средне-, мелкозернистыми песчаниками и алевролитами содержащими жидкий углеводородный флюид.

Литолого-фациальные особенности разрезов нижнего мела Западно-Сургутской структуры свидетельствуют о том, что осадки в раннемеловое время накапливались преимущественно в мелководно-морских и прибрежно-морских условиях, что и привело к образованию продуктивных нефтегазоносных пластов (АС₇, АС₈, АС₉, АС₁₀, БС₁₀, БС₁₁, БС₁₂), которые достаточно выдержаны по площади и представлены песчаными и алевроитовыми разностями. Предполагается, что в связи со сложным литологическим строением пластов возможно наличие изолированных линз и тупиковых зон коллекторов, гидродинамически не связанных с основными частями углеводородных залежей.

Оценивая возможность развития продуктивных горизонтов в неокме на территории Западно-Сургутской структуры, учтены следующие факторы:

- а) структурные особенности;
- б) литолого-петрографические характеристики и особенности разреза слагающих территорию (наличие коллектора);

- в) наличие благоприятных фаций (шельфовых, баровых) для нефтегазообразования (устанавливается по мере детальной изученности разрезов);
- г) наличие покрывок в разрезе мезозойско-кайнозойского чехла (покрывки или естественные изоляторы для вертикальной миграции углеводородов имеются в достаточном количестве и представлены глинистым пластом, причем в северо-западном направлении разрез мезозойско-кайнозойского чехла становится более глинистым);
- д) наличие дизъюнктивных нарушений (коллектора теряют свои коллекторские свойства и замещаются глинистым и алевролитовым веществом).

3.1 Фациальные особенности и строение продуктивного пласта БС₁₀

С учетом литолого-петрографических и гранулометрических особенностей в пределах верхней части нижнего и верхнего валанжина и готерива выявлены фациальные особенности и закономерности строения и формирования продуктивных пластов Западно-Сургутской структуры, которые имеют важнейшее практическое значение для построения геологической модели Западно - Сургутского нефтяного месторождения, занимающего большую часть Западно-Сургутской структуры. (Тюкавкина, 1999-2003).

Пласт БС₁₀ является основным продуктивным пластом Западно-Сургутского нефтяного месторождения (рис. 6, 7).

Пласт БС₁₀ подразделен на три пачки. В подошве (пачка 1) залегает прослой песчаников с плохо окатанной галькой и “окатышами” аргиллитов алевролитов из подстилающего слоя небольшой мощности (4-5м), отделенного неровной поверхностью размыва от вышележащих (прил. 2, рис. 1). В сводовых частях структуры они опесчаниваются, а на крыльях становится более глинистыми.

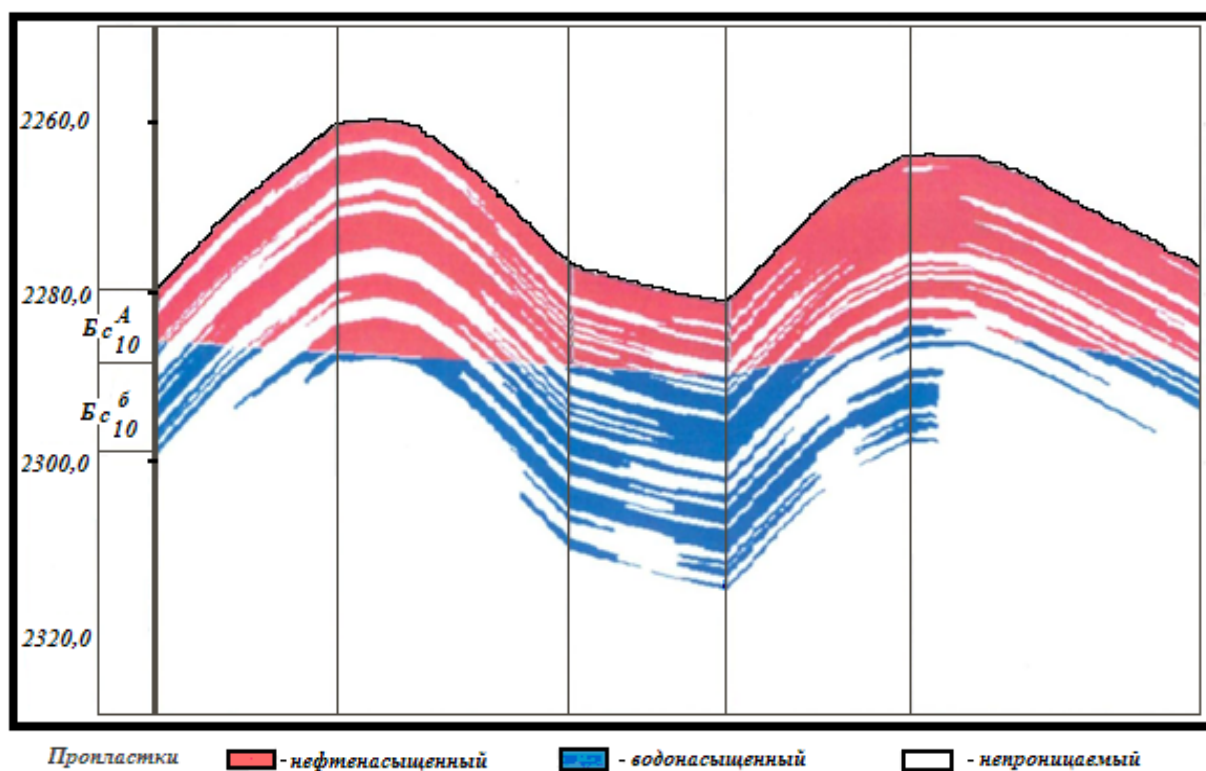


Рис. 6. Геологический разрез по линии скважин 12xx-12xx

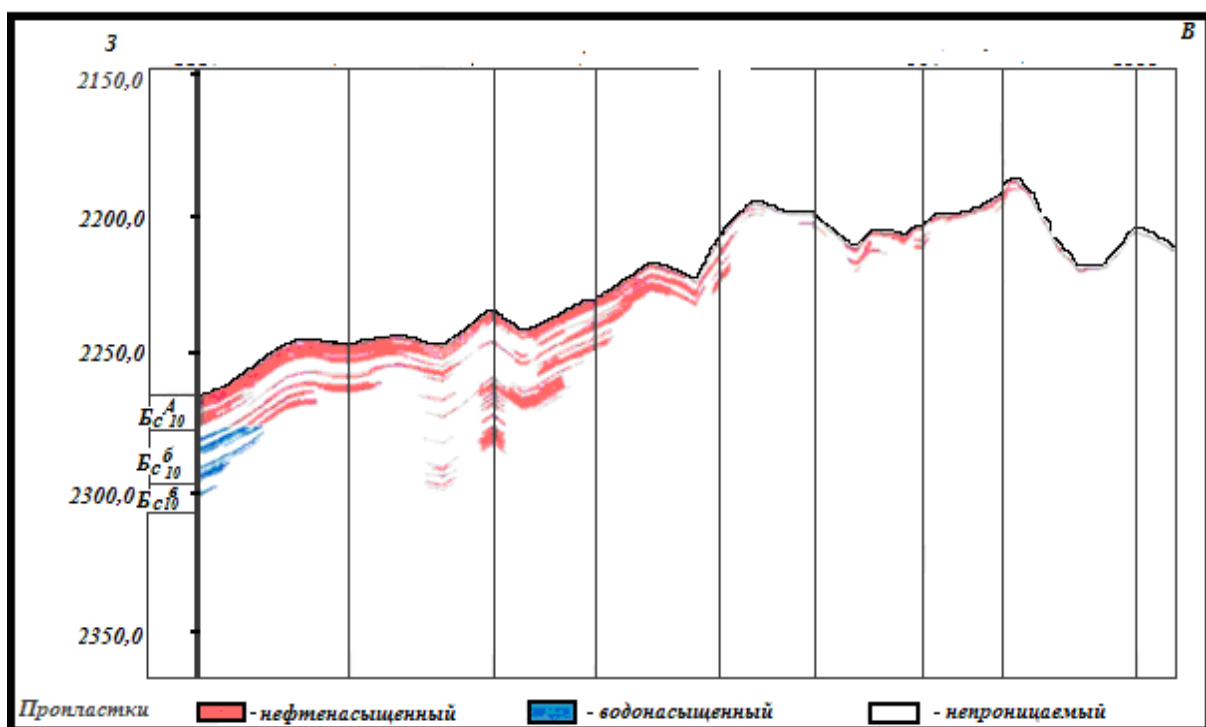


Рис. 7. Геологический разрез по линии скважин 11xx-19xx

Пласт BC_{10} подразделен на три пачки. В подошве (пачка 1) залегают прослой песчаников с плохо окатанной галькой и “окатышами” аргиллитов алевролитов из подстилающего слоя небольшой мощности

(4-5м), отделенного неровной поверхностью размыва от вышележащих (прил. 2, рис. 1). В сводовых частях структуры они опесчаниваются, а на крыльях становится более глинистыми. Изучение литолого-петрографических, гранулометрических и фациальных особенностей позволило сделать вывод о формировании слоя в глубоководных частях водоема и в условиях кратковременных сильных донных течений (Эрвье, 1974). Следы смятия осадков особенно широко развиты в породах основания сортымской свиты (валанжин). В керне скважин они легко опознаются по наличию изогнутых слоев в виде мелких флексур, опрокинутых складок, надвигов, сбросов (прил. 2, рис. 2). Часто смятие осадков происходит в переходной зоне между продуктивными горизонтами. В осадочных породах подошвенной части наблюдается линзовидно-прерывистая слоистость указывающая на смену гидродинамической обстановки. В серых аргиллитах и алевролитах иногда наблюдаются горизонтальные прослойки, мощностью до 2 см более светлого крупнозернистого алевролита или мелкозернистого песчаника. Хотя слоистость, в общем, горизонтальная, но границы между слоями неровные, со следами небольших внутриформационных размывов (прил. 2, рис. 3). Нередко прослои более крупного материала даже в пределах керна выклиниваются по простиранию.

Мелкая мульдообразная слоистость (прил. 2, рис. 4) характерна для пород берриасс-валанжинского яруса и наблюдается в крупнозернистых алевролитах и песчаниках. Каждый тип слоистости представляет собой группу выпуклых книзу мульдообразных слоев. Мощность слоев изменяется в пределах 1-4 мм. Длина серии редко превышает 4-5 см, а ее высота 1-2 см. Эти текстуры обычно являются сохранившимися следами волновой деятельности и переходов одного бара к другому.

Горизонтально-волнистая слоистость наблюдается в песчаниках и алевролитах продуктивных (сортымской, усть-балыкской, сангопайской) свит. Подчеркнутые углистым или глинистым материалом слои имеют неровные волнистые поверхности (прил. 2, рис. 5). В кернах

буровых скважин они иногда кажутся изогнутыми. Появление слоистости этого типа связано с волновой деятельностью, с периодическими колебаниями уровня, и скорости течения вод палеобассейна.

Аргиллиты имеют гидрослюдисто-хлоритовый состав с чешуйчатой структурой. В составе глинистой массы, по-видимому, присутствует примесь каолинита. Аргиллиты содержат рассеянную примесь мелкого алевритового материала, особенно значительную в песчанистых разностях, и изменяются до алевритовых. Нередко аргиллиты известковистые. Из аутигенных тяжелых фракций ачимовской пачки встречены: анатаз, брукит, лейкоксен, пирит.

Пласт БС₁₀, (пачка 2) интерпретируемый по результатам исследования как баровая структура, представляет сложное морфологическое сооружение, соответствующее ассиметричной брахиантиклинальной складке оконтуренной изогипсой -2260 м. Амплитуда всей структуры 60 м. Осевая линия изогнута и по мере продвижения с юго-запада на север меняет направление от широтного до меридионального. В направлении восток-запад она представлена тремя подчиненными куполами. В продуктивной, средней, части пласта наряду с хорошо выдержанными фациями песчаных баров присутствуют алевритистые и алевритовые аргиллиты, переходящие в глинистые и содержащие тонкие от 0,5 мм до 5,0 см многочисленные прослои серых, светло-серых алевролитов, сменяющихся мелкозернистыми песчаными породами (фации приустьевых баров). В его составе отмечается 15 % глинистых пропластков, разделяющие песчаные горизонты, что обеспечивает большую продуктивность пород. Углы падения крыльевых частей составляют в восточной и западной частях по 5°. Центральный купол имеет мощность 8-10 м. Аргиллитовые породы составляют 3-5 % от песчаной части, что обеспечивает хорошую продуктивность. Углы падения крыльев в восточной и западной частях составляют до 9°. Западный купол является менее продуктивным в отличие от восточного и центрального, т.к. В составе пласта отмечается до 45-50 %

глинистых пород. Углы падения крыльев в восточной и западной частях составляют до 7° .

Южная и северная части структуры оконтуриваются изогипсой – 2240 м и представлены северным и южным куполами. Оси осложняющих куполов по отношению друг к другу расположены веерообразно: юго-западный купол простирается в широтном направлении, центральный – с юго-востока на юго-запад, северный – на северо-восток. Северный песчаный купол имеет продуктивную мощность до 30 м, как в сводовой, так и в крыльевых частях. В его составе отмечается 7 % глинистых пропластков, разделяющих песчаные горизонты, что обеспечивает большую продуктивность на всей площади. Углы падения крыльевых частей составляют в восточной и западной частях изменяются от 4° до 5° . Южный купол имеет мощность 8-10 м. Аргиллитовые породы составляют 1-2 % от песчаной части, что обеспечивает хорошую миграцию углеводородов, в вышележащие песчаные горизонты. Углы падения крыльев в восточной и западной частях составляют до 7° .

Не продуктивные части пласта БС₁₀ соответствуют фациям различных зон шельфа: мелководным участкам с развитием сильных течений (гравийно-крупнозернистые терригенные пески) и мелководными установившимися спокойными обстановками осадконакопления (среднеоолитовые пески с пологой косою слоистостью) (Касьянов, 1966, Кутлахметов, Никитин 1983, Куренко, 1985).

3.2. Фациальные особенности и строение продуктивного пласта БС₂₋₃

В подошвенной части пласты БС₂₋₃ (рис. 8), расположенного в верхней подсвите усть-балыкской свиты прослеживается глинисто-песчаная пачка состоящая из серых, светло-серых, часто известковистых песчаников, алевролитов и темно-серых аргиллитов.

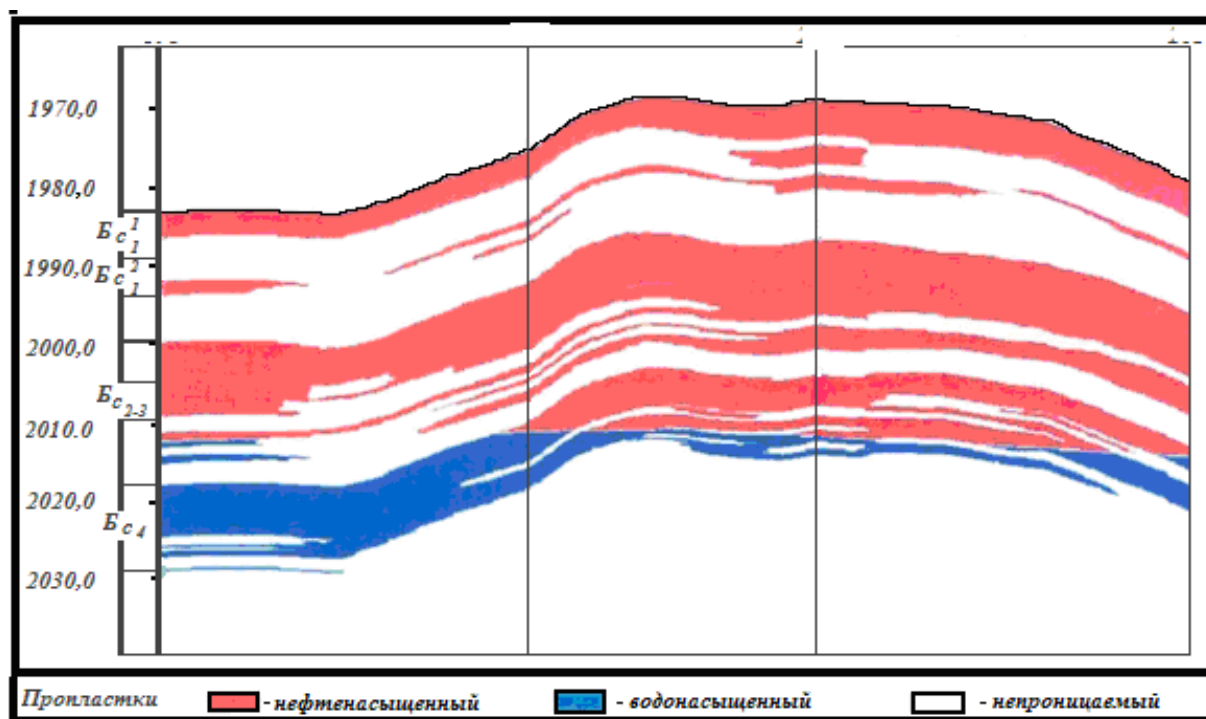


Рис. 8. Геологический разрез по линии скважин 19х-20х

Ниже пачки встречены конгломераты внутриформационного происхождения в виде наибольших прослоев мощностью 5-10 см. Отсортированность гальки по размерам обычно не наблюдается.

