

121392

11-3 1994

071

П. Л. ГЛАГОЛЕВ, В. Ф. МАЗАНОВ, М. П. МИХАЙЛОВА

# ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО ПРОГИБА



Москва 1994

МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК  
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

# **ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО ПРОГИБА**

Ответственный редактор  
академик РАЕН Н. А. Крылов

ОТДЕЛЕНИЕ  
ГЕОЛОГИИ И  
РАЗРАБОТКИ  
ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

Москва 1994

Глаголев П.Л., Мазанов В.Ф.,  
Михайлова М.П.

ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ  
ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО ПРОГИБА  
М.: ИГиРГИ, 1994. 118 с. ISBN 5-85781-109-0

В работе дана обобщенная характеристика геологического строения и нефтегазоносности Енисей-Хатангского прогиба. Освещены литолого-стратиграфические и тектонические особенности различных структурных элементов прогиба; выделены и охарактеризованы основные этапы развития территории; проанализированы и обобщены материалы по характеристике резервуаров и покрышек в мезозойских отложениях, органического вещества, гидрогеологии нефтегазоносных комплексов; приведены сведения об особенностях строения открытых месторождений и залежей углеводородов и сделаны выводы о закономерностях их пространственного размещения. Результаты анализа позволили уточнить нефтегеологическое районирование Енисей-Хатангского прогиба и определить перспективные направления геологоразведочных работ на нефть и газ.

Ил. 19, табл. 3.

ISBN 5-85781-109-0

© Институт геологии  
и разработки горючих  
ископаемых (ИГиРГИ),  
1994 г.

## ВВЕДЕНИЕ

Енисей-Хатангский региональный прогиб является одной из наиболее перспективных в нефтегазоносном отношении территорий Восточной Сибири. В течение последних 30 лет в его пределах проведен значительный объем геологоразведочных, геофизических, нефтегазопроисловых работ, которые привели к открытию 20 газовых, нефтегазоконденсатных и нефтяных месторождений.

Енисей-Хатангский региональный прогиб площадью 400 тыс. км<sup>2</sup> занимает часть Арктического сектора, ограниченного географическими координатами 69-75° с.ш. и 78-113° в.д. Административно он почти полностью входит в состав Таймырского национального округа, за исключением самой западной его части, входящей в Тюменскую область.

Географически прогиб расположен на Таймырском п-ове, в пределах Северо-Сибирской низменности, которая на западе сливается с Западно-Сибирской низменностью, на востоке ограничена морем Лаптевых, на севере и юге обрамляется соответственно Таймырским (горы Бырранга) и Северо-Сибирским (горы Путорана) плоскогорьями. Наиболее крупными реками низменности являются р. Енисей, р. Пясина с притоками Дудыпта, Агапа, Пура; р. Хатанга с притоками Хета и Боганида, р. Верхняя Таймыра и р. Новая. Крупнейшие озера низменности Таймырское и Пясино имеют тектоническое происхождение, а оз. Лабаз, Кунгасалах и Портнягино, по-видимому, термокарстовые.

Регион расположен в зоне тундры (арктическая и субарктическая климатические области) с характерным для нее ландшафтом, растительным и животным миром. Средняя температура самого холодного месяца - января -40°С, наиболее теплого меся-

ца - июля +10<sup>0</sup>С. Осадков мало, 200-300 мм в год. Максимальная высота снежного покрова - 70 см, продолжительность безморозного периода - 60-90 дней.

Речной транспорт, ввиду отсутствия сухопутных путей сообщения, является основным видом в пределах перспективных земель этого края.

История изучения геологического строения и нефтегазоносности Енисей-Хатангского прогиба охватывает период продолжительностью более 50 лет. Первые сводки принадлежат еще Н.Н. Урванцеву (1936). В дальнейшем изучении территории принимало участие большое количество исследователей (В.Н. Сакс, З.З. Ронкина, И.С. Грамберг, И.П. Атласов, Д.С. Сороков, Н.А. Сягаев, Д.Б. Тальвирский и др.), однако интенсивное изучение и поисковые работы на нефть и газ начались лишь в конце 50-х - начале 60-х годов в связи с острой потребностью в энергоресурсах Норильского ГМК. Первоначально работы проводились на Приенисейской части прогиба и на территории Рассохинского мегавала; они увенчались полным успехом - к началу 70-х годов были открыты Мессояхское, Зимнее, Нижнехетское, Джангодское, Пеляткинское, Северо- и Южно-Соленинские, Озерное месторождения. В дальнейшем нефтегазописковые работы расширили свою географию - наряду с Приенисейской они стали проводиться и в Балахнинской части прогиба (рис. 1).

Интенсивные поисковые работы продолжаются на территории прогиба и в настоящее время. Однако последняя работа, обобщающая все известные данные о геологическом строении и нефтегазоносности региона, была опубликована Д.Б. Тальвирским в 1969 г. За прошедшее после публикации время накоплен огромный фактический материал по Енисей-Хатангскому прогибу, проведен значительный объем научных разработок и опубликован ряд статей и монографий, с различной степенью детальности освещающих те или иные аспекты геологического строения, истории развития и нефтегазоносности территории.