Пространство между гальками заполнено светло-серым мелкозернистым песчаным материалом с мелкими глинистыми окатышами гравийной размерности (прил. 2, рис. 6). Нечеткие границы глинистых галек и проникновение в их контуры песчаных зерен свидетельствуют о том, что во время образования конгломератов обломки являлись комочками, окатышами глины, обычно заимствованной из подстилающего слоя. Вверх по разрезу такой конгломерат переходит в песчаник с редкой галькой. В подошвенной части усть-балыкской свиты, выделяется нижняя подсвита с составляющей глинисто-песчаной пачкой состоящей из серых, светло-серых, часто известковистых песчаников, алевролитов, темно-серых аргиллитов. От отложений сортымской свиты она отличается появлением выдержанных слоев мелкозернистых песчаников мощностью до 20 м. На поверхностях напластования в глинистых породах встречаются мелкие раковинки пелеципод. В нижней подсвите встречены конгломераты внутриформационного

происхождения в виде наибольших прослоев мощностью 5-10 см в отложениях сангопайской свиты. Они на 50-60 % состоят из разнообразно окатанной гальки темно-серых аргиллитов и глинистых сидеритов от 1 до 5 см в поперечнике. В аргиллитах и алевролитах усть-балыкской свиты наблюдается горизонтальная слоистость, с тонкими прослоями светлого алевроитового песчаного или углистого материала, тонкие (редко более 1 мм) прямые, ровные, иногда прерывистые прослойки. Появление этого вида слоистости связано с тем, что в участках палеобассейна, где происходило осаждение глинистого и тонкого алевролитового материала, последний поступал с незначительными перерывами. Во время этих перерывов сначала осаждались минеральные частицы, а затем более легкий тонкий растительный детрит (прил. 2, рис. 7).

По строению разреза отложения свиты в восточной и западной частях Западно-Сургутской структуры породы отличаются незначительно. В восточной части породы представлены песчаником мощностью около 20 м иногда с маломощным прослоем алевролита.

Выше залегает пласт из аргиллитов с прослоями алевролитов и песчаников, мощностью 35-40 м. Разрез заканчивается верхним песчаным пластом мощностью 75-95 м, состоящим из пяти крупных слоев песчаника (до 20 м), разделенных слоями аргиллитов, алевролитов и песчаников от 5 до 20 м (Трушкова, 1970, Мкртчян, Орел и др. 1986).

В западной части Западно-Сургутской структуры разрез пород усть-балыкской свиты начинается песчаником мощностью до 20 м, перекрытым пачкой аргиллитов, общей мощностью 45-50 м. Выше залегает песчаный пласт мощностью до 100 м (рис.9).

Литолого-петрографические, гранулометрические особенности этой части продуктивного пласта указывают на формирование пород в шельфовых и прибрежно-морских условиях.

В продуктивной (песчаной) части пласта БС₂₋₃ развиты песчаники серые и светло-серые с глинистым и глинисто-известковым цементом, мелкозернистые. Песчаные пласты не выдержаны по простиранию

и часто замещаются аргиллитами характерными и для кровельной части пласта.

Нефтеносная песчаная пачка соответствует сложной морфологической структуре – бару, который представляет собой ассиметричную брахиантиклинальную складку оконтуренную изогипсой – 1990 м. Амплитуда её составляет 20 м. Осевая линия структуры изогнута и по мере продвижения с северной части в южную и меняет направление от широтного до меридионального. В направлении север-юг баровая структура представлена мощным сложнопостроенным песчаным куполом. Углы падения крыльев в северной части составляют 7° , в южной – 3° . Анализ мощностей показывает, что наиболее интенсивный рост баровой структуры происходил в готериве, седиментация составила до 45-50 %.

Для пород готеривского яруса характерна параллельная слоистость – керн раскалывается на мелкие плиточки (прил. 2, рис. 8); прерывистая слоистость – аргиллиты и глинистые алевролиты с тонкими, прямыми, ровными, иногда прерывистыми прослойками более светлого, крупнозернистого алевролита и редко мелкозернистого песчаника. Такие прослойки встречаются через 3-10 см иногда значительно чаще. Образование этого вида слоистости связано с тем, что процесс выпадения глинистого и тонкого алевролитового материала в полужастой водной среде периодически прерывался. Во время этих перерывов, вероятно, возникали сильные течения, приносившие или переотлагающие более грубый материал, происходило чередование слоев аргиллитов (мощностью 0,2-2 см), алевролитов с мелкозернистыми песчаниками. Каждый слой отличается от смежных по гранулометрическому составу, а иногда по наличию или отсутствию углистого материала. Границы между отдельными слоями четкие. Появление такой слоистости связано с периодическим поступлением в палеобассейн, где происходило осадконакопление, обломочного материала различного состава, для этих участков характерна мелкая

ритмичность с мощностью отдельных ритмов 2 – 10 см. (прил. 2, рис. 9). Каждый ритм начинается мелкозернистыми песчаниками или крупнозернистыми алевролитами, сменяющиеся вверх по разрезу без резких контактов, более тонкозернистыми и глинистыми разностями. Обычно ритм заканчивается аргиллитами, иногда с тонкими линзочками глинистых сидеритов. Границы между ритмами неровные, что связано с местными внутриформационными размывами. Образование такой тонкой ритмичности, скорее всего, связано с периодическим поступлением в участки бассейна псаммитового материала. В относительно спокойной водной среде сначала осаждались более крупные, а затем мелкие частицы. Возможно, что образование мелкой ритмичности связано с периодическими колебаниями уровня вод и скорости течения, приносившего обломочный материал (Гурари, 1994; Карогодин, Гайдебурова 1985 и др).

Из аутигенных минералов тяжелой фракции в глинистых породах почти всегда присутствуют лейкоксен и пирит. Лейкоксен представлен мелкими рассеянными включениями, до 0,03 мм в поперечнике, белыми или буровато-желтыми в отраженном свете. Пирит обычно образуют микроскопические (менее 0,01 мм) рассеянные кристаллики. Очень редко встречаются более крупные стяжения пирита до 0,5 см в поперечнике. В шлифах алевролитов и аргиллитов встречены мелкие концентрические раковинки фораминифер.

Таким образом, породы готеривского яруса где выделяется усть-балыкская свита (интервал 2100-2325 м), относятся к прибрежно морским фациям, фациям мелководной зоны взмучивания осадков, к которым приурочена большая часть пелеципод, гастропод. Мелководность глинистых отложений подтверждает примесь песчаных частиц, растительного детрита. Данные отложения имеют небольшие мощности от 2 до 5 м. Так же в пределах усть-балыкской свиты выделяются и фации средних зон шельфа, для них характерно следующее:

- а) более слабые по сравнению с мелководными фациями движения придонных вод;

- б) осадки представлены мелкими песками, алевритами, терригенным материалом с примесью глауконита;
- в) фации являются составляющими отчетливых циклов, в которых они залегают на мелководных образованиях и перекрываются более глубоководными;
- г) рассматриваемые фации сменяются в сторону берега мелководными, вглубь бассейна – умеренно глубоководными. Особенность умеренно глубоководных фаций является алевроглинистый материал преимущественно с горизонтальной слоистостью, часто неотчетливой. Фауна разнообразна- аммониты и пелециподы, но их скопления редки.

3.3. Фациальные особенности и строение продуктивного пласта АС₉

Пласт АС₉ нижней подсвиты сангопайской свиты характеризуется небольшой мощностью до 25 м (рис. 9).

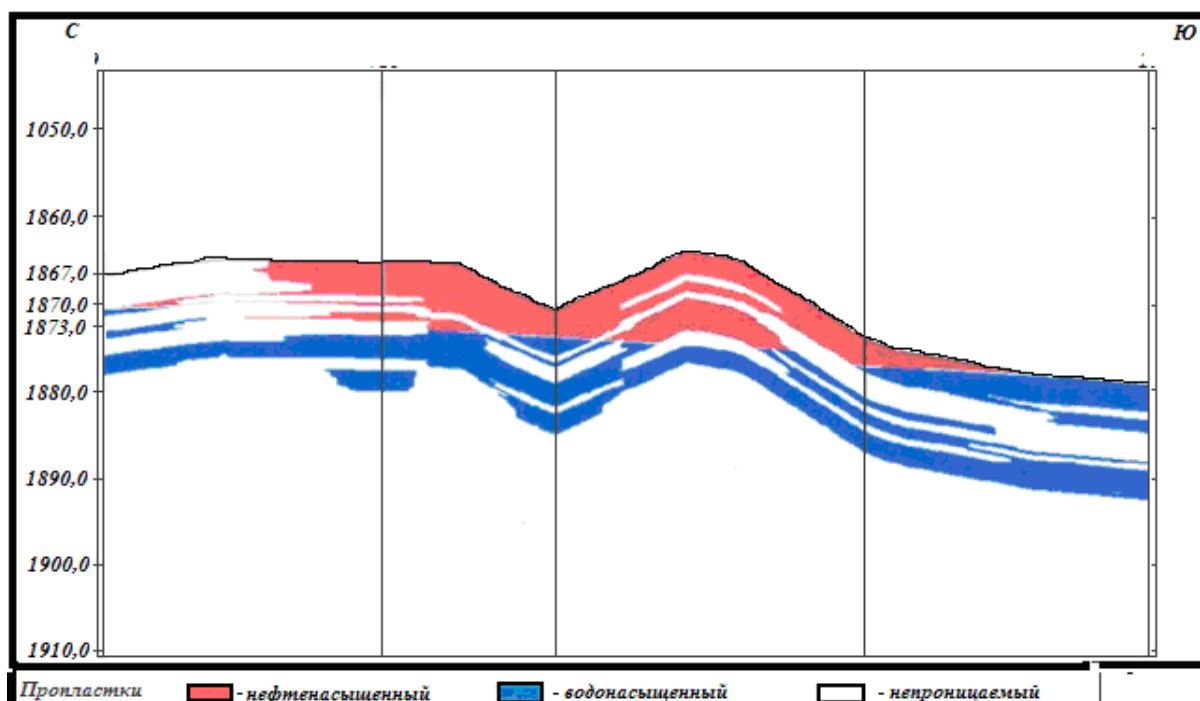


Рис. 9. Геологический разрез по линии скважин 9х-2х

В подошвенной части пласта, среди слагающих пород преобладает горизонтальная слоистость, обозначенная наличием углистого или светлого алевроитового материала. Часто встречается линзовидно-прерывистая, мелкая, косая слоистость. Условия образования этого типа слоистости соответствуют шельфовым фациям, где наиболее часто появляются горизонтальные границы между слоями различного петрографического состава. Разрез характеризуется чередованием слоев глинистых пород и мелкозернистых песчаников. Изредка в слоях песчаников появляются крупные косые серии. Тонкие прямые горизонтальные полосы углисто-глинистого материала в крупнозернистых алевролитах и песчаниках. Условия образования этого типа слоистости соответствуют шельфовым фациям, где наиболее часто появляются горизонтальные границы между слоями различного петрографического состава (прил. 2, рис. 10) со следами ряби волнения встречаются песчаники и алевролиты, которые также связаны с периодическими колебаниями и сменой скорости течения вод палеобассейна. Косая слоистость наблюдается в песчаниках и алевролитах и обозначена тонкими полосочками углисто-глинистого материала. Отмечены конгломераты мощностью 5-10 см, переходящие в обыкновенные песчаники с галькой.

В продуктивной (песчаной) части пласта полимиктовые песчаники с прослоями глинисто-алевролитовых пород характеризуются, преимущественно, плохой сортировкой.

В кровельной части пласта АС₉ выделяются зеленовато-серые, серовато-зеленые аргиллиты и глинистые алевролиты состоящие из буровато-зеленоватой гидрослюды с оптически ориентированной и сетчатой структурами. В сангопайской свите в интервале 2030-2033 м был встречен прослой седиментационной брекчии, мощностью до 10 см, состоящей из остроугольных обломков мелкозернистого песчаника, погруженного в серый глинисто-алевритовый материал. Так же в глинистых алевролитах отмечаются овальные включения

обломков песчаника или крупнозернистого алевролита до 0,5-1 см в поперечнике (прил. 2, рис. 11). Включения, по-видимому, представляют собой остатки песчаных прослоев шельфовых фаций, удлиненных при местных размывах.

Литолого-петрографический, гранулометрический и фациальный анализы позволяют предположить формирование пласта АС₉ в прибрежно-морских условиях (баровые фации шельфа). Морфологически пласт АС₉ соответствует ассиметричной брахиантиклинальной складке оконтуринной изогипсой -1867 м, амплитуда составляет 10 м. Осевая линия структуры изогнута и по мере продвижения с северной части в южную и меняет направление от широтного до меридионального. В направлении север-юг баровая структура представлена двумя более простыми сооружениями: северным, соответствующим пологопадающей выпуклой складке и центральным (куполовидным). Северный купол является малопродуктивным, т.к. его песчаные горизонты резко замещаются мощными аргиллитовыми породами и в связи с этим нефтеносность этой части структуры небольшая. Мощность песчаных пластов в пределах северного участка небольшая и составляет 5 м. Углы падения крыльев в северной части 1-2°, а в южной до 7°. Центральный купол имеет мощность 10 м. Аргиллитовые породы составляют 5 % от песчаной части, что обеспечивает хорошую продуктивность пород структуры. Углы падения крыльев в северной части составляют 3-7°, в южной 4° – 5°.

Продуктивные отложения верхней части неокома в пределах Западно-Сургутской структуры представляют собой бары, затопленные валы из обломочных осадков, расположенных в один или несколько параллельных рядов. Бары формируются в мелких эпиконтинентальных шельфовых водах волнами и течениями, образуются в местах благоприятного сочетания фациальных и тектонических условий: в прибрежной зоне моря. Особенности литологического состава

являются: а) преобладание песчаного, обычно хорошо отсортированного материала с редким растительным детритом;

- б) высокая динамика водной среды, создающей в верхних слоях осадков резко окислительную обстановку (в породах сангопайской свиты отношение Fe_2O_3 к FeO высокое и равно от 5 до 10);
- в) образование в застойных участках глинистых осадков.

Следовательно среди прибрежно-морских фаций можно выделить фации терригенных песков, алевролитов и фации прибрежных застойных участков с накоплением глинистых илов (Наумов 1977; Об обстановке осадконакопления....1990).

В пределах интервала 1900-2000м сангопайской свиты среди прибрежно-морских фаций выделяются фации периодически возникающих отмелей с частым чередованиями следов размыва и отложений. Представленные маломощными (несколько десятков сантиметров) прослоями конгломератов, гравеллитов и песчаников с галькой.

Анализируя изложенный материал можно говорить о том, что отложения сангопайского продуктивного горизонта относятся к фациям, характерные признаки которых практически полностью совпадают с признаками детально изученных Э.И.Кутыревым, Ю.В. Богдановым (1966г) приустьевых баров. Они характеризуются следующими диагностическими признаками:

- а) в ископаемом состоянии обычно сохраняются крупные формы – удлиненные линзы крупнокосослоистых песчаников мощностью до 40 м, шириной до 3км и длиной более 8 км;
- б) по простиранию баровые пласты резко замещаются породами подводно-дельтовых и мелководно-морских фаций;
- в) формы мощностью до 6 км имеют очень крупную клиновидную перекрестную косую слойчатость; мелкие формы характеризуются прерывистой извилистой выпукло-вогнутой волнисто-косой слойчатостью;

г) по крупности материал находится в пределах песчаной фракции, окатанность хорошая, сортировка разнообразная.