В настоящее время настала необходимость в систематизации и обобщении накопленных сведений о строении и нефтегазоносности этого перспективного северосибирского бассейна в целом. Предлагаемый авторами обзор призван в большой степени решить эту задачу. На основе опубликованных работ Н.А. Сягаева, Д.Б. Тальвирского, В.В. Гребенюка, А.Д. Луговцева, В.И. Москвина, Л.Л. Кузнецова, Д.П. Куликова, В.Д. Накарякова, М.Д. Поляковой, М.М. Комановой, Е.И. Соболевой, Ю.В. Самсонова, Л.Н. Илюхина, Е.Ю. Шалошниковой, Д.С. Сорокова, Г.Д. Гинсбург, И.П. Атласова, В.А. Вакар, Б.Х. Еги-

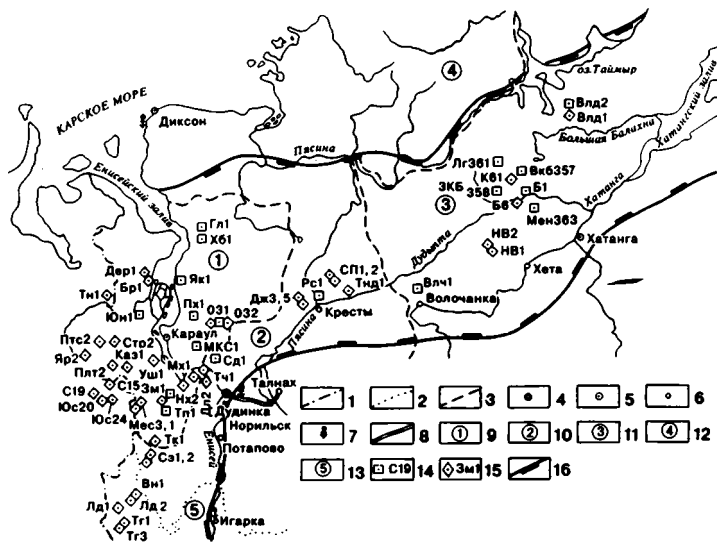


Рис. 1. Обзорная карта Енисей-Хатангского регионального прогиба

Границы: 1 - краев и областей, 2 - автономных округов, 3 - районов; населенные пункты: 4 - административные центры автономных округов, 5 - административные центры районов, 6 - прочие; 7 - порты; 8 - железные дороги; районы: 9 - Усть-Енисейский, 10 - территория, подчиненная Дудинскому горсовету, 11 - Хатангский, 12 - Диксонский, 13 - территория, подчиненная Игарскому горсовету; скважины: 14 - параметрические, 15 - поисковые; 16 - граница прогиба

зарова, Ю.Е. Погребниченко, М.Г. Равич, большого количества производственных отчетов ПГО "Енисейнефтегазгеология" и ПО "Енисейгеофизика" авторский коллектив попытался свести воедино все современные представления о геологическом строении, истории геологического развития, нефтегазоносности и ее перспективах на территории прогиба. Авторами по-новому оценены перспективы нефтегазоносности, проведено нефтегеологическое районирование Енисей-Хатангского прогиба, намечены основные направления дальнейшего продолжения нефтегазопоисковых работ.

## ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

### Литолого–стратиграфическая характеристика разреза

Осадочный чехол Енисей–Хатангского регионального прогиба представлен преимущественно карбонатными и терригенными верхнепалеозой–мезозойскими образованиями общей мощностью 12 км. Глубоким бурением изучены лишь верхнепалеозой–мезозойские породы.

Верхнепермские отложения вскрыты глубокими скважинами в пределах Рассохинского мегавала (Волочанская пл.) и представлены терригенными отложениями. По аналогии с разрезами верхней перми Анабаро–Хатангской седловины они расчленены на верхнекожевниковскую и мисайланскую свиты. Граница между свитами проводится условно. Верхнекожевниковская свита сложена преимущественно алевролитами с редкими прослоями песчаников и аргиллитов. Прослой песчаников развиты только в нижней половине свиты, аргиллиты присутствуют по всему разрезу. Вскрытая мощность свиты 284–306 м. Мисайланская свита представлена переслаиванием алевролитов, песчаников и аргиллитов. Преобладающую роль в разрезе играют песчано-алевритовые породы. Мощность свиты 290–314 м.

Отложения верхнепермского – нижнетриасового возраста – туфолавовая свита – сложены эффузивными образованиями. В разрезе свиты выделено пять–восемь пачек, имеющих двухчленное строение: в основании каждой пачки залегает прослой туфогенных пород, а выше – пачка, сложенная базальтовыми разностями. Мощность свиты от 368 до 290 м.

Залегающие выше отложения средне–верхнетриасового возраста сложены терригенными породами. Расчленить их на свиты ввиду литологического однообразия не представляется возможным. В разрезе по характеру ритмичности и соотношению песчано–алевритовых и глинистых пород выделяются три толщи. Мощность свиты 720–860 м.

Юрские отложения с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на глубоко эродированной поверхности пермотриаса. В разрезе нижней юры выделены снизу вверх зимняя, левинская и джангодская свиты.

Зимняя свита геттангско-нижнеплинсбахского возраста распространена на значительной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и вскрыта глубокими скважинами на Малохетско-Мессояхском, Рассохинском и Балахнинском мегавалах. Она залегают с угловым, стратиграфическим несогласием на образованиях палеозоя и триаса, выклинивается на бортах Енисей-Хатангского прогиба и на северном склоне Малохетско-Мессояхского мегавала. Максимальная мощность зафиксирована в разрезе Балахнинской скв. 3 - 1621 м. Кровля свиты залегают на глубине от 1-1,5 км в пределах Малохетско-Мессояхского мегавала до 5-6 км в осевых зонах Центрально-Таймырского и Дудьлтинско-Жданихинского мегапрогибов.

Разрез зимней свиты представлен горизонтальным и линзовидным переслаиванием алевролитов и аргиллитов и их переходных разностей, содержащих линзы и пласты песчаников мощностью до 10-15 м, особенно в верхней части толщи, и прослой конгломератов. Судя по данным бурения, в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба толща имеет более песчаный состав, чем в его восточной части. Песчаники светло-серого и серого цвета, часто с буроватым оттенком от алевроитовых до мелкозернистых разностей, слоистые, глинистые, аркозового состава, содержат прослой карбонатного материала. Алевролиты серого и темно-серого цвета, неоднородные, часто обогащенные глинистым материалом. Аргиллиты темно-серого, почти черного цвета, часто переслаиваются с алевролитами, образуя неоднородные глинисто-алевроитовые разности, в которых встречаются рассеянная галька, многочисленные мелкие обугленные и серицитизированные растительные остатки, обломки древесины, конкреции сидерита и пирита. Накопление отложений происходило, вероятно, в мелководно-морском бассейне с неустойчивым гидродинамическим режимом, о чем свидетельствует плохая и средняя сортировка обломочного материала, в восстановительной обстановке, способствовавшей образованию пирита.

Левинская свита верхнеплинсбахского возраста имеет ту же площадь распространения, что и нижележащая зимняя и залегают на ней согласно, выклиниваясь на бортах Енисей-Хатангского регионального прогиба и на склонах Малохетско-Мессояхского мегавала. Мощность свиты изменяется от 58



(Малохетская скв. 13) до 310 м (Балахнинская скв. 1). Повсеместно представлена однородной толщей аргиллитов и аргиллитоподобных глин с рассеянной галькой, гравием и прослоями конгломератов, песчаников и алевролитов.

Аргиллиты темно-серые и серые, часто буроватые за счет наличия органического материала, прослоями обогащенные алевролитовым материалом. Редкие прослои песчаников, приуроченные в основном к верхней части толщи, серого цвета, мелко- и среднезернистые, плотные, участками известковистые с многочисленными прослоями растительного детрита. Прослои конгломератов, сложенные плохо сортированным гравием и галькой, приурочены к нижней части толщи. Алевролиты глинистые, реже песчаные, образуют прослои и пачки от первых сантиметров до 20 м. Накопление левинской свиты происходило в период трансгрессии морского бассейна в относительно глубоководных условиях, о чем свидетельствует значительная конкреционная пиритизация и сидеретизация пород.

Джангодская свита верхнеплинсабахского - нижеааленского возраста распространена почти на всей территории Енисей-Хатангского регионального прогиба и залегает согласно на отложениях левинской свиты, а на участках ее выклинивания (Малохетский вал, борта Енисей-Хатангского регионального прогиба) с угловым и стратиграфическим несогласием непосредственно на доюрских образованиях. Глубокими скважинами она вскрыта на Малохетско-Мессояхском (Суходудинская, Точинская, Малохетская, Нижнехетская, Зимняя, Семеновская, Майская, Тампейская, Долганская пл.), Рассохинском (Тундровая, Новая пл.), Балахнинском (Балахнинская, Кубалахская пл.) мегавалах.

Максимальная мощность свиты вскрыта в разрезе Тундровой скв. 1 - 623 м, на Балахнинской площади (скв. 3) - 483 м. В пределах Малохетского мегавала на Зимней площади в скв. 1 она составляет 316 м, сокращаясь в направлении к сводовой части вала. Кровля свиты залегает на глубинах от 0,8-1 км в сводовых частях Малохетского и Рассохинского мегавалов до 4-5 км в осевых зонах Центрально-Таймырского и Дудьптинско-Жданихинского мегапрогибов.