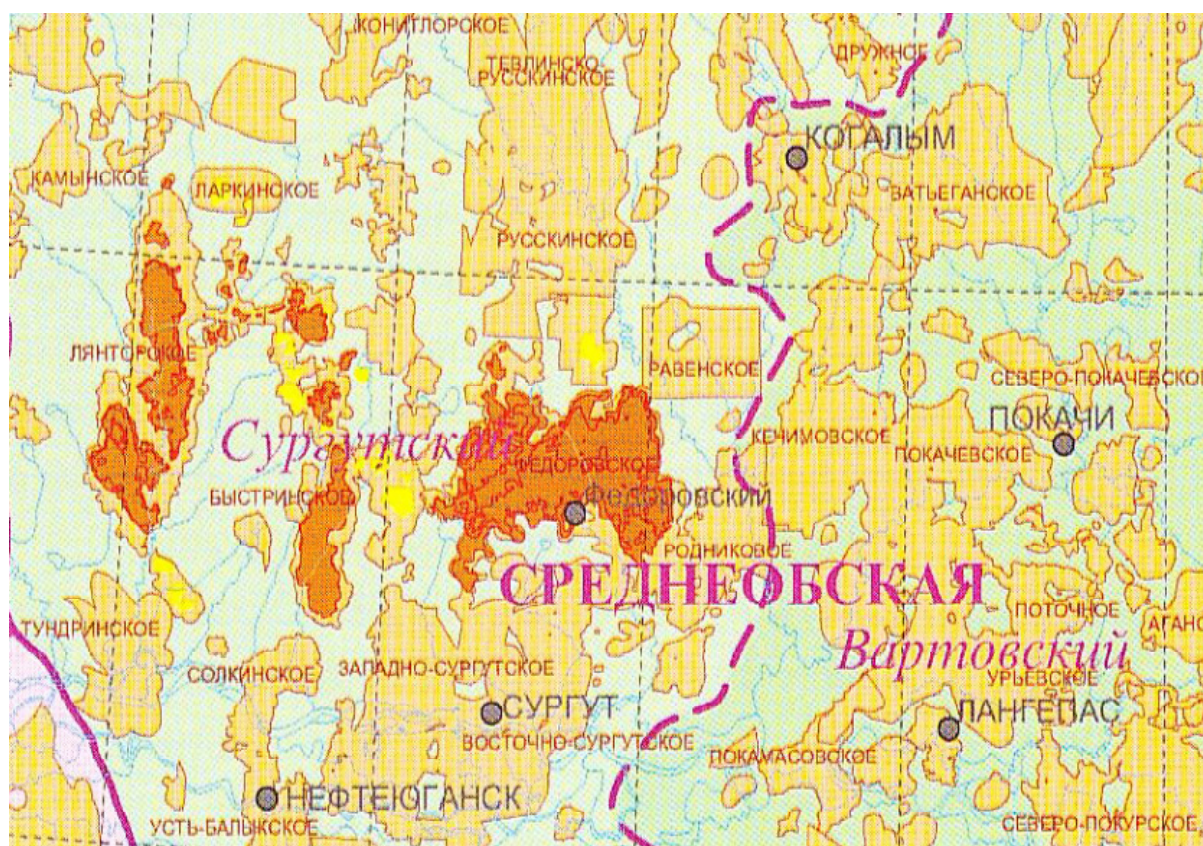
Породы верхней части неокома являются продуктивным на нефть. Нельзя не отметить, отличительные особенности химизма пластовых вод и различную водообильность. В водах распространены такие компоненты как йод, бром, калий, стронций, которые могут рассматриваться как индикаторы различных геодинамических обстановок.

ГЛАВА 4. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕДОБЫЧИ ЗАПАДНО-СУРГУТСКОЙ СТРУКТУРЫ

Состояние и перспективы нефтеносности будут рассмотрены как по всей исследуемой площади, так и по площади Западно-Сургутского месторождения.

Одним из основных объектов поисков в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции являются нижнемеловые отложения. Здесь сосредоточены основные разведанные запасы и ресурсы нефти. Продуктивные горизонты верхней части неокома Западно-Сургутского месторождения, занимающего большую часть Западно-Сургутской структуры расположены преимущественно на глубинах 2–3,1 км. Важнейшая особенность сырьевой базы нефти Сургутского района заключается в исключительно благоприятной структуре разведанных запасов. Главный фактор – высокая концентрация запасов в крупных месторождениях (Быстринское, Федоровское, Усть-Балыкское, Конитлорское и др.) (рис. 10). Другие благоприятные факторы – приуроченность основных запасов к средне- и высокопроницаемым коллекторам, высокая продуктивность пластов, преобладание малосернистых нефтей. Открытие нефтяных и газовых залежей на больших глубинах в значительной мере зависит от точности представлений об условиях и месте формирования продуктивных горизонтов. Поэтому остается актуальной задача изучения особенностей структуры порового пространства и оценки фильтрационно-емкостных свойств пород нижнемелового комплекса.

Западно-Сургутское месторождение выявлено сейсморазведочными работами в 1961 г. Пробная эксплуатация начата в мае 1965 г.



Условные обозначения:

- | | |
|---|----------------------------|
|  | - границы НГО; |
|  | - названия НГО; |
|  | - границы НГР; |
|  | - названия НГР; |
|  | - нефтяные месторождения; |
|  | - газоконденсатные залежи; |
|  | - газовые залежи; |
|  | - граница ХМАО; |
|  | - населенные пункты. |

Масштаб: 1см-22 км

Рис. 10. Карта нефтегеологического районирования территории Ханты-Мансийского автономного округа.

Под редакцией А.В. Шпильмана, Г.П. Мясниковой.

Составители: Е.Г.Елисеев, Л.И. Мамыкина, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова,
Г.И. Плавник, В.И. Пятков, Л.А. Солопахина, Л.Г. Судат,
Л.О. Сулейманова, А.В.Шпильман, В.И. Шпилиман. 2001 г.

В качестве объекта исследования использовались нижнемеловые продуктивные горизонты месторождения: сортымский, усть-балыкский, сангопайский, которые имеют наряду с близким генезисом отличительные особенности по литолого-стратиграфическим, петрографическим и геофизическим признакам, что и предопределило неоднородный тип коллектора и различную продуктивность (Еханин 1976; Иващенко и др. 1980). Общий этаж нефтеносности составляет 1000 м и сложен породами юрского и мелового возрастов.

4.1 Нефтегазоносность нижнемеловых отложений Западно-Сургутского месторождения

Продуктивные горизонты Западно-Сургутского месторождения представляют собой группу песчаных пластов, входящих в состав литостратиграфических подразделений неокома. По результатам комплексного исследования были изучены 3 продуктивных горизонта: 1) сортымский – с нефтяными пластами БС₁₀ и БС₁₁; 2) усть-балыкский – включает нефтяные пласты БС₂, БС₃, и БС₄; 3) сангопайский – с нефтяным пластом АС₉.

Верхняя часть сортымского продуктивного горизонта является самой мощной по нефтенасыщенности. Пласты БС₁₀ и БС₁₂ характеризуются наибольшей площадью нефтеносности причем пласт БС₁₀, содержит не менее 1/3 запасов нефти в пределах Западно-Сургутского месторождения. По данным бурения и литолого-петрографических исследований он представлен нефтенасыщенными мелкозернистыми темно-коричневыми песчаниками и алевритистыми песчаниками светлосерыми, полимиктовыми, с глинистым и карбонатным цементом, с прослоями глинистых пород (см. приложение 1).

Оценка различных свойств основных параметров пористости, проницаемости, начальной насыщенности и коэффициента вытеснения

сделаны по результатам анализов керн для объектов БС₁₀, БС₄, АС₉ в программе Isoline построены 3D модели, зональные карты с выделением зон глинизации коллектора, карты распространения коллекторов с максимальными значениями пористости и проницаемости.

Плотность анализов по разрезам изученных скважин является удовлетворительной и в среднем составляет 6,6 анализа пористости и 2,6 анализа проницаемости на 1 м эффективной мощности. Наиболее полно освещены керном центральные и южные части структуры.

Строение нефтеносных пластов в пределах исследуемой площади в целом неоднородно (Карогодин 1966; Карогодин, Ершов 1994; Карогодин, Нежданов 1988). На юго-западных и северо-западных крыльях Западно-Сургутского месторождения отложения представлены монолитным песчаником, а на северо-восточном и юго-восточном склонах глинистыми разновидностями. Мощность пласта БС₁₀ колеблется от 0,8 м до 18,2 м. На западном погружении ниже его появляются песчаные пачки а, б, в, которые имеют соответствующие индексы БС₁₀^а, БС₁₀^б, БС₁₀^в. В присводовой части пробуренной скважиной 45-Р эти пачки объединяются в единый пласт БС₁₀.

Пачки а, б, в сложены преимущественно алевроитовыми породами, содержащими линзы и прослои глинистых и карбонатных пород. Породы коллектора и покрышки имеют разный генезис и формировались в различных геодинамических условиях верхней части неокома (Трушкова 1970; Куренко 1985; Нестеров и др. 1985).

В соответствии с выделением в продуктивном пласте БС₁₀ трех пачек коллекторские свойства изучались по каждой пачке в отдельности и осреднялись по пласту БС₁₀ в целом.

Зоны глинизации коллекторов в целом по площади Западно-Сургутской структуры представлены на рисунке 11, где можно отметить следующую закономерность: наиболее глинизируемый коллектор сосредоточен в южной и юго-восточной частях как по всей исследуемой площади так и в пределах месторождения, наиболее продуктивный

коллектор с максимальными значениями проницаемости 200-300 мД сосредоточен в западных и юго-западных участках.

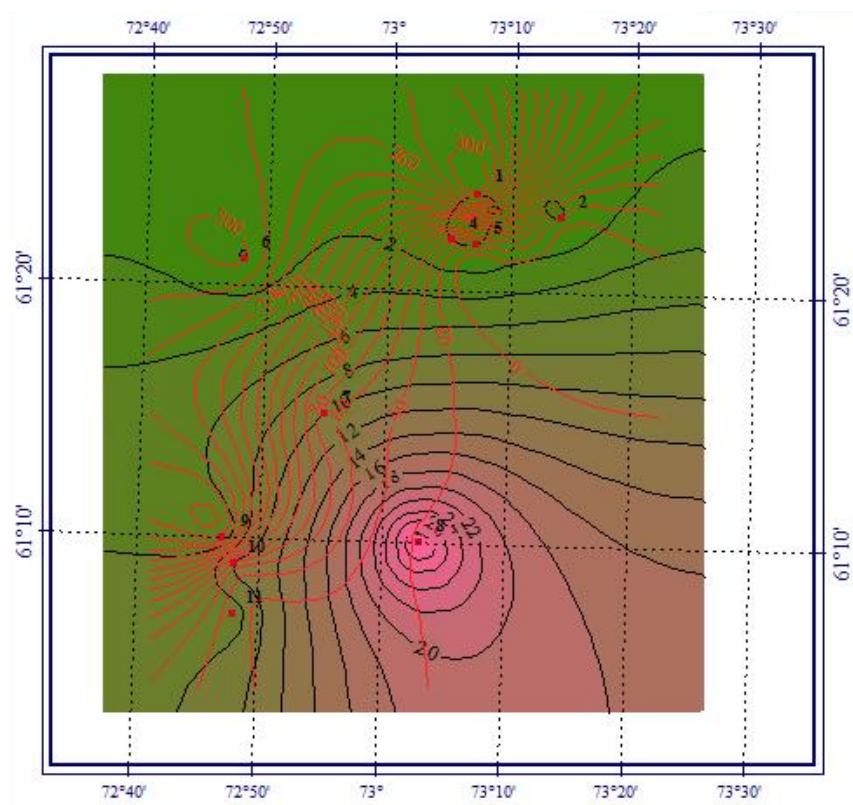


Рис. 11. Зоны повышенной глинизации коллекторов Западно-Сургутской структуры

Большое количество определений (933) открытой пористости позволило построить гистограммы распределения проницаемости, открытой пористости и водоудерживающей способности в отдельных пачках и в целом по пласту БС₁₀. (рис. 12).

Из рассмотрения значений дифференциального распределения пористости следует, что преобладающее количество образцов характеризуется открытой пористостью 22-26 %, при средних значениях: БС₁₀ – 23,6 %, БС₁₀^а – 23,6 %, БС₁₀^б – 23,5 %, БС₁₀^в – 25,4 %. Эффективная пористость определялась расчетным путем, по содержанию остаточной воды и объему открытых пор (табл. 2). В целом для пласта БС₁₀ средняя эффективная пористость понижена на 8,8 % по сравнению с открытой пористостью.

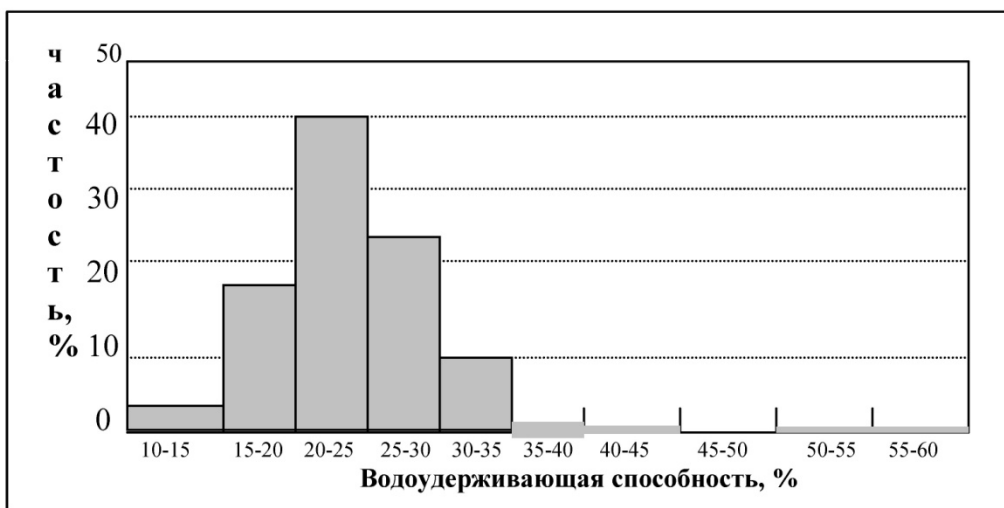
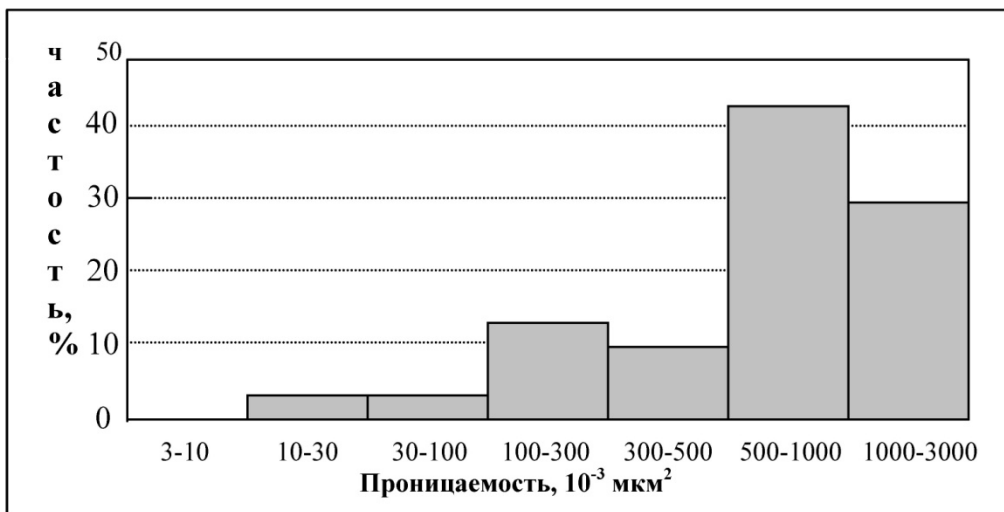


Рис. 12. Гистограммы распределения проницаемости, открытой пористости и водоудерживающей способности пород нефтенасыщенного пласта БС₁₀ (готерив)

Таблица 2.

Показатели эффективной пористости нефтеносного пласта БС₁₀
Западно-Сургутского месторождения

Пласт	$m_{эф}$, %	n
БС ₁₀	14,8	224
БС ^a ₁₀	14,4	160
БС ^b ₁₀	14,9	54
БС ^b ₁₀	16,8	10

Примечание: n – количество образцов, $m_{эф}$ – эффективная пористость

Открытая пористость пласта БС₁₀ изменяется от 22 % до 32 % проницаемость от 10 до 300 мД. Дебиты нефти изменяются от небольших притоков от 43 м³/сут, до значительных 96 м³/сут. В западном направлении дебиты нефти увеличиваются за счет улучшения коллекторских свойств. Газовый фактор в среднем равен 45-50 м³/м³. Нефть метаново-нафтеновая с плотностью 0,875-0,897 г/см³, содержание серы 1,44-2,09 %, смол и асфальтенов – 11,5-16 %. Распределение коллекторов по площади всей Западно-Сургутской структуры представлены на рисунке 13, где четко проявляется закономерность распределения коллекторов с максимальными значениями пористости в северных и северо-западных частях исследуемой площади.

Результаты изучения проницаемости и остаточной нефтенасыщенности керна в эффективной части нефтеносного пласта БС₁₀ и его пачек в отдельности, а также статистические показатели неоднородности данного параметра обобщены в таблицах 3, 4.

Строение пласта БС₁₀ очень сложное, поэтому кроме литологических использовались геофизические данные, в том числе временные сейсмические профили пройденные вкрест простирания пород продуктивных горизонтов (рис. 14).

Можно отметить, что пласт БС₁₀ формировался в «относительно спокойных» тектонических обстановках, но с глубины 2800м вероятно начинается зона деструкции которая выделяется в центральной части профиля и обусловленная достаточно локальным в плане геодинамическим очагом, однако с гораздо более активным субвертикальным

проявлением. Подобные зоны были выделены С.Р. Бембелем (Нефтяное хозяйство № 4, 2010 г).

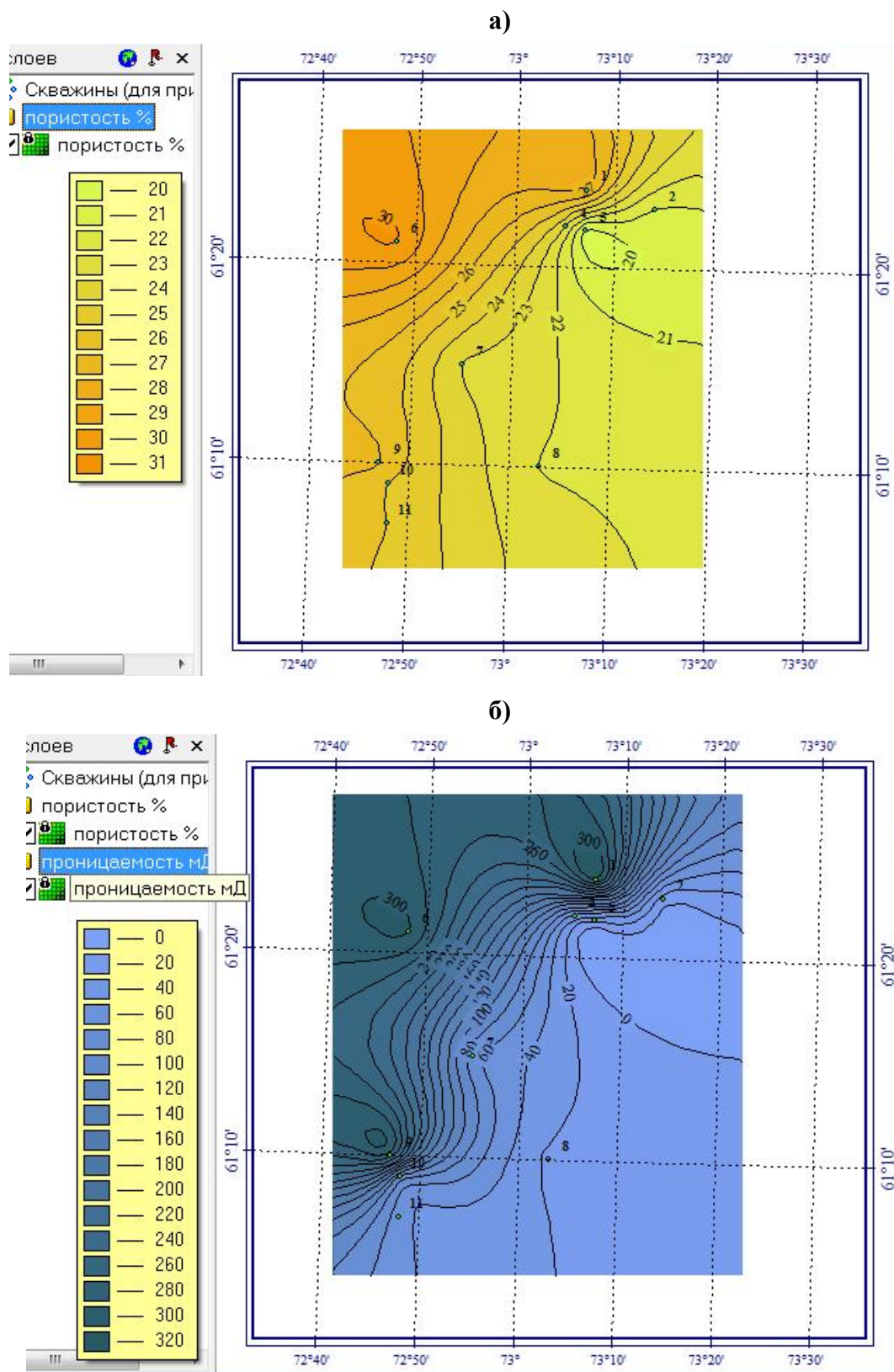


Рис.13. Зоны распространения коллекторов по значению пористости (а) и проницаемости (б).

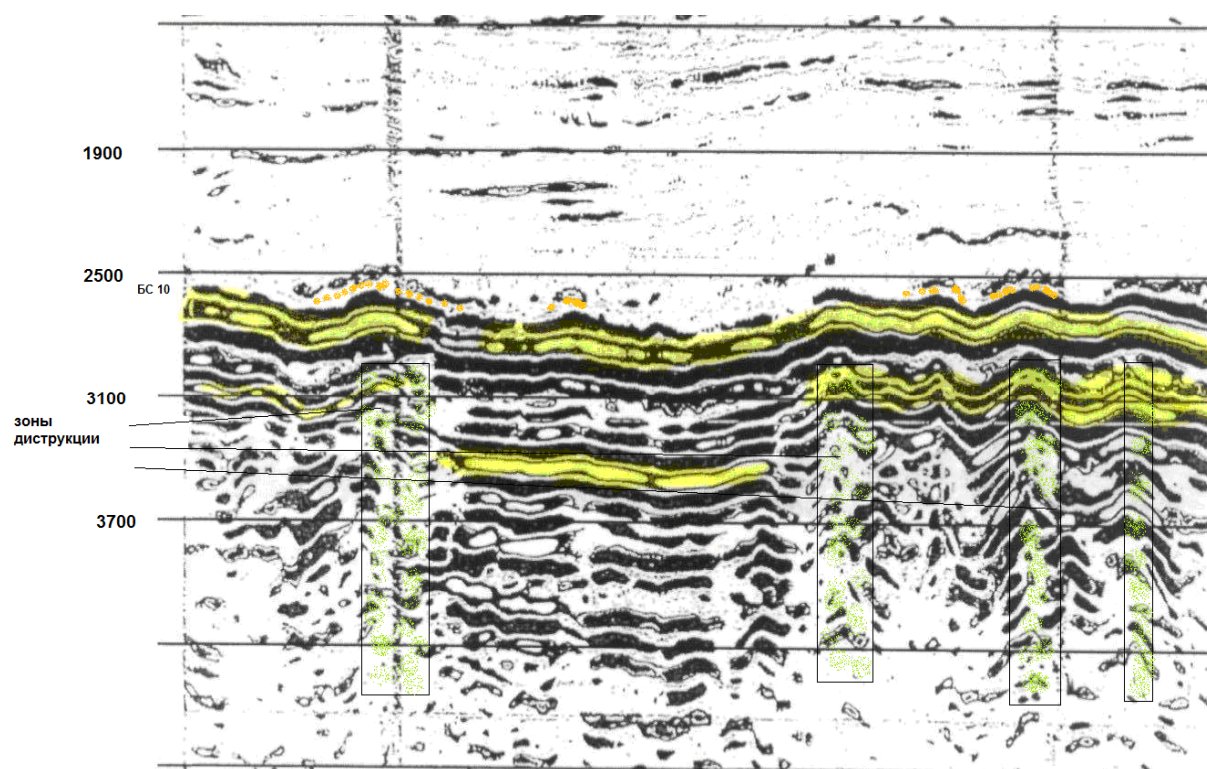


Рис.14. Сейсмический профиль Западно-Сургутской структуры.

Таблица 3.

Характеристика проницаемости пород нефтяного пласта БС₁₀
Западно-Сургутского месторождения

Пласт	Коэффициент проницаемости К, мд			
	n	средн.	макс.	мин.
БС ₁₀	258	81	399	4
БС ^a ₁₀	178	79	399	4
БС ^b ₁₀	68	82	273	4
БС ^B ₁₀	12	94	192	30

Таблица 4.

Показатели остаточной нефтенасыщенности пород нефтяного пласта БС₁₀
Западно-Сургутского месторождения

Пласт	Остаточная нефтенасыщенность в % объема пор			
	N	средн.	макс.	мин.
БС ₁₀	196	23,3	51,7	11,3
БС ^a ₁₀	146	25,2	51,7	11,5
БС ^b ₁₀	42	19,7	36,9	11,3
БС ^B ₁₀	8	19,4	27,2	14,4

Учитывая сейсмические характеристики так же можно выделить нефтегазоносные пласты, представленные песчаниками и аргиллитом-алевролитовыми породами – покрывки. Мощность пласта БС₁₀ составляет 130 м, при размере по площади 4,75х3,75 км. В южной части площади песчаные породы-коллектора имеют прерывистый характер и разделяются глинистыми прослоями. Геологический профиль нижнемеловых отложений Западно-Сургутского месторождения приведен на рис 15.

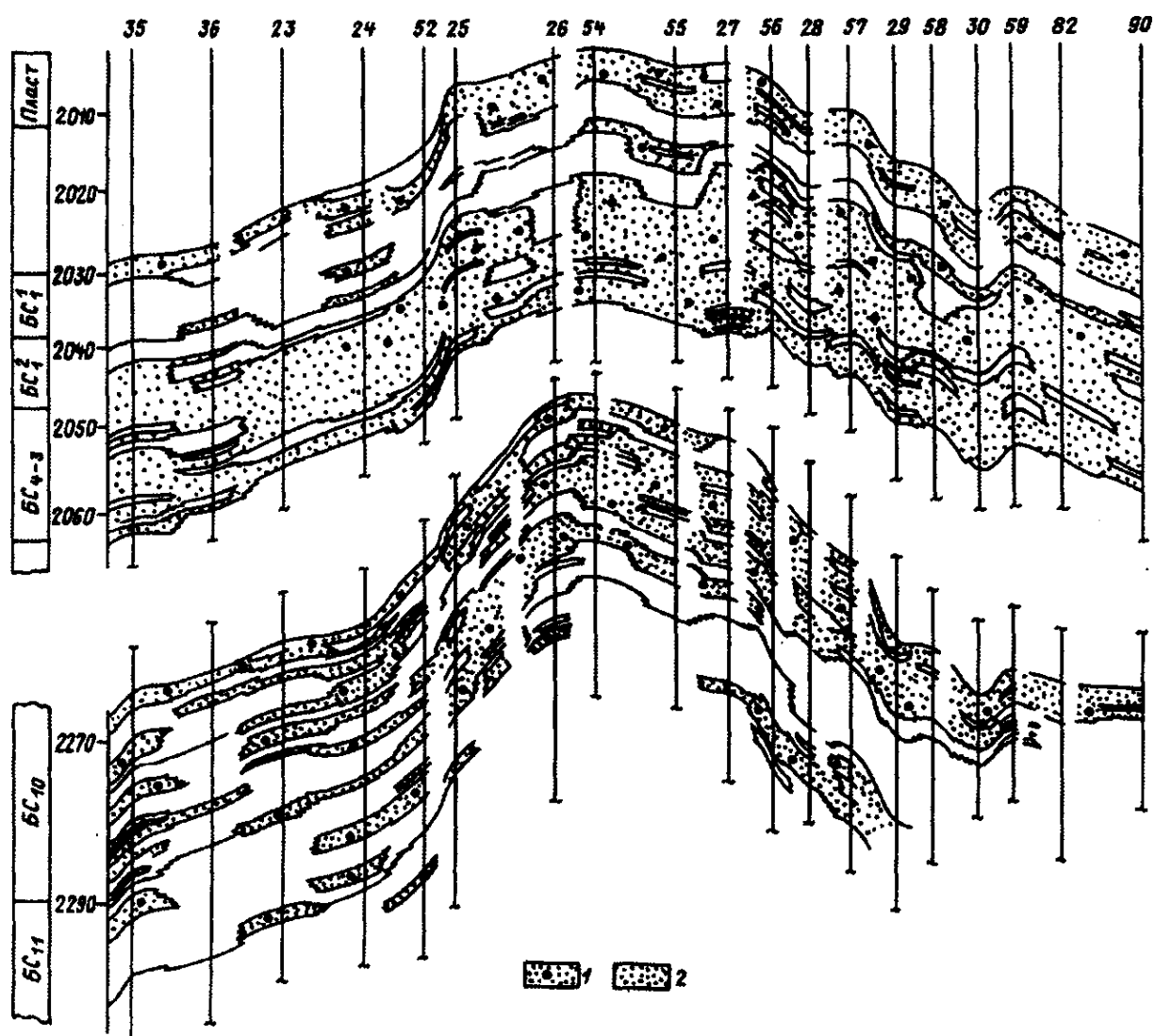


Рис. 15. Геологический профиль нижнемеловых отложений Западно-Сургутского месторождения (нефтяные пласты БС₁, БС₃, БС₄, БС₁₀, БС₁₁).

1 – песчаники нефтенасыщенные;
2 – песчаники водонасыщенные.

Основная залежь нефтяного пласта БС₁₀^а (песчаная пачка «а»), содержащая более 50 % всех запасов нефти месторождения, распространена по всей площади структуры и имеет размеры 27,8 x 12 км. По типу она относится к сводовым, литологически экранированным. Северная часть залежи БС₁₀^а имеет ВНК на отметке -2255,9 м. Размеры залежи небольшие (4,75x3,75 км), 6 % площади занимает водонефтяная зона. Средняя нефтенасыщенная мощность 1,8 м. Восточная часть залежи БС₁₀^в (песчаная пачка «в») слабо изучена. Она имеет широтное простираание, литологически экранирована, размеры ее 12,5 x 24 км. Нефтенасыщенные горизонты по мощности незначительны, на большей части площади составляют 1,2-1,4 м, максимальная мощность 9,6 м, средняя 4,6 м. Разбурена небольшая часть залежи на западе. Дебиты скважин низкие — на уровне 3 т/сут.

Нефть пласта БС₁₀ Западно-Сургутского месторождения коричневая, маслянистая с запахом ароматических углеводородов, тяжелая и вязкая, с большим содержанием асфальтено-смолистых и парафиновых веществ, сернистая, с незначительным содержанием растворенного газа. Газ метановый.

Наиболее легкая нефть с удельным весом 0,880–0,882 г/см³ концентрируется на двух участках, приуроченных к поднятиям, осложняющим сводовую часть структуры.

Наиболее тяжелая нефть установлена в скважинах, расположенных вблизи зоны замещения пород-коллекторов аргиллитами. Удельный вес ее здесь колеблется от 0,892 до 0,90 г/см³.

Наименее вязкая нефть 3,1–3,2 сп. приурочена к западному участку Западно-Сургутской структуры. Вблизи контура нефтеносности она составляет уже 3,8 сп., на востоке к зоне замещения вязкость нефти увеличивается до 4,1–5,65 сп.

Наибольший газовый фактор наблюдается в скважинах, расположенных в пределах северной и южной частях пласта, где он со-

ставляет 54–52 м³/т. Резкое снижение газового фактора наблюдается в направлении зоны отсутствия коллекторов – 38 – 40 м³/т, в то время как в пределах нефтенасыщенных пород – равен 43–47 м³/т.

В пределах основной зоны эксплуатации содержание парафина колеблется от 2,8 – 3,2 %. На участках, прилегающих к контуру нефтеносности содержание парафина увеличивается до 3,6 %.

В восточной части пласта БС₁₀ количество парафина в нефти самое высокое и равно 3,9 – 4,4 %. На большей части залежи содержание асфальтенов в нефти составляет 1,35–2,0 %.

В результате анализа строения верхнесортимского продуктивного горизонта отмечены следующие особенности:

- в кровле горизонта почти повсеместно, кроме южной части присутствует верхний песчаный интервал, соответствующий полному объему нефтяного пласта БС₁₀;
- по западному крылу структуры до ее центральной части в меридиональном направлении параллельно друг другу картируются нефтеносные пласты резко прерывающиеся в широтном направлении глинистыми породами.
- к юго-востоку от центральной части Западно-Сургутской куполовидной структуры также отмечается развитие коллекторов, при одновременном уменьшении мощности и площадного развития песчаных пластов на западном участке.

При наложении карт распространения кровли сортимского горизонта и данных проницаемости выделяются участки с ее максимальными значениями на севере и северо-западе (Рис. 16).

Усть-балыкский продуктивный горизонт содержит объединенный нефтяной пласт БС₂₋₃, представленный мелкозернистыми полимиктовыми песчаниками с пропластками известняков. Мощность прослоек колеблется от 1 до 6 м, при суммарной мощности до 35 м.