Джангодская свита имеет отчетливо выраженное трехчленное строение. В ее средней части залегает однородная пачка аргиллитов - "китербютский горизонт", который является региональным репером. Его мощность изменяется от 20 м на Анабаро-Хатангской седловине до 47 м на Балахнинском и 56 м на Рассохинском мегавалах. Нижняя часть толщи - аргил-

литы, в различной степени обогащенные алевритовым материалом, переслаивающиеся с песчаниками, образующими горизонтальные, реже косые прослои. Верхняя часть – глинистые алевриты и косослоистые песчаники, содержащие прослои аргиллитов. Алевритопесчаные прослои преобладают. Песчаники мелкозернистые, алевритовые светло-серые и серые, частично ожелезненные, что придает породе пятнистый облик. Алевриты часто песчаные, серого цвета. Для тех и других характерна средняя и плохая сортировка обломочного материала. По вещественному составу они относятся к аркозовым разновидностям. Содержание обломочного материала составляет 85–90%. В обломочной части содержится 45–50% кварца, 40–45% полевых шпатов, 3–10% обломков пород (микрокварциты, основные и кислые эффузивы, осадочные породы), 1–2% слюд (биотит, мусковит, хлорит), отмечаются единичные зерна граната, циркона, рутила, турмалина, апатита, глауконита. Содержание цемента в породах 10–15%, цемент поровый, пленочный, соприкосновения, по составу глинисто-слиудистый, карбонатный (кальцит с примесью доломита). Глинисто-алежитовые породы характеризуются линзовидной слоистостью, обусловленной распределением обломочного материала (Кубалахская пл.), ориентированным расположением обломочного материала и слюд. Содержание обломочного материала колеблется от 1 до 40%, размер обломков от 0,02 до 0,2 мм. Обломки преимущественно кремнистого состава. Глинистая часть по рентгеноструктурному анализу представлена гидрослюдой – 35–45%, хлоритом – 10–40%, монтмориллонитом – 0–5%, каолинитом – 10–30%, смешанослойными – 10–15% (Викс, 1979). В тонкозернистой массе часто встречаются включения округлой формы (сферолиты), состоящие из доломита, кальцита, арагонита. Повсеместно по породе встречаются гидроокислы железа и пирита.

Накопление отложений происходило в мелководно-морских условиях при довольно значительных изменениях уровня моря и положения береговой линии, о чем свидетельствует присутствие в составе толщи глинистых пачек "китербютского" горизонта. По сравнению с временем накопления зимней толщи море было более теплым, в результате чего в осадках происходило образование глауконита и карбонатных оолитов.

Средняя юра представлена отложениями лайдинской, вымской, леонтьевской и мальшевской свит.

Лайдинская свита верхнеалеитского возраста имеет практически такую же площадь распространения, что и нижележащая свита, на которой она залегает согласно. Угловое и

стратиграфическое несогласие фиксируется лишь в прибортовых зонах Енисей-Хатангского регионального прогиба и в сводовой части Малохетского мегавала (район Токачинского поднятия), где отложения лайдинской свиты залегают на доюрских образованиях. Мощность свиты изменяется от 22 м (Долганская пл.) до 156 м (Новая пл.), в пределах Балахнинского мегавала - 87 м, Кубалахского поднятия - 74 м. На всей территории развития свита имеет практически постоянный состав, за исключением нескольких площадей, где отмечается незначительное увеличение содержания алевроито-песчаных пород. Она сложена преимущественно аргиллитами и алевролитами с редкими прослоями песчаников. Породы характеризуются тонкой горизонтальной и линзовидной слоистостью, обусловленной наличием алевроитового и песчаного материала. Аргиллиты серые, темно-серые каолинит-хлорит-гидрослюдистые. Алевроитопесчаные породы аналогичны джангодским.

Вымская свита нижнебайосского возраста распространена на всей территории Енисей-Хатангского регионального прогиба за исключением сводовой части Малохетского вала (Токачинское поднятие) и прибортовых частей прогиба. Она залегают согласно на отложениях лайдинской свиты, а на участках ее стратиграфического выклинивания - на доюрских образованиях. Максимальная мощность свиты 445 м вскрыта в разрезе Рассохинской скв. 1, минимальная - 60 м - в разрезе скв. Суходудинская 1. В центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба мощность толщи порядка 300 м. Характер изменения мощности не контролируется современным структурным планом. Глубина залегания кровли свиты изменяется от 4-5 км в зонах мегапрогибов до 1-2 км в сводовых частях мегавалов.

Свита представлена ритмично переслаивающимися аргиллитами, алевролитами, песчаниками. Пачки пород не выдержаны по простиранию, мощность песчаных пластов достигает 25-30 м, мощность глинистых пачек до 10 м. Песчаники светло-серого, серого цвета, мелкозернистые, с линзовидной, косой, реже горизонтальной слоистостью приурочены в основном к верхней части разреза. Алевролиты серые, реже буроватые, средне-, плохоотсортированные, размер частиц от 0,01 до 0,3 мм, волнисто- и косослоистые. Песчаники и алевролиты по вещественному составу относятся к аркозовым разновидностям: содержание кварца - 25%, полевых шпатов (измененных) - 60%, обломков пород (сланцы, микрокварциты) - 3-15%, слюд (биотит, мусковит, единичные таблички хлорита) - 1-2%. Цемент пред-

ставлен гидрослюдистым веществом, в меньшем количестве кварц-полевошпатовым и карбонатным материалом (кальцит, доломит). Общая карбонатность составляет 10–13%, карбонатный материал образует линзы и пятна в тонкозернистом субстрате. Цемент поровый пленочный, соприкосновения.