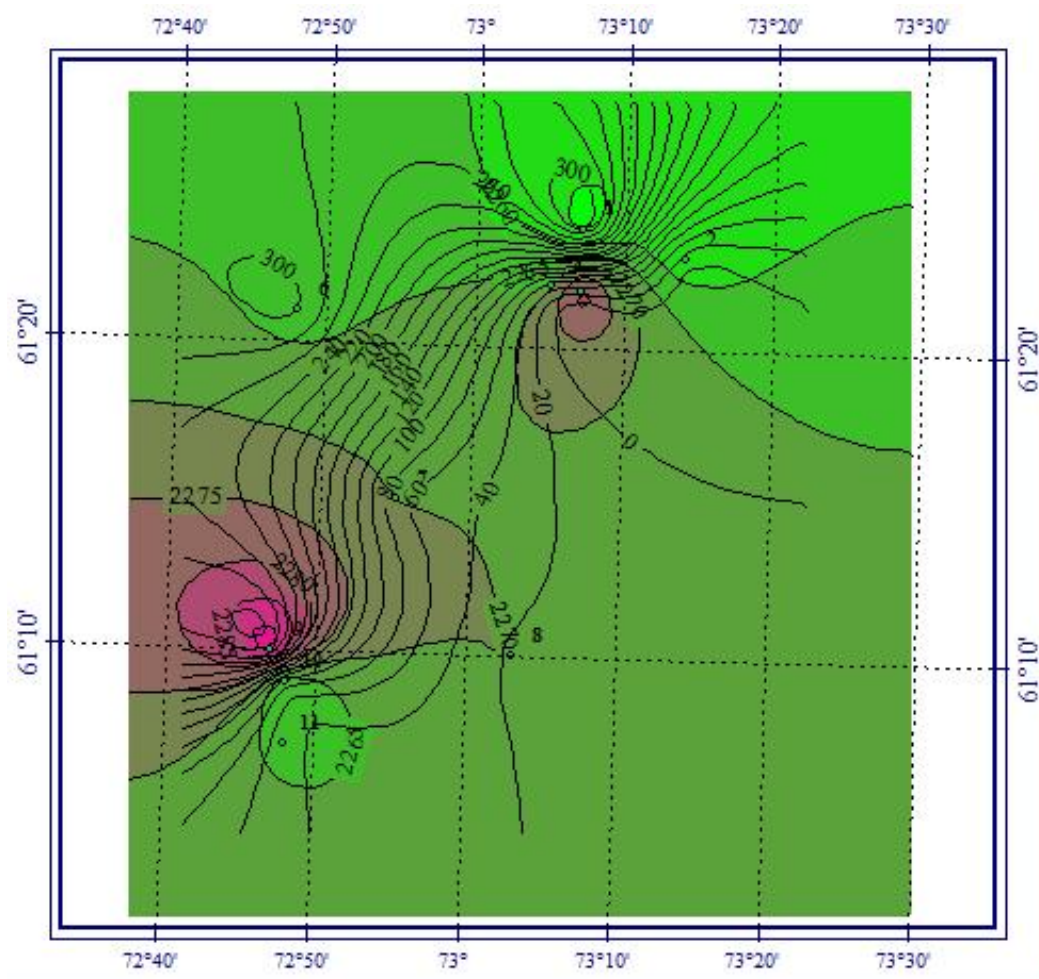


Рис. 16. Зоны распространения кровли сортымского продуктивного горизонта и значений проницаемости коллекторов.

Открытая пористость пород пласта 25-29 %, проницаемость от 70 до 600 мД. Общая мощность пласта колеблется в широких пределах от 2,6 до 17,6 м. Сокращения мощности происходит с юго-запада на северо-восток. Эффективная мощность меняется от 12 м до 1 м.

Пласт БС₂₋₃ нефтенасыщен в 2-х участках. Основной по величине участок приурочен к северо-восточной части месторождения имеет размеры 12,5х5,0 км. Его нефтенасыщенная мощность составляет 9,2 м и полностью подстилается водой. Дебиты нефти равны 72-96 м³/сутки, газовый фактор 35 м³/м³, пластовое давление – 208 атм, пластовая температура +60 °С.

Нефть метаново-нафтеновая с плотностью 0,893-0,896 г/см³, содержание серы – 1,79 %, парафина 3,4 %, смол и асфальтенов – 20,6 %.

ВНК соответствует отметке – 2013 м, высота залежи равна 23 м. В северном направлении отмечается появление глинистых прослоев и уменьшение мощности, которая колеблется от 8,4 м до 3,2 м. Эффективная мощность изменяется от 7,6 м до 3 м. Открытая пористость пород равна 24-26 %, проницаемость 170-120 мД.

Дебиты нефти составляют 58-160 м³/сутки, газовый фактор 56 м³/м³, пластовое давление 218-222 атм, пластовая температура – 59 °С. Нефть метаново-нафтеновая с плотностью 0,887 г/см³, содержание серы –1,57 %, парафина 4,17 %, смол и асфальтенов – 19 %.

Текущий коэффициент нефтеизвлечения (КИН) из усть-балыкского продуктивного горизонта составил 46,8 % от всех запасов. В пласт БС₂₋₃ закачано 143052 тыс. м³ воды.

По литологическим критериям пласт БС₂₋₃ разделен на две части: верхнюю и нижнюю. Коллекторы верхней части пласта развиты и нефтенасыщены на всей площади поднятия. При размере площади нефтеносности 22 x 6,7-7,5 км, продуктивные мощности пластов колеблются в пределах от 1 до 13,4 м, составляя в среднем 4,1 м. Обширная водонефтяная зона занимает 29 % площади нефтеносности. Коллекторы усть-балыкского продуктивного горизонта развиты в центральной и северной частях Западно-Сургутской структуры.

Сангопайский продуктивный горизонт содержит нефтенасыщенные пласты АС₇, АС₈, АС₉ и сложен вишнево-серыми, темно-коричневыми песчаниками, алевролитами и темно-серыми аргиллитами с редкими прослоями буровато-серых глинистых сидеритов. Использование временных сейсмических профилей вкрест простирания пород сангопайского продуктивного горизонта позволяет хорошо диагностировать выделение нефтенасыщенных пластов.

Пласт АС₉ имеет общую площадь около 1000 км². Продуктивность его низкая и составляет 1,5 т/сут, в то время как дебит по сравнению с нефтяным пластом БС₁₀ более высокий и соответствует

18 т/сут. Проницаемость составляет 10-300 мД, открытая пористость 26-32 %, водоудерживающая способность 15-50 %.

Нефтенасыщенные пласты БС₁₀, БС₁, БС₂₋₃ являются основными объектами разработки в пределах Западно-Сургутского месторождения. К второстепенным объектам относятся небольшие по величине запасов нефти в залежах типа БС₄, и АС₉.

Текущая компенсация отбора углеводородного флюида закачкой в целом по Западно-Сургутскому месторождению составила 105,8 %, накопленная – 104,1 %, в том числе по продуктивным пластам, соответственно: БС₁ – 100,6 % и 99,7 %; БС₂₊₃ – 97,9 % и 99,7 %; БС₁₀ – 123 % и 114,7 %; БС₁₁ – 112,3 % и 113,8 %.

Статистическое сравнение добытого углеводородного сырья по каждому изучаемому объекту (на 2001г): а) по пласту БС₁ добыто 618,05 тыс.т нефти при проектной 472,3 тыс.т. От начальных извлекаемых запасов отобрано 89,2 % при обводнённости нефти 90%, что практически совпадает с проектным. Фактический средний дебит по нефти составляет 10,5 т/сут., и превышает проектный на 2,4 т/сут.; б) по пластам БС₂ и БС₃ добыто 438,1 тыс.т. при проектной 289,6 тыс.т. Превышение фактической добычи над проектной объясняется более высоким средним дебитом скважин по нефти (12,1 т/сут. проект 8,7 т/сут.) за счёт более низкой обводнённости (88,5 при проектной 90,3 %); в) по пласту БС₁₀ добыто 1499,9 тыс.т. нефти при проекте 1710,9 тыс.т.

Отклонение от проектных показателей объясняется разницей между проектным (839) и фактическим (807) фондом добывающих скважин и более высокой обводнённостью добываемой продукции (69,8 при проектном – 68). Кроме этого, проектом предусматривалось ввести в 1998 году в эксплуатацию 40 скважин, фактически введено 10.

По результатам изучения вещественного состава и коллекторских свойств продуктивных горизонтов верхней части неокома

предлагаются мероприятия, направленные на улучшение текущего состояния нефтедобычи:

- 1) совершенствование системы разработки путём бурения, выявления и вовлечения в эксплуатацию новых эксплуатационных объектов;
- 2) оптимизация системы повышения пластового давления (ППД) за счёт перевода под закачку нагнетательных скважин, находящихся в отработке на нефть;
- 3) ограничение закачки воды в скважинах с высокой пористостью пород;
- 4) широкое применение методов повышающих фильтрационно-емкостные свойства песчаных горизонтов;
- 5) внедрение более точных методов исследования пород с низкой пористостью;

В период с 1998 по 2008гг. на месторождениях Сургутского свода проводился большой объём работ по увеличению нефтеотдачи пластов гидродинамическими и физико-химическими методами. Из гидродинамических методов применялись: барьерное заводнение, разработка недренируемых запасов, циклическое (нестационарное) заводнение. Из физико-химических методов применялись: полимерные композиции, эмульсионные композиции на основе нефтеноса, композиции на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ), волокнисто-дисперсной смеси (ВДС), щелочного стока производства капролактама (ЩСПК), различные растворители, тампонирующие составы, кислотные составы, закачка омагниченной воды, глубокопроникающий разрыв пласта и т.д.

Использование комплекса геофизических, геохимических, литолого-петрографических исследований имеют большое значение при картировании площади Западно-Сургутской структуры, построения 3D моделей, подсчета запасов и др., необходимость применения такого комплекса исследований было отмечено в работах: Кутырева Е.Ф.,

Сергиенко В.Н., Садыкова М.Р (Нефтяное хозяйство № 11 2006 г.); Мухаметзянова Р.Н., Крючковой Т.В., Селеменова С.И., Игошкина В.П., Куклина А.В. (Нефтяное хозяйство №12 2006г); Мусина К.М. (Нефтяное хозяйство № 7 2007 г.); Закирова С.Н., Индрупского И.М., Закирова Э.С., Аникеева Д.П., (Нефтяное хозяйство № 6 2010 г.); Бембея С.Р., (Нефтяное хозяйство № 2 2011 г.).

4.2 Повышение эффективности нефтедобычи из нижнемеловых отложений Западно-Сургутского месторождения

Наиболее эффективными методами повышения нефтеотдачи пластов из продуктивных горизонтов Западно-Сургутского месторождения остаются: гидравлический разрыв пласта (ГРП), использование волокнисто-дисперстных систем (ВУС) и ПАВ.

В 1998 году увеличение добычи нефти за счёт применения гидродинамических методов, в частности ГРП составила 823,173 тыс. т (или 16,2 % от общей добычи нефти в 1998 году), что на 173,17 тыс. т больше плана.

В 1998 году были проведены работы по регулированию заводнения пласта БС₁₀ Западно-Сургутского месторождения закачкой волокнисто-дисперсной смеси через насосные станции КНС-1А. Было задействовано 16 нагнетательных скважин, дополнительная добыча из реагирующих скважин составила 14,655 тыс.т, продолжительность эффекта – 143 дня, успешность – 88 %, прирост – 6,7 т/сут. на скважино-операцию.

В качестве новых химических реагентов для увеличения нагнетательных скважин применяли ЩСПК. Было обработано 7 скважин в пределах Западно-Сургутского месторождения. Из традиционных обработок применялись закачки композиций на основе поверхностно

активных веществ, кислотосодержащие составы с различными растворителями. С целью увеличения нефтеотдачи в 1998 году были продолжены работы по гидравлическому разрыву низкопроницаемых нефтенасыщенных пластов БС₁₀ и БС₁₁ Западно-Сургутского месторождения. Первым технологическим документом по Западно-Сургутского месторождения была «Технологическая схема разработки пластов БС₁ и БС₂₋₃» составленная в 1966 г. К этому времени в пределах исследуемой площади было пробурено 20 скважин, пробная эксплуатация была начата в 1965 г. Кроме данных объектов рекомендовалось вскрытие пласта БС₁₀, а часть скважин должна была вскрыть пласт БС₄ совместно с БС₁, БС₂₋₃.

В 1969 г. была рассмотрена "Технологическая схема разработки залежи БС₁₀" (рис. 17). Был принят вариант, основные принципиальные решения которого соответствовали решениям предыдущего проектного документа: разработка продуктивных горизонтов месторождения одной сеткой скважин с применением оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации (Кунин, 1969).

В течение 1972–1975 гг. фактическая годовая добыча нефти превысила проектное значение (4,95 млн/т) и достигла 5,4 млн/т за счет бурения дополнительных добывающих скважин, размещенных внутри расширенного контура нефтеносности. В 1984 г. и 1985 г. были составлены проекты опытно-промышленной эксплуатации вновь установленных залежей пласта АС₉.

Объем бурения с 1969 г до 1960 г увеличился за счет интенсивного ввода в разработку пласта БС₁₀. Годовая добыча в этот период составляла уже более 2 млн т.(рис.18). В 1981 годовой отбор достиг 5,7 млн т, т. е. превысил проектный уровень на 27,5 %. (рис.19).

Среднегодовая обводненность составила 48 % против 56,6 % по проекту, при этом среднесуточные дебиты скважин были ниже проектной величины и снизились по сравнению с начальным периодом со 100 до 70 т/сут.

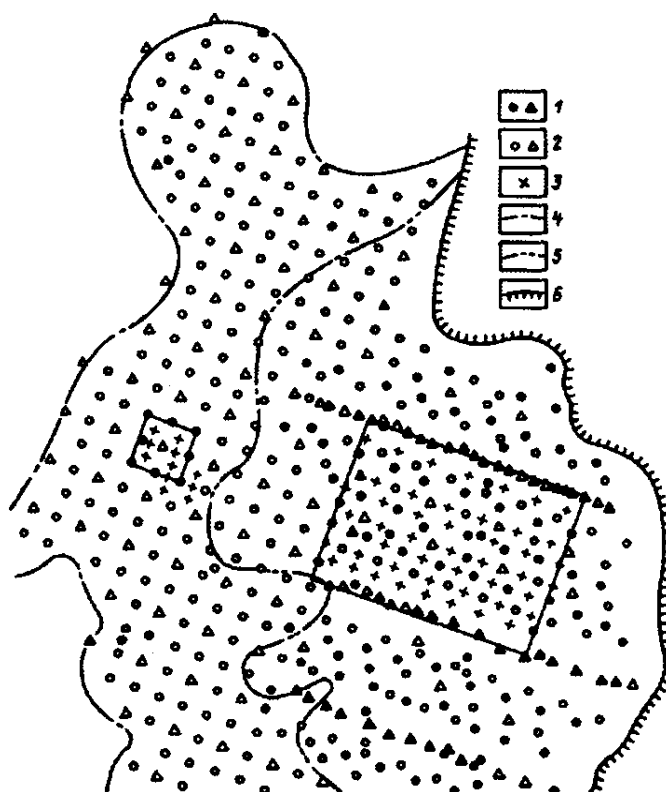


Рис. 17. Схема размещения уплотняющих скважин (пласт БС₁₀).

- 1 — добывающие и нагнетательные (пробуренные);
 2 — добывающие и нагнетательные (проектные); 3 — уплотняющие;
 4 — внешний контур нефтеносности; 5 — внутренний контур нефтеносности;
 6 — зона замещения коллекторов

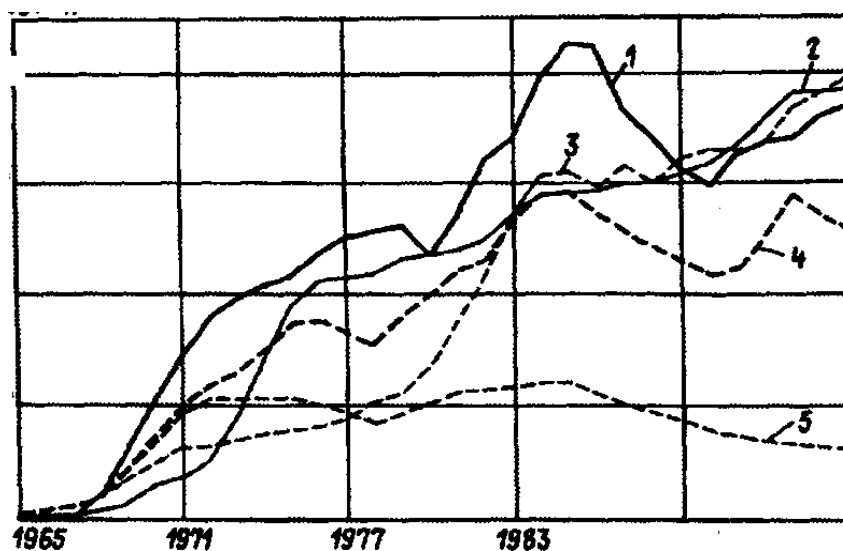


Рис. 18. Динамика фактических показателей разработки Западно-Сургутского месторождения:

- 1 — объем закачки $Q_{\text{в}}$, тыс. м³; 2 — добывающий фонд $N_{\text{д}}$;
 3 — обводненность продукции $f_{\text{в}}$, %; 4, 5 — объем добычи соответственно жидкости $Q_{\text{ж}}$ и нефти $Q_{\text{н}}$, тыс. т

К этому времени сложилась неравномерная выработка запасов нефти по объектам. Так, пласты БС₁₀, БС₁₁ к которым приурочено 56 % извлекаемых запасов нефти разрабатывались низкими темпами – было отобрано 17,2 % от извлекаемых запасов, в то время как по объектам БС₁ и БС₂₋₃ — 61,9 и 54,4 % соответственно. В пределах изучаемой структуры осуществляется ввод в разработку небольших нефтяных залежей АС₉ и БС₄.