Аргиллиты и алевролиты содержат до 50% обломочного материала. Породы серого и темно-серого цвета, часто с буроватым оттенком, с углистыми прослоями и напылением черного рудного минерала. Основная масса породы имеет преимущественно гидрослюдистый состав, встречается каолинит. Гидрослюда частично карбонатизирована.

Повышенное содержание песчаных пород фиксируется в периферических зонах областей распространения свиты.

Характер строения вымской свиты и литологические особенности слагающих ее пород свидетельствуют о мелководно-морских тепловодных условиях формирования отложений в бассейне с нормальной соленостью и неустойчивой гидродинамической обстановкой. Породы центральной зоны формировались в относительно глубоководном бассейне на значительном удалении от береговой линии, тогда как отложения периферических зон накапливались в прибрежно-морских условиях с высокэнергетической средой осадконакопления, способствующей отложению хорошо отсортированного крупномерного материала и выносу алевроито-глинистой составляющей во внутреннюю область бассейна.

Леонтьевская свита верхнебайосского возраста залегает согласно на породах вымской свиты, а в прибортовых зонах Енисей-Хатангского прогиба и на Токачинском поднятии — с угловым и стратиграфическим несогласием на доюрских образованиях. В пределах Большехетской зоны, восточного окончания Балахнинского мегавала и Анабарского выступа леонтьевская свита существенно опесчанивается и не выделяется в разрезах скважин. Мощность ее изменяется от 45 м (Суходудинская скв. 2) до 236 м (Пеляткинская скв. 15). В пределах Носковской впадины, Агапского прогиба и Боганидско-Жданихинского мегaproгибов предполагается увеличение мощности до 200–250 м. Глубина залегания кровли свиты в этих прогибах более 5 км, а в пределах мегавалов 0,5–1 км.

Свита представлена переслаиванием глинистых и алевролитовых пород, отмечаются редкие невидержанные прослои песчаников. В ее нижней части преобладают пелитовые разности, в верхней — алевроитовые. Слоистость пород горизонтальная, волнистая, линзовидная. Алевролиты серого и темно-серого цвета,

зависящего от содержания рассеянного органического вещества, слюдистые, плитчатые, с намывами светлой слюды на поверхностях напластования, часто наблюдаются включения карбонатного материала. Аргиллиты темно-серые до черных с тонкими алевроитовыми прослоями более светлой окраски. По всему разрезу толщи наблюдаются включения пирита, кальцита и сидерита, а также обугленный растительный детрит. Накопленные отложения происходили в застойной среде и спокойной гидродинамической обстановке.

Мальшевская свита батского возраста распространена на всей территории Енисей-Хатангского регионального прогиба за исключением его прибортовых частей, где она стратиграфически выклинивается, а также сводовых частей Малохетского и Рассохинского мегавалов, в пределах которых установлено отсутствие этих отложений в результате предмелового размыва. Отложения свиты согласно залегают на породах леонтьевской толщи, а в прибортовых зонах прогиба и в районе Токачинского поднятия – несогласно на доюрских образованиях. Мощность мальшевской свиты изменяется от 165 м (Малохетская скв. 1) до 1088 м (Балахинская скв. 3). Зона максимальных мощностей (более 1000 м) располагается в осевой части Енисей-Хатангского регионального прогиба и не контролируется современным структурным планом. Глубина залегания кровли толщи изменяется в широких пределах. В сводовой части Малохетского вала на Точинском поднятии она фиксируется на отметке -384 м, на Рассохинском мегавале (Тундровое, Волочанское поднятия) выходит на уровень предчетвертичного несогласия, а на Балахинском мегавале залегают на отметке 372 м (Балахинская скв. 1). Наиболее глубоко она залегают в пределах Агалского (более 4,8 км), Боганидского (более 5,6 км) и Жданихинского (более 4,6 км) прогибов.

Мальшевская свита характеризуется изменчивым литологическим строением и составом. В центральной зоне она имеет преимущественно глинисто-алевритовый состав и монотонное строение, а в периферических зонах приобретает ритмичное строение и существенно опесчанивается. В переходной зоне наблюдается большое разнообразие состава пород.

Литологические разновидности пород свиты имеют следующую характеристику. Песчаники светло-серые от алевроитовых до мелко- и среднезернистых, аркозовые, плохо и среднеотсортированные. Слоистость линзовидная, реже горизонтальная, обусловленная наличием прослоек глинисто-алевритового материала. Встречаются прослойки угля, обломки древесины, мел-