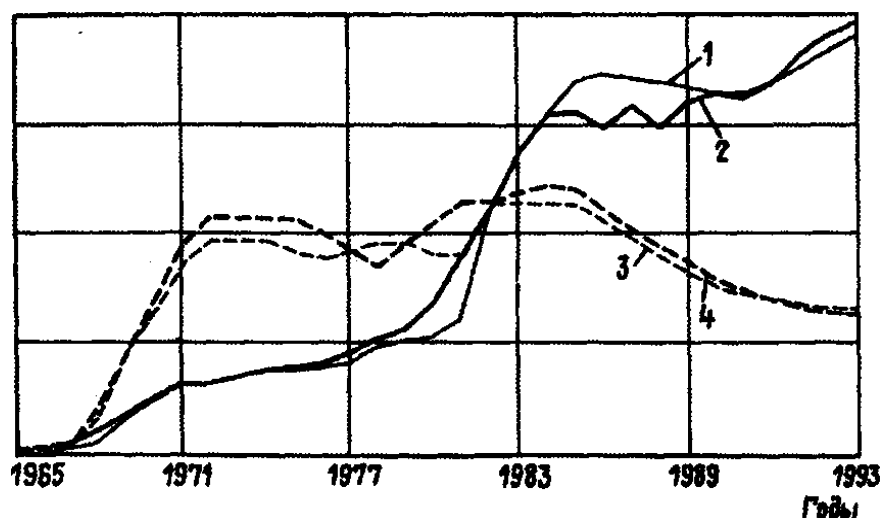


Рис. 19. Проектные (1,3) и фактические (2,4) показатели разработки Западно-Сургутского месторождения:
1, 2 — добывающий фонд; 3, 4 — добыча, нефти

В целях изучения характера выработки нефти из основных продуктивных горизонтов содержащих нефтенасыщенные пласты БС₁, БС₂₋₃ и БС₁₀ используются данные ГИС (геофизические исследования скважин) по уплотняющим скважинам, позволяющие изучить процесс вытеснения нефти, определить нефтенасыщенные мощности, а также оценить коэффициенты нефтенасыщенности и вытеснения. При этом было установлено, что наиболее равномерное вытеснение нефти происходит по пластам БС₂, БС₃ и БС₄.

За период с 1989 по 1994 г. на Западно-Сургутском месторождении проведено около шестисот геолого-технологических мероприятий (ГТМ) с целью повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации притока. Преобладающее количество мероприятий приходится

на обработку призабойных зон пластов (ОПЗ), направленных на улучшение их фильтрационных характеристик. ОПЗ проводились с применением кислот и их комбинаций с другими реагентами.

Мероприятия по обработке призабойных зон проводились по всем продуктивным горизонтам, при этом получены разные результаты. По объектам БС₁, БС₂, БС₃ обладающим повышенными фильтрационно-емкостными свойствами, после реализации методов глинокислой обработки акустического и гидровоздействий наблюдается повышение дебитов по жидкости или ускоренное обводнение продукции добывающих скважин. Такие же результаты получены и по пласту БС₁₀.

Закачка дисперсной системы поверхностно-активных веществ проводилась на четырех участках Западно-Сургутского месторождения. Положительные результаты получены на участке с послойной неоднородностью по проницаемости от 0,025 до 0,32 мкм². На других участках с высокими коллекторскими свойствами горизонта (проницаемость до 0,2 мкм²) произошло увеличение дебитов по жидкости и обводненности продукции окружающих скважин.

Высокая технологическая эффективность закачки вязкоустойчивых систем (ВУС) получена из нефтяного пласта БС₂₋₃ с послойным изменением проницаемости продуктивных горизонтов от 0,035 до 0,35 мкм²; дополнительная добыча нефти (ДДН) составила около 9 тыс. т. На участках с более высокими коллекторскими свойствами ($K_{пр}$ от 0,63 до 0,2 мкм²) эффект незначительный: ДДН составила 330 т. Они характеризуются высокой текущей нефтенасыщенностью.

Положительные результаты были получены от закачки полимер-дисперсного состава (ПДС) в объект БС₁, который характеризуется низкими для него коллекторскими свойствами (проницаемость 0,25-0,28 мкм²), а также высокой текущей нефтенасыщенностью. По объекту БС₁₀ после закачки полимерно-дисперсного состава на участке с высокими коллекторскими свойствами проницаемость

возросла от 0,16 до 0,2 мкм². Дополнительная добыча нефти составила около 10 тыс. т при повышении дебита воды (ДВ) на 20 тыс. м³.

Повышение дебитов по жидкости после закачки ПДС наблюдается и на участках с более низкими коллекторскими свойствами ($K_{пр}$ от 0,063 до 0,45 мкм²) и обводненностью продукции 10-85%. По этим участкам ДДН составила около 25 тыс. т.

В целом применение перечисленных мероприятий положительно повлияло на нефтеотдачу песчаных пластов верхней части неокома, темпы разработки и позволили определить дальнейшие перспективы повышения нефтеотдачи в пределах Западно-Сургутского месторождения. Следует отметить, что выбор тех или иных методов необходимо осуществлять в соответствии с особенностями геологического строения, вещественного состава, физико-химических свойств нефтяных флюидов и текущего состояния разработки продуктивных горизонтов. В связи с несоблюдением этого требования на отдельных участках исследуемой площади не был достигнут технологический эффект.

Бурение дополнительных уплотняющих скважин в пределах Западно-Сургутского месторождения началось лишь спустя 20 лет после начала разработки, когда были проведены основные работы по разукрупнению объектов разработки и пробурен фонд по основной сетке в зонах расширения контуров нефтеносности.

В начальный период (1984–1985 гг.) одна уплотняющая скважина обеспечивала 7,4 тыс. т годовой добычи нефти, однако уже в 1986–1987 гг. эта цифра снизилась до 4,1 тыс. т. С 1991 г. начался второй этап уплотнения, однако вследствие значительной выработки высокопродуктивных коллекторов бурение осуществляется преимущественно на отстающие в выработке низкопродуктивные горизонты, содержащие нефтенасыщенные пласты АС₄, БС₁₁. Дебиты вновь вводимых уплотняющих скважин по нефти снизились до 6-4 т/сут, вместо запроектированных 20 т/сут. Таким образом, реализовать

проектный фонд при сложившихся технико-экономических условиях затруднительно вследствие того, что скважины не обеспечивают рентабельной добычи нефти. Положительным является то, что вовлечение в процесс разработки запасов нефти, сосредоточенных в низкопроницаемых тупиковых зонах, позволит в конечном счете повысить нефтеотдачу продуктивных пластов исследуемой структуры.

Самыми крупными как по размерам, так и по величине запасов нефти, являются залежи БС₁₀, и БС₂₊₃. Суммарные балансовые запасы нефти, содержащейся в этих пластах, составляют 92% запасов месторождения, извлекаемые – 97 %.

Таким образом, недостаточное изучение вещественного, литолого-петрографического состава, механических свойств пород, ФЕС, не позволяет максимально точно провести моделирование пластов, выделить зоны повышенной глинизации коллектора и как следствие провести с минимальной погрешностью подсчет запасов нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты работ по изучению геологического строения и нефтегазоносности нижнемеловых отложений Западно-Сургутской структуры на основе детального литолого-петрографического, гранулометрического, фациального анализов, с использованием структурно-статистических параметров способствовали определению степени влияния условий осадконакопления на формирование фильтрационно-емкостных свойств пород, дали возможность получить более ясную, точную и достоверную информацию о пространственном распределении коллекторов разного качества и таким образом доказали необходимость доизучения продуктивных пород месторождений на эксплуатационном этапе. Это, в свою очередь, позволит эффективно применить существующие методы повышения нефтеотдачи пластов и повлиять на конечный КИН. Использование полученной в результате исследований информации при построении постоянно-действующих геологических моделей (ПДГМ) месторождений Западной Сибири существенно уточнит представление о залежах и позволит произвести достоверный подсчет запасов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акульшина Е. П. Глинистые минералы в литогенезе и их эволюция в истории земной коры: Автореф. дис. докт. геол.-мин. наук. Новосибирск, ИГиГ СО АН СССР, 1973, 33 л. Артюшков Е. В., Линдстрем М., Попов Л. Е. О природе трансгрессий и регрессии в Балтийском палеобассейне в кембрии и начале ордовика // Докл. РАН, 1997, т. 357, № 5, 657—661 с.
2. Арбатов А.А., Конопляник А.А., Курский А.Н., Мирончев Ю.П., Швембер Ю.Н. / Нефть России: проблемы воспроизводства сырьевой базы, потребления, правового регулирования и привлечения инвестиций. М.: АОЗТ «Геоинформмарк», 1996. 1–80 с.
3. Асмандияров Р.Н., Кавардакова В.В. Анализ эффективности трансформации сетки скважин на Мало-Балыкском месторождении // Нефтяное хозяйство № 9. 2006. 18-21 с.
4. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа». Государственное предприятие ХМАО «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана». Часть 1 и 2., 2003 г.
5. Атлас моллюсков и фораминифер морских отложений верхней юры и неокома Западно-Сибирской нефтегазоносной области. М.: Недра, 1990. Т. 1. 285 с.
6. Афанасьев С.В., Батрак А.Н. Методика восстановления литологии пород по данным геофизических исследований скважин при создании трехмерной геологической модели в терригенном разрезе// Нефтяное хозяйство Афанасьев И.С. , Седых К.А. , Усманов Т.С. , Свешников А.В., Сергейчев А.В., Пасынков А.Г. Геологическое строение и некоторые вопросы разработки Приобского месторождения// Нефтяное хозяйство № 8. 2005. 58-61 с.
7. Афанасьев И.С. , Седых К.А. , Усманов Т.С. , Свешников А.В., Сергейчев А.В., Пасынков А.Г. Геологическое строение и некоторые вопросы разработки Приобского месторождения// Нефтяное хозяйство №8. 2005. 58-61 с.
8. Бахарев М.С., Басалай В. В., Грачев С.И., Тюкавкина О.В., Сорокин П.М., Петухов Ю.А., Юртаев С.Л. «Справочное руководство для мастеров буровых бригад». Справочное изд-ние. Сургут: Рекламно-издательский информационный центр «Нефть Приобья», 2002. – 140 с.

9. Бембель С.Р. О пространственных свойствах субвертикальных зон деструкции и характере распределения залежей углеводородов//Нефтяное хозяйство № 4.2010. с.
10. Бембель С.Р. Использование комплекса геофизических и геохимических методов при картировании очагов локальной геодинамики// Нефтяное хозяйство № 2. 2011. с.
11. Брадучан Ю.В. Биостратиграфические аспекты верхнеюрских отложений Западной Сибири // Биостратиграфия мезозоя Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1987. 34—44 с.
12. Брадучан Ю. В., Гурари Ф. Г., Захаров В. А. и др. 6. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). Новосибирск: Наука, 1986. 217 с.
13. Брадучан Ю.В. Биостратиграфические предпосылки сопоставления неокомских отложений центральной части Западно-Сибирской равнины // Стратиграфия и фации фанерозоя Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1982. 5—20 с.
14. Брадучан Ю.В. Алымская свита (нижний апт) // Решения и труды Межведом.совещания по доработке, уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. Тюмень, 1969. 106—107 с.
15. Белоусов С.Л., Гришкевич В.Ф., Елисеев В.Г. и др. Предложения по уточнению региональной стратиграфической схемы мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины. Ханты-Мансийск: Нефть и газ, 2001. 57—62 с.
16. Булыникова С. П., Гольберт А. В., Конторович А. Э. и др. Палеобиофации нефтегазоносных волжских и неокомских отложений Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1978. 86 с.
17. Брылина Н.А. Геологическое районирование неокомского клиноформного комплекса на территории Томской обл. // Перспективы обеспечения сырьевыми ресурсами топливно-энергетического комплекса Томской обл.: Сб. науч.тр. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1997. – 240 с.
18. Варенцов М.И., Дорошко С.М., Куренков Н.Т. Вопросы тектоники нефтегазоносных областей. М.: Изд-во АН СССР, 1962.
19. Вассоевич Н.Б., Либрович В.Л., Логвиненко Н.В., Марченко В.И. Справочное руководство по литологии. М.: Недра, 1983. 509с.
20. Вассоевич Н. Б. Исходное вещество для нефти и газа // Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. М.: Недра. 1972. 39—70 с.

21. Веселов К.Е., Долицкая Т.В., Елистратова Е.К. Трещинно-блоковая структура земной коры и нефтегазоносность // Геология нефти и газа, 1991. № 10. 2-5 с.
22. Временное методическое руководство по рациональному использованию заколонных проектов на месторождениях ПО «Сургут-нефтегаз». Сургут, 1989. 20 с.
23. Вылцан И.А., Парначев В.П., Устинова В.Н., Жилина Е.Ж. Юрские отложения Западно-Сибирской низменности, их фациальная природа и перспективы нефтегазоносности. // IV Международная конференция «Новые идеи в науках о земле». Тезисы докладов. Том 1. Москва 1999 г.
24. Геологическое строение фундамента Западно-Сибирской плиты / Под ред. Э.Э. Фотиадии В.С. Суркова. Л.: Недра, 1971. 208 с.
25. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности – новой нефтяной базы СССР / Гурари Ф. Г., Казаринов В.П., Миرونнов Ю.К. и др. Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1963. 210 с.
26. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э.Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. М.: Наука, 1975. 640 с.
27. Геология СССР Западно-Сибирская низменность. / Под ред. Н.Н. Ростовцева М.: Недра, 1964. 550 с.
28. Гидион В.Я. Сейсмографическая характеристика неокомских отложений Среднего Приобья // Геофизические методы при обосновании объектов нефтепоисковых работ в центральных районах Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1988. 56-62 с.
29. Гидион В.Я. Прогнозирование геологического разреза неокомских толщ по конфигурации сейсмических отражений // Локальный прогноз нефтегазоносности Западно-Сибирской геосинеклизы. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1989. 99-106 с.
30. Гиршгорн Л.Ш. Соседков В.С, Условия формирования песчаных тел в склоновых отложениях неокомской клиноформной толщи Северо-Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1990. № 3. 26-29 с.
31. Гогоненков Г. Н., Михайлов Ю. А., Элманович С. С. Неокомские клиноформы Западной Сибири по данным сейсморазведки // Геология нефти и газа, 1988. № 1. 22–30 с.
32. Гольберт А.В., Гурари Ф.Г., Климова И.Г. О возрастной миграции неокомских свит Западной Сибири // Материалы по региональной геологии Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1971. 1–9 с.
33. Гончаров И. В., Винокурова Н. К., Бодрягина М. П. Геохимические особенности нефтей баженовской свиты Салымского месторождения // Строение и нефтегазоносность баженинов Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985. 115–123 с.

34. Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Фадеева С.В., Кринин В.А., Волков В.А. Нефтематеринские породы и нефти восточной части Западной Сибири // Нефтяное хозяйство № 8. 2010.
35. Гурари Ф.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья. Новосибирск: Труды СНИИГГиМС, 1959. 20–28 с.
36. Гурари Ф.Г. Клиноформы - особый тип литостратонов // Геология и геофизика. 1994. № 4. 19-26 с.
37. Гурари Ф.Г., Нестеров И.И., Рудкевич М.Я. О стратиграфии мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности // Геология и геофизика. 1962. № 3. 3-10 с.
38. Гурари Ф.Г. Клиноформы и их роль в нефтяной геологии / Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири (Результаты работ по Межведомственной программе «Поиск» за 1994). Новосибирск: 1996. 78–81 с.
39. Гурари Ф. Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья. Л.: Гостоптехиздат, 1959, 174 с.
40. Гурари Ф.Г., Конторович А.Э., Острый Г.Б. О роли дизъюнктивных нарушений в процессе формирования залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях Западно-Сибирской низменности / Геология нефти и газа. 1966. № 2. 5-11 с.
41. Гурари Ф. Г., Казаринов В. П., Миронов Ю. К. и др. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности — новой нефтяной базы СССР / Ред. Н. Н. Ростовцев, А. А. Трофимук. Новосибирск.: Наука, 1963, 201 с.
42. Гурова Т. И., Казаринов В. П. Литология и палеогеография Западно-Сибирской низменности в связи с нефтегазоносностью. М.: Гостоптехиздат, 1962, 298 с.
43. Девятков В. П. Бассейновая стратиграфия верхнеюрско-неокомского клиноформного осадочного комплекса Западной Сибири. / Материалы научн. конф. «Проблемы геологии и географии Сибири». Томск, 2003, 242-244 с.
44. Дробышев Д.В., Казаринов В.П. / Геология и нефтеносность Западно-Сибирской низменности. М.: Гостоптехиздат, 1958. 274 с.
45. Дружинин В.С. Тюменская сверхглубокая скважина (СГ-6) и перспективы развития региональных геолого-геофизических исследований Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Тюменская сверхглубокая скважина. Пермь, 1996. 316-328 с.
46. Еханин А.Е., Шпильман В.И., Тян А.В. Перспективы нефтегазоносности северной части Сургутского района // Геология нефти и газа. 1976. № 5. 13–19 с.

47. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / Под ред. А.А. Трофимука, Э.Э. Фотиади, Ф.Г. Гурари. М.: Недра, 1972. 312 с.
48. Закиров С.Н., Контарев А.А., Кнышенко А.Г. Интенсификация выработки запасов нефти в линзовидных коллекторах// Нефтяное хозяйство №12. 2006. 24-26 с.
49. Закиров С.Н., Индрунский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П. Структуризация и методология подсчета запасов нефти и газа (в порядке обсуждения)// Нефтяное хозяйство №6. 2010 с.
50. Захаров В. А., Юдовный Е. Г. Условия осадконакопления и существования фауны в раннемеловом море Хатангской впадины // Тр. ИГГ, вып. 80. М.: Наука, 1974, 127–174 с.
51. Иващенко А.Е., Онищук Т.М., Наумов А.Л., Смирнов В.Г. О возможности выделения сейсморазведкой литологических ловушек в неокомских отложениях севера Западной- Сибири // Геология и геофизика. 1980. № 12. 117-122 с.
52. Игошкин В.П., Шлезингер А.Е. Генетические типы неокомских клиноформ Западной Сибири // Геология и геофизика. 1990. № 8. 16–20 с.
53. Исаев Г.И. Влияние зон флюидомиграции в стратиграфических разрезах на перераспределение углеводородов// Нефтяное хозяйство № 1.2010 с.
54. Исмагилов Т.А., Игдавлетова М.З Результаты комплексного воздействия на горизонт БС₁₀ Усть-Балыкского месторождения// Нефтяное хозяйство № 8 2005. 72-75 с.
55. Казаринов В. П. Мезозойские и кайнозойские отложения Западной Сибири. М.: Гостоп-техиздат, 1958. 324 с.
56. Карогодин Ю.Н. О номенклатуре продуктивных толщ и нефтегазоносных горизонтов Западно-Сибирской низменности // Нефтегаз. геология и геофизика. 1966. № 7. 4-10 с.
57. Карогодин Ю.Н., Гайдебурова Е.А. Системные исследования слоевых ассоциаций нефтегазоносных бассейнов (по комплексу промыслово - гефизических данных) Новосибирск: Наука,1985. 112 с.
58. Карогодин Ю.Н., Ершов С.В. Источник углеводородов гигантских залежей нефти внеокомских отложениях Западной Сибири с позиций системно-литмологического подхода // Геология и оценка нефтегазового потенциала Западной Сибири. М.: Наука, 1994. 73–80 с.
59. Карогодин Ю.Н., Ершов С.В. Особенности строения и формирования неокомских продуктивных отложений Приобской нефтеносной зоны // Результаты работ по Межведомственной рег. науч.

- программе «Поиск» за 1992-1993 гг. Ч.2. Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1995. 89–94 с.
60. Карогодин Ю.Н., Нежданов А.А. Неокомский продуктивный комплекс Западной Сибири и актуальные задачи его изучения // Геология нефти и газа, 1988. № 10. 9–14 с.
 61. Карогодин Ю. Н. Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность. М.: Недра, 1974, 176 с.
 62. Карогодин Ю. Н., Ершов С. В., Сафонов В. С. и др. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литологический аспект. Новосибирск:Изд-во СО РАН НИЦ ОИГГМ, 1996, 252 с.
 63. Касьянов М.В. Номенклатура, коореляция и нефтегазоносность песчаных пластов в Среднем Приобье // Геология нефти и газа. 1966. № 10. 25–32 с.
 64. Кент М. Л., Дегенс Э. Т. Геохимические индикаторы морских и пресноводных осадков // Геохимические исследования. М.: Изд-во иностр. лит-ры, 1961, 56–84 с.
 65. Кирсанов В.В., Эльманович С.С., Потапьев С.В. Перспективные объекты клиноформных отложений неокома Западной Сибири (по результатам комплексной интерпретации данных сейсморазведки.(Разведочная геофизика. Москва.: ВИЭМС.МГП «Геоинформарк» 1991 г. 53 с.
 66. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., и др. // Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра. 1975. 680 с.
 67. Конторович А. Э., Бабина Н. М., Богородская Л. И. и др. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западной Сибири. Л.: Недра, 1967. 679 с.
 68. Конторович А. Э., Полякова И. Д., Стасова О. Ф. и др. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. М.: Недра, 1974. 189 с.
 69. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири: Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн // Гл. ред. А. Э. Конторович. М.: Наука, 1968. 152 с.
 70. Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975, 679 с.
 71. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири (Томская область): Автореф. дис. д-ра геол.-минер. наук. 2000г. 25 с.
 72. Корж М.В. Петрографо-минералогическая характеристика мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности. М.: Наука, 1965 с.

73. Корнев В.А. Геолого-геофизическое обоснование поисков литографических и структурно-литологических залежей нефти в отложениях неокома Среднего Приобья.: Автореф. Дис. канд. геол.-мин. Наук. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1980. 26 с.
74. Корчемкин В.Н., Архипов С.В., Медведев Н.Я. Литология и коллекторские свойства продуктивных пластов АС4-АС12 месторождений Сургутского района. // Геология нефти и газа. 1997. № 10. 34–41 с.
75. Кулахметов Н.Х., Никитин В.М., Ясович Г. С., Валицкий Ю.И. Особенности корреляции шельфовых отложений неокома Среднего Приобья с применением сейсморазведки МОГТ // Геология нефти и газа. 1983. № 5. 44-48 с.
76. Кунин Н.Я., Иогансон Л.И. Геофизическая характеристика и строение земной коры Западной Сибири М.: ИФЗ АН СССР, 1984. 218 с.
77. Кунин Н.Я., Самойлюк Л.А. Строение земной коры севера Западно-Сибирской плиты // Сов. Геология. 1982. №8. 97–105 с.
78. Куренко М.И. Пласт БС₁₀ Южно-Сургутского месторождения – пример дельтового комплекса осадков // Актуальные вопросы геологии нефти и газа Западно-Сибирского бассейна. Тюмень, 1985. 36–37 с.
79. Кутырев Е.Ф., Сергиенко В.Н., Садыков М.Р. Особенности извлечения нефти из недонасыщенных пластов месторождений Западной Сибири по данным физического моделирования// Нефтяное хозяйство №11.2006. 19-23 с.
80. Мкртчян О. М., Трусков Л. Л., Белкин Н. М., Дегтев В. А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири. М.: Наука, 1987. 128 с.
81. Мкртчян О. М., Орел В.Е., Филина С.И., Пуркина Э.М. Особенности строения и нефтегазоносности неомкомского комплекса Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1986. № 11. 1-7 с.
82. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа Л.: Недра, 1984. 260 с.
83. Мусин К.М. Влияние корректного определения фазовых проницаемостей на прогнозные показатели разработки и распределение остаточных запасов нефти// Нефтяное хозяйство №7. 2007. 62–65 с.
84. Мухаметзянов Р.Н., Крючкова Т.В., Селеменев С.И., Игошкин В.П., Куклин А.В. Прогноз фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по данным сейсморазведочных исследований 3D для клиноформных отложений Приобского месторождения// Нефтяное хозяйство №12. 2006. 20–23 с.

85. Наумов А. Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна // Геология и геофизика. 1977. № 10. 38–47 с.
86. Наумов А. Л., Онищук Т.М., Биншток М.М. Об особенностях формирования разреза неокомских отложений Западной Сибири. Тюмень: ТИИ, 1977. 39-49 с.
87. Нежданов А.А. Основные закономерности строения сейсмостратиграфических комплексов неокома Западной Сибири // Геофизические методы при обосновании объектов нефтепоисковых работ в центральных районах Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1988. 84–87 с.
88. Нежданов А. А. Маркирующие горизонты в продуктивных отложениях мезозоя Западной Сибири. М.: МГП «Геоинформмарк», 1992. 97–106 с.
89. Нежданов А. А., Корнев В. А. Комплексное обоснование корреляции продуктивных пластов неокома Сургутского и Нижневартовского нефтегазоносных районов / Выделение и корреляция основных стратонавов мезозоя Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1984. 84–96с.
90. Нестеров И.И. Нефтяная геология в 21 веке / Минеральные ресурсы России. 1992. № 1. 7–15 с.
91. Нестеров И. И. Нефть черных сланцев // Изв. вузов. Нефть и газ, 1997, 36–51 с.
92. Нестеров И. И., Шпильман В.И., Плавник Г.И., Судат Л.Г. Перспективы нефтегазоносности неокомских отложений Тюменской области // Геология нефти и газа, 1985. № 4. 8–13 с.
93. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып.2. Западно-Сибирский бассейн / А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук и др. Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1994. 201 с.
94. Никонов В.Ф. Основные элементы геологического строения, нефтегазоносность осадочных бассейнов и физико-химические особенности нефти// Нефтяное хозяйство №4. 2004 г. с.
95. Обстановки осадконакопления и фации / Реддинг Х.Г., Коллинсон Дж. Д., Аллен Ф.А. и др. М.: Мир, 1990. Т. 1. 352 с.
96. Основные результаты региональных сейсмических работ КМПВ на севере Тюменской области / Л.Н. Волкова, Л.Ш. Гиршгорн, В.Г. Кабалык и др.// Региональные геофизические исследования глубинного строения земной коры. М.: Недра, 1978. 63-68 с.
97. Основные научные результаты исследования Тюменской сверхглубокой скважины / Т.В. Карасева, В.И. Горбачев, М.Б. Келлер,

- В.А. Пономарев // Тюменская сверхглубокая скважина (интервал 0–7500,0м.) Результаты бурения и исследования: Сб. докл. Научное бурение в России.- Пермь: КамНИИКИГС, 1996. Вып.4. 20–23 с.
98. Павлова Т., Смирнов О. Имитационное моделирование процесса формирования песчаных тел неокомского разреза Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1993. № 9. 21–24 с.
99. Перозио Г. Н. Типы пород // Условия формирования и методика поисков залежей нефти и газа в аргиллитах баженовской свиты. М.: Недра, 1988, 11–37 с.
100. Подгорнов Ю.М. Эксплуатационное и разведочное бурение на нефть и газ. М.: Недра, 1988. 19–22 с.
101. Пчелина Т. М. Стратиграфия и особенности вещественного состава мезозойских отложений центральной части Западного Шпицбергена // Материалы по геологии Шпицбергена. Л.: НИИИГА, 1965. 127–148 с.
102. Решения V Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. 54 с.
103. Региональные стратиграфические схемы мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины, / Ред. И.И. Нестеров. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991.
104. Региональные структурные карты повышенной детальности по опорным отражающим горизонтам чехла северных и центральных районов Западно-Сибирской плиты / В.О. Красавчиков, С.Ю. Беляев, Г.Ф. Букреева и др. // Актуальные вопросы геологии и географии Сибири. Томск, 1998. Т.2 80–82 с.
105. Ростовцев Н.Н. Тектоническая схема Западно-Сибирской низменности по подошве платформенных мезозойско-кайнозойских отложений с элементами палеотектоники. Л.: Гостоптехиздат, 1961. 12 с.
106. Рудкевич М.Я. Тектоника Западно-Сибирской плиты и ее районирование по перспективам нефтегазоносности. М.: Недра, 1969. 278 с.
107. Седаева К.М. О термине «клиноформа» / Бюл.МОИП. 1989. Т.64. Вып.1. 62-65 с.
108. Сейсмологическое изучение клиноформных отложений Среднего Приобья. / Под ред. Н.А.Крылова. М.: Наука, 1990. 20–24 с.
109. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири. / Ред. Н.А. Крылов. М.: Наука, 1987. 128 с.
110. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления / Пер. с англ. А.А. Никонова, К.И. Никоновой. М.: Недра, 1989. 294 с.

111. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. М.: «Недра», 1988. 22–26 с.
112. Справочник инженера по бурению. Т. 1,2 под редакцией Мищевича В.И., Сидорова Н.А. М.: «Недра», 1973, 40 с.
113. Степанов С.В. Использование данных разработки месторождений нефти для получения кривых фазовых проницаемостей// Нефтяное хозяйство №4. 2006. 67–69 с.
114. Стреляев В.И., Щанов Д.Ю., Тюкавкина О.В., Жолудев Д.В., Крапотина М.А. Значение закона концентрирования однородного геологического вещества в геологических исследованиях. V Межд. конф. «Новые идеи в науках о земле». Т. 1. Москва, 2001. 331 с.
115. Тектоническая схема мезозойско кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты м-ба 1: 2 500 000 / Под ред. Н.Н. Ростовцева. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1968.
116. Тектоника мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гурари, К.И. Миколенко, В.С. Старосельцев и др. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1971. 149 с.
117. Трушкова Л.Я. О методике корреляции продуктивных отложений юры и неокома Западной Сибири // Геология и геофизика. 1970. № 10. 69–77 с.
118. Тюкавкина О.В. К оценке параметрических свойств проницаемости мезозойских карбонатно-терригенных продуктивных пород порового типа Сургутского нефтегазоносного бассейна. Проблемы металлогении юга Западной Сибири. / Материалы научн. конф. 10-11 июня 1999г., Томск: Том.гос. ун-т, 1999 г. 173 с.
119. Тюкавкина О.В. Изменчивость величины относительной параметрической проницаемости в зависимости от продуктивности и литологического состава юрско-меловых пород Сургутского палеосвода. Северный регион: Экономика и социокультурная динамика: Сб. тез.всеросс. научн. конф. ноябрь 2000 г, Ханты-Мансийск-Сургут : Изд-во СурГУ, 2000. 301 с.
120. Тюкавкина О.В. Особенности строения нижнемелового продуктивного горизонта Сургутского палеосвода // Проблемы рубежа веков: Сб. науч. статей. Вып. 1.Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. 45 с.
121. Тюкавкина О.В. К вопросу изучения гранулометрического состава пород-коллекторов нижнемелового продуктивного комплекса Западно-Сургутской куполовидной структуры // Вестник Томского Государственного Университета. Прилож. № 3 (II) Материалы науч. конф. «Проблемы геологии и географии Сибири» 2–4 апреля 2003 г.Томск: Томский госуд. ун-т, 2003. 362 с.

122. Тюкавкина О.В., Стреляев В.И. К оценке вещественного состава пород нижнемелового продуктивного комплекса Западно-Сургутской куполовидной структуры. // Вестник Томского Государственного Университета. Прилож. № 3 (II) Материалы науч. конф. «Проблемы геологии и географии Сибири» 2–4 апреля 2003 г. Томск: Томский госуд. ун-т, 2003. 362 с.
123. Ушатинский И.Н., Зарипов О.Г. Минералогические и геохимические показатели нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты. Свердловск: Средне-Уральское изд-во, 1998, 47 с.
124. Ушатинский И. Н. Литология и перспективы нефтеносности юрско–неокомских битуминозных отложений Западной Сибири // Сов.геология, 1981. № 2. 11–22 с.
125. Шкала геологического времени / У.Б. Харленд, А.В. Кокс, П.Г. Ллевеллин и др. М.: Мир, 1985, 140 с.
126. Шпильман В.И., Мясникова Г.П., Трусов Л.Л. Перспективы при формировании неокомских клиноформ в Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1993. № 6. 2–5 с.
127. Ясович Г.С., Мясникова Г.П., Барков С.Л., Зининберг П.Я. Стратиграфия неокома Среднего Приобья // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Тюмень: Изд-во Тюменского индустриального института, 1981. Вып 73. 12–19 с.
128. Ясович Г.С., Мясникова Г.П., Барков С.Л., Палеогеографические критерии поисков залежей углеводородов неантиклинального типа в верхнеюрских и неокомских отложениях центральной части Западной Сибири // Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1980. Вып. 152. 6–15 с.