кий обугленный растительный детрит. Алевролиты серые и темно-серые с тонкой горизонтальной, линзовидной, волнистой слоистостью, аркозовые, средней сортировки, реже несортированные, встречаются карбонатные прослои и включения антрополита. Обломочный материал песчаников и алевролитов цементирован гидрослюдастым и карбонатным материалом, часто гидрослюда замещается кальцитом. Цемент содержит мелкие включения сидерита, тонкозернистые агрегаты пирита, лейкоксена. Цемент по типу поровый, пленочный базальный, количество его варьирует от 10–15 до 30–40%. Аргиллиты темно-серые, почти черные иногда с буроватым оттенком, в разной степени алевролитистые. В разрезах центральной зоны для них характерны звездчатые включения и обломки сидерита. В прибортовых зонах в алевролитах и аргиллитах встречаются ходы илоедов, включения обугленной древесины и многочисленные растительные остатки. Известняки глинистые серые и темно-серые, часто пятнистой текстуры, обусловленной неравномерно обогащенным глинистым материалом. Прослои известняков характерны для центральной зоны, в периферических частях их нет. Породы мальшевской свиты формировались в мелководном теплом морском бассейне с нормальной соленостью, с различной гидродинамической обстановкой: относительно спокойной – в удалении от берегов, более высокоэнергетической и неустойчивой в прибрежных зонах.

Отложения верхней юры развиты практически на всей территории Енисей-Хатангского регионального прогиба и согласно залегают на породах средней юры, а в зонах их стратиграфического выклинивания – с угловым и стратиграфическим несогласием на более древних отложениях. Мощность верхнеюрских отложений меняется от первых метров на Малохетском вале (Зимняя скв. 6 – 6 м) до 848 м на Балахнинском мегавале (Западно-Кубалахская скв. 359), 735 м на Рассохинском мегавале (Джангодская скв. 4). В Носковско-Агапском и Дудытинско-Жданихинском мегaproгибах она достигает 800–900 м. Кровля верхней юры залегают на глубине 4 км и более в осевых зонах мегaproгибов, а в пределах сводовой части Рассохинского мегавала выходит на поверхность предчетвертичного размыва (порядка 100 м).

На большей части территории Енисей-Хатангского регионального прогиба разрез верхней юры представлен преимущественно алевроито-глинистыми отложениями гольчихинской свиты и имеет двухчленное строение: в нижней части преобладают алевролитистые разности, в верхней – глинистые. На Малохетском и Боль-

шехетском мегавалах верхнеюрский комплекс имеет трехчленное строение. Нижняя часть представлена глинисто-алевроитовыми породами точинской свиты, средняя - алевроито-песчаными отложениями сиговской свиты, верхняя - алевроито-глинистыми отложениями яновстанской свиты.

Четко фиксируется лишь нижняя граница верхней юры. Она однозначно определяется по керну, каротажу и фиксируется на временных сейсмических разрезах (отражающий горизонт 11<sup>б</sup>). Верхняя граница верхней юры проводится в южной части прогиба по кровле яновстанской свиты, в центральной зоне - по кровле, а в северной внутри гольчихинской свиты. Границы точинской, сиговской, яновстанской свит имеют скользящий возраст.

Песчаники светло-серого и серого цвета, часто с зеленоватым оттенком, горизонтально и косослоистые, средне- и плохо-отсортированные, мелко- и среднезернистые, часто содержат зерна глауконита и лептохлоритов. Алевролиты серые и темно-серые, часто буроватые с тонкой горизонтальной и линзовидной слоистостью, средней и плохой сортировки. По составу песчаники и алевролиты относятся к аркозовым разновидностям, содержат многочисленные включения пирита и сидерита, часто ожелезнены. Цемент глинисто-слиудистый и известковый, его содержание достигает 40-50%, по типу пленочный, поровый. Аргиллиты темно-серого, буровато-черного цвета, слоистые, часто алевролитистые с прослоями углистого и глинисто-слиудистого материала, с включениями сидерита. По данным термического анализа глинистый материал состоит из гидрослюды, встречается каолинит (Кубалахская пл.). По данным рентгеноструктурного анализа глинистая составляющая состоит из гидрослюды (55%), хлорита (35-45%), смешанослойных минералов (5%).

Отложения нижнего мела представлены нижнехетской, суходудинской, малохетской и яковлевской свитами.

Нижнехетская свита нижневаланжинского возраста развита практически на всей территории Енисей-Хатангского регионального прогиба за исключением зон непосредственно примыкающих к обрамлению, где толща опесчанивается и рассматривается совместно с суходудинской свитой. Мощность толщи изменяется в широких пределах. Максимальные значения установлены в Носковско-Агапском (1092 м) и Дудыптинско-Жданихинском (1358 м) мегалпрогибах. В пределах мегавалов ее мощность не превышает 200 м, а в сводовых частях Рассохинского и Балахинского мегавалов отложения свиты

олностью размыты. В Агапском прогибе кровля свиты залегает на глубинах 3,2 км, в других отрицательных структурах — 0 2,4–2,6 км.

Литологический состав свиты довольно однообразен. Она представлена преимущественно глинистыми и алевролитистыми породами, часто переслаивающимися между собой и неравномерно карбонатизированными. Песчаные и алевролитопесчаные отложения имеют в ее составе подчиненное развитие. Они приурочены к трем основным уровням, распространенным в подошвенной, средней и кровельной частях толщи.

Нижний (подошвенный) уровень развития песчаных образований выделяется под названием ачимовского горизонта. По особенностям строения и морфологии относящихся к этому горизонту песчаных тел он может быть разделен на два типа. Первый тип — разрезы, в которых алевролитопесчаные породы образуют клиноформенные и линзовидные тела, выклинивающиеся в направлении от Сибирской платформы и литологически замещающиеся в противоположном направлении. В разрезе эти тела имеют черепицеобразное залегание, выстилая почти непрерывным слоем основание нижнехетской свиты, а в плане вытянутые рукавообразные очертания, ориентированные вдоль границы с Сибирской платформой. На Западно-Сибирской плите подобно построенные отложения в основании нижнего мела известны под названием ачимовской пачки, выделенной Ф.Г. Гурари (1959). Второй тип — разрезы, характеризующиеся субгоризонтальным залеганием песчаных тел пластообразной формы, образующие довольно мощную пачку базального типа в основании нижнехетской толщи — мангазейскую (Кулахметов и др., 1985). Первый тип разреза распространен в западной части регионального прогиба (Центрально-Таймырский мегалпрогиб). На остальной территории развит второй тип разреза.

Ачимовский горизонт имеет изменчивую мощность, а в отдельных разрезах может не выделяться совсем. Но в целом отмечается тенденция возрастания мощности к центру западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (Дерябинская пл. — более 300 м). Еще более резким изменениям подвержено распределение песчаных проницаемых пород в составе пачки.

Песчаники мелко- и среднезернистые, серые и светло-серые с зеленоватым оттенком, косослоистые, содержат тонкие алевролитистые прослои, скопления обугленного детрита, намывы слюды. Сортировка пород хорошая и средняя, цемент глинисто-слюдистый, по типу поровый, пленочный, коррозионный.



Мангазейская толща имеет более простое строение. Образующие ее песчано-алевритовые пласты невыдержаны по простиранию. Общая мощность пачки, включая алеврито-глинистые породы, изменяется от 30 м на Малохетском мегавале (Семеновская пл.) до 272 м на Большехетском мегавале (Тагульская пл.). В целом наблюдается увеличение мощности пачки от обрамления вглубь бассейна. Наибольшая глубина залегания пачки фиксируется на Большехетском вале (2700 м).

В средней части нижнехетской свиты выделяются маломощные песчаные тела. В пределах области развития ачимовской пачки эти тела имеют аномально-наклонное залегание и линзовидную форму, небольшую мощность и ограниченную площадь развития. В пределах территории развития мангазейской пачки песчаные породы этого горизонта залегают в виде пластов, количество которых на Нижнехетском вале (Тагульская пл.) достигает 7, а суммарная мощность 158 м.

В верхней части нижнехетской свиты выделяется сузунский горизонт, который объединяет песчаные пластообразные тела. Эти пласты по литологическому составу аналогичны песчаным пластам, залегающей выше суходудинской толщи, но отличаются от них более "мористым" фаціальным обликом. Их формирование, вероятно, происходило в условиях прибрежных отмелей, в зоне подвижного морского мелководья, поэтому песчаные тела имеют рукавообразную, вытянутую в плане форму с ориентировкой вдоль береговой линии палеобассейна. Пласты в этом горизонте нередко имеют значительную площадь развития и выдержанную мощность (пласт НХ<sub>1</sub> Нижнехетского района).

Суходудинская свита верхневаланжин-нижнеготеривского возраста развита на всей территории Енисей-Хатангского регионального прогиба (исключение - сводовые части Рассохинского и Балахнинского мегавалов). Границы распространения свиты соответствуют границам значительного опесчанивания отложений примерно до 90% от их общей мощности. Максимальная мощность толщи установлена в районе Ушаковской и Казанцевской площадей, где она превышает 800-900 м. В пределах Носковско-Агапкинско-Дудьптинско-Жданихинского мегaproгибов мощность толщи достигает 600-700 м, к сводовой части Малохетского вала она сокращается до 200-300 м, такое же сокращение наблюдается и в прибрежных зонах Енисей-Хатангского прогиба. Глубина залегания кровли свиты в пределах мегaproгибов 2,6-2,8 км.

На границе суходудинской и нижнехетской свит наблюдается литологическое замещение песчаных отложений суходудинской

толщи алевроито-глинистыми отложениями, что позволяет считать ее нижние слои возрастными аналогами верхних слоев нижнехетской толщи. Такое же явление характерно и для верхних границ, т.е. стратиграфические границы скользкие.

Свита представлена ритмичным переслаиванием алевроитопесчаных и алевроито-глинистых пачек, соотношение которых меняется в пределах области развития толщи. Составляющие толщу пачки и слои залегают субпараллельно между собой, выдержаны по площади и неплохо прослеживаются в пределах отдельных площадей. В разрезе свиты выделяются несколько регионально развитых глинистых пачек (пеляткинские слои, носковская пачка или глинистые покрывки пластов Сд<sub>4</sub> и Сд<sub>8</sub>). К этим пачкам приурочены протяженные сейсмические отражающие горизонты – региональные I<sup>B</sup> и I<sup>T</sup> или субрегиональные, прослеживаемость которых облегчает межплощадную корреляцию основных песчаных горизонтов суходудинской свиты. Песчаные пачки имеют относительно простое строение. Разделяющие их глинисто-алевритовые горизонты характеризуются переслаиванием аргиллитов и алевролитов. Мощности их также изменяется в широких пределах.