**ФОТОТАБЛИЦЫ ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИХ
ТИПОВ ПОРОД**

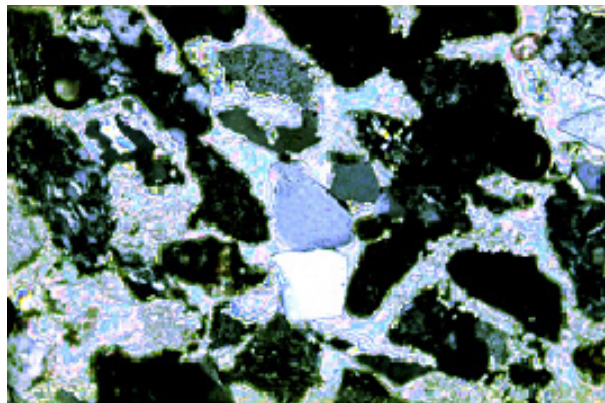


Рис. 1. НИКОЛИ скрещены.

Песчаник мелкозернистый, полимиктовый. Микрозернистый карбонат мутный, с реликтами замещенных минералов первоначального глинистого цемента. Сангопайская свита. Интервал 1220-1900 м.
Увеличение 85^x

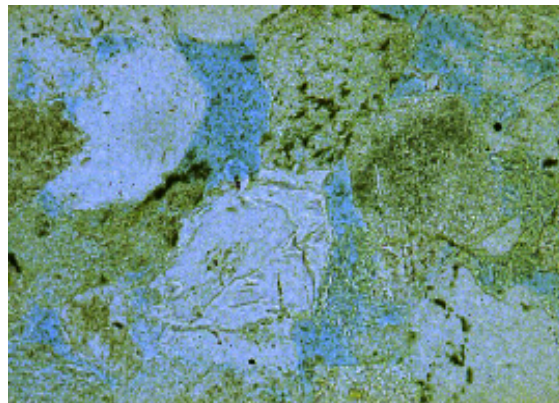


Рис. 3а. НИКОЛИ параллельны

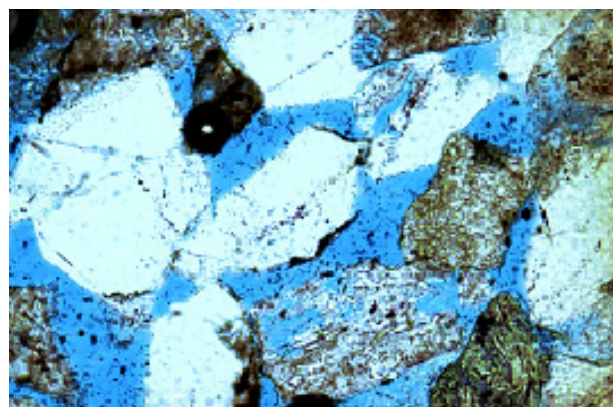


Рис. 2а. НИКОЛИ параллельны

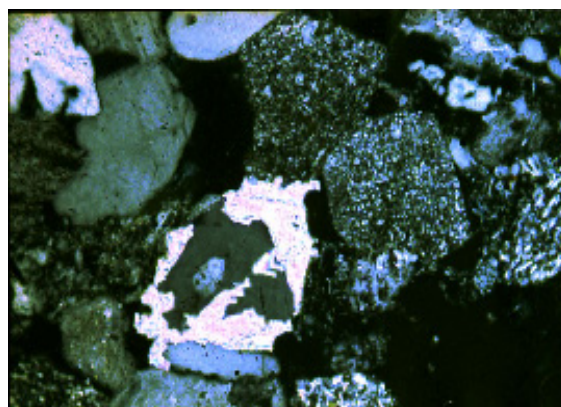


Рис. 3б. НИКОЛИ скрещены

Песчаник среднезернистый, аркозовый, слюдистый. Наблюдается большое количество гидротизированного, разбухшего биотита, по которому развиваются мелкие кристаллики сидерита. Сортимская свита. Интервал 2400-2420 м.
Увеличение 85^x

ФОТОТАБЛИЦЫ ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИХ ТИПОВ ПОРОД

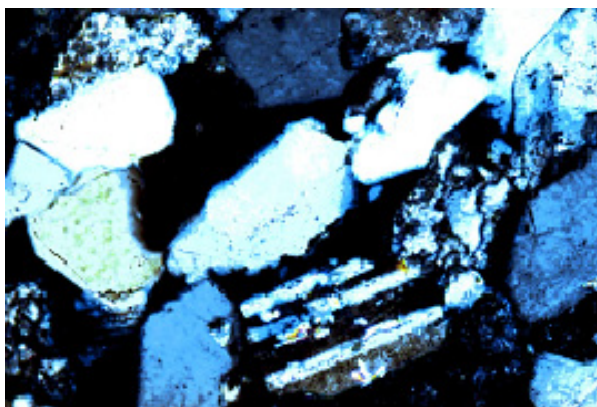


Рис. 2б. НИКОЛИ скрещены

Песчаник среднезернистый, аркозовый с хлоритово-карбонатным пленочно-поровым, участками базальным цементом. Наблюдающиеся вокруг зерен хлоритовые каемки иногда замещаются карбонатом. Сортимская свита. Интервал 2440-2460 м. Увеличение 85^x

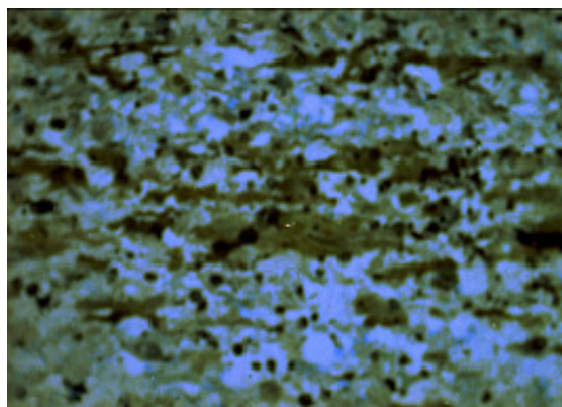


Рис. 4. НИКОЛИ параллельны

Алеврит крупнозернистый, полимиктовый с хлорит-каолининовым цементом. Содержит включения глинистого сидерита. Сортимская свита. Интервал 2350-2360 м. Увеличение 85^x

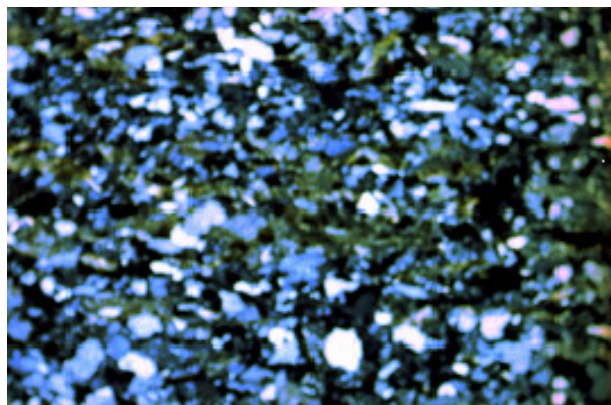


Рис. 5. НИКОЛИ скрещены

Алеврит крупнозернистый, аркозовый углисто-слюдистый. Удлиненные зерна минералов ориентированы параллельно слоистости. Сортимская свита. Интервал 2380-2390 м. Увеличение 85^x

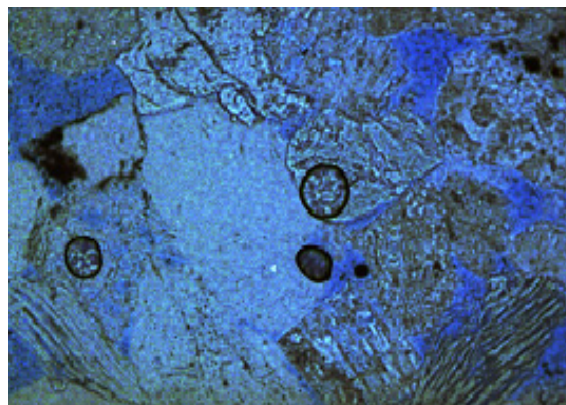


Рис. 8а. НИКОЛИ параллельны

ФОТОТАБЛИЦЫ ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИХ ТИПОВ ПОРОД

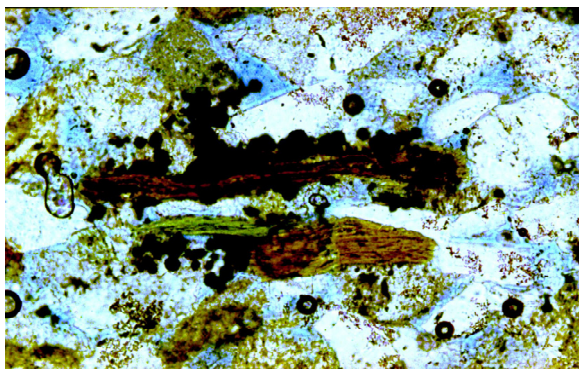


Рис 6. НИКОЛИ скрещены

Мелкозернистый, слабобитуминозный известняк состоящий из мелких зерен кальцита. Сортымская свита.

Интервал 2358-2362 м.

Увеличение 85^x.

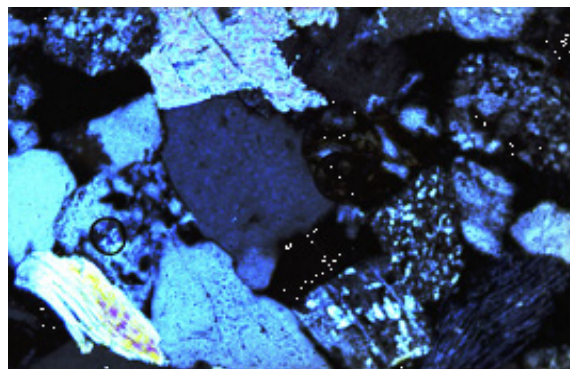


Рис.8б. НИКОЛИ скрещены

Песчаник среднезернистый, полимиктовый с небольшим количеством обломков пород. Цемент кварцево-каолининовый, регенерационно-поровый. Местами наблюдаются структуры приспособления зерен. Усть-балыкская свита. Интервал

2246-2248 м. Увеличение 85^x

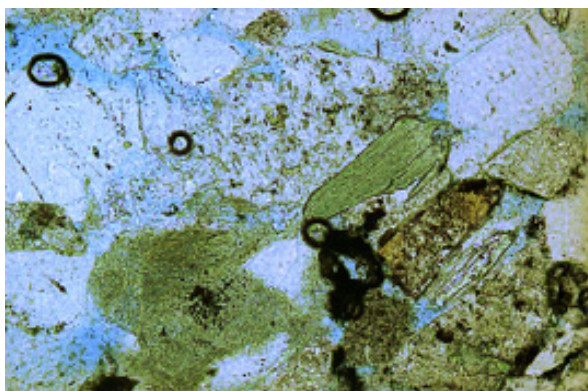


Рис.7. НИКОЛИ параллельны

Известняк содержащий до 40% песчаного материала, слабонефтенасыщенный.

Сортымская свита. Интервал 2350-2355 м.

Увеличение 85^x.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ФОТОТАБЛИЦЫ ТИПОВ СЛОИСТОСТИ ИЗ ОТЛОЖЕНИЙ С РАЗНЫМИ УСЛОВИЯМИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ



Рис. 1. Песчаники с плохо окатанной галькой, неровной поверхностью размыва

Берриасс-валанжинский ярус. Сортимская свита. Интервал 2382-2420 м

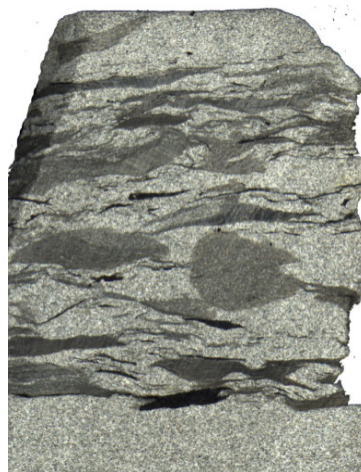


Рис. 4. Мелкая мутьдообразная слоистость представляющая собой группу выпуклых книзу мутьдообразных слоев

Сортимская свита Интервал 2690-2695 м.



Рис. 2. Следы смятия осадка наблюдающиеся в переходной зоне между баженовской и сортимской свитами

Интервал 2729-2750 м



Рис. 5. Горизонтально-волнистая слоистость в алевролитах

Неровные, волнистые поверхности подчеркнуты глинистым материалом. Сортимская свита. Интервал 2670-2690 м

ФОТОТАБЛИЦЫ ТИПОВ СЛОИСТОСТИ ИЗ ОТЛОЖЕНИЙ С РАЗНЫМИ УСЛОВИЯМИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ



Рис. 3. Горизонтальная, линзовидно-прерывистая слоистость пород
Сортымская свита.
Интервал 2850-2855 м



Рис. 6. Прослой конгломерата
в отложениях усть-балыкской свиты
Интервал 2220-2240 м

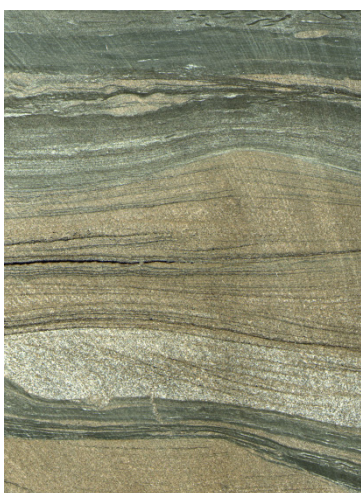


Рис. 7. Горизонтальная слоистость.
Глинистый алевролит с тонкими пря-
мыми ровными прослойками углистого
материала
Готеривский ярус. Усть-балыкская свита.
Интервал 2290-2295 м



Рис. 10. Горизонтальная слоистость.
Горизонтальные границы между
слоями различного петрографического
состава в породах сангопайской
свиты
Интервал 2045-2048 м

ФОТОТАБЛИЦЫ ТИПОВ СЛОИСТОСТИ ИЗ ОТЛОЖЕНИЙ С РАЗНЫМИ УСЛОВИЯМИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ



Рис. 8. Горизонтальная слоистость
Аргиллит, серый раскалывающийся на
мелкие плиточки параллельно слоисто-
сти. Переходная зона между породами
сортымской и усть-балыкской свитами
Интервал 2240-2246 м

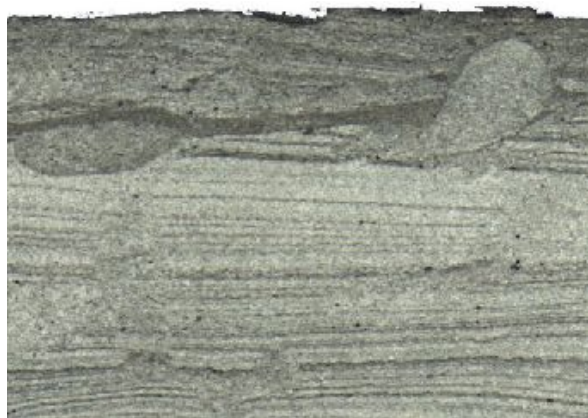


Рис. 11. Глинистые алевролиты
с овальными включениями песчаника
наблюдающиеся в пределах
сангопайской свиты
Интервал 2045-2055 м

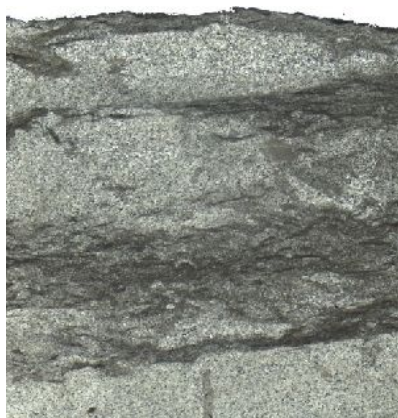


Рис. 9. Горизонтальная слоистость
Мелкая ритмичность в мелкозернистых
песчаниках усть-балыкской свиты.
Границы между ритмами неровные.
Интервал 2300-2320 м

Научное издание

Тюкавкина Ольга Валерьевна
Ешимов Георгий Карожанович
Лушпеев Владимир Александрович
Евпак Танзиля Фахрозиевна

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ
И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЗАПАДНО-СУРГУТСКОЙ СТРУКТУРЫ**

В авторской редакции

Подписано в печать 15.10.2012. Формат 60х90 1/16. Усл. печ. л. 8,0.
Тираж 100 экз. Заказ № 2227.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.