Основными литологическими разновидностями пород свиты являются песчаники, алевролиты и аргиллиты. Песчаники светло-серые и серые, иногда с зеленоватым оттенком, мелко- и среднезернистые, глинистые, зачастую слабо сцементированные, переходящие в песок, слоями каолинизированные и карбонатизированные. Слоистость пород косая, волнистая, линзовидная, реже горизонтальная. В песчаниках часто наблюдаются немногочисленные угловатые обломки темно-серых аргиллитов, прослойки и линзовидные включения углисто-глинистого материала и обугленного растительного детрита, по плоскостям наслоения намывы слюды. Алевролиты серые, буровато-серые в зависимости от содержания глины и углистого материала, с линзочками и прослоями мелкозернистого песчаника, зачастую карбонатного, и линзочками аргиллита черного цвета. Песчаники и алевролиты преимущественно хорошей сортировки, аркозовые, реже граувакковые, содержат до 30% аксессуарных минералов, 1-5% (иногда до 12%) слюд, 10-25% (метаморфические, эффузивные, интрузивные). Цементируются слюдиристо-глинистым каолинистым и карбонатным материалом. Цемент по типу поровый, базальный. Аргиллиты темно-серые, серые с зеленоватым оттенком, в различной степени алевроитистые, зачастую содержат линзы, прослои алевролитов и песчаников светло-серого цвета. В аргиллитах много растительных остатков, кон-

креций и включений сидеритов, обломков обугленной древесины. Глинистая часть по рентгеноструктурному анализу содержит гидрослюд 45–60%, хлорита 35–45%, смешанослойных 5–15%, каолинита 5%.

Количественное соотношение алевроитово-песчаных и глинистых пород по разрезу толщи непостоянно. Значительное опесчанивание толщи установлено на Балахинском мегавале.

Малохетская толща верхнеготерив-барремского возраста широко развита в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба за исключением сводовых зон мегавалов, где эти отложения размыты. Общая мощность малохетской толщи варьирует от 100 до 500 м. Максимальная мощность установлена в Турковской скв. 3 (497 м), минимальная – в Тагульской скв. 6 (88 м). Глубина залегания кровли в Центрально-Таймырском и Дудьптинско-Жданихинском мегапрогибах 1,6–1,8 км.

Малохетская свита представлена преимущественно песками и песчаниками, переслаивающимися с алевролитами и глинистыми породами. В глинистых и алевролитовых прослоях отмечаются маломощные прослои углей. Глинистые породы образуют невыдержанные по простиранию прослои и пачки, мощность которых не более 20 м. Пески и песчаники светло-серого цвета, мелко-, среднезернистые, каолинизированные, слабо сцементированные, реже встречаются более крепкие известковистые разновидности. Породы косослоистые (до 45° к оси зерна), участками брекчевидные, обломки представлены темно-серыми алевролитами различной формы. Алевролиты серые, буровато-серые, глинистые с косой волнистой и линзовидной слоистостью. Песчаники и алевролиты по составу аркозовые (кварц 50–60%, полевые шпаты 30–35%, обломки пород 5–10%). Сортировка обломочного материала различная – от хорошей до несортированных разновидностей. Обломочный материал каолинизирован и серицитизирован. Цемента в порах мало – 10–15%, тип цемента поровый, пленочный, реже соприкосновения, по составу хлорит-каолинитовый с примесью гидрослюды.

Судя по литологическим особенностям формирование отложений происходило в лагунно-континентальных условиях при аридном климате, способствовавшем образованию каолинита.

В Пелятинско-Соленинском районе малохетская свита по строению и содержанию глинистых пачек подобна суходудинской и совместно с ней выделяется под названием адыкинской свиты.

Яковлевская свита апт-альбского возраста развита на всей исследуемой территории, исключая сводовые части Малохетского и Рассохинского мегавалов, где отложения этой

свиты размыты. Границы области развития свиты соответствуют линиям ее существенного опесчанивания в прибортовых частях прогиба. Внутри области развития толщи на отдельных участках наблюдается полное или частичное опесчанивание разреза. Полное опесчанивание установлено в сводовой части Балахнинского мегавала, значительное опесчанивание фиксируется в районе Кубалахского мегавала и Логатской площади, в центральной части Малохетско-Мессояхского мегавала (Ермаковская, Костромская пл.). Мощность яковлевской свиты варьирует в зависимости от структурного положения. В прибортовых зонах и в центральных частях региональных положительных структур она составляет 151–270 м, в центральных частях прогиба – 560 (Яковлевская пл.) – 574 м (Танамский свод, Яровская пл.). Максимальная мощность толщи вскрыта в Тагульской скв. 6 – 628 м (Большехетский мегавал).

На большей части области развития толща залегает согласно на подстилающих отложениях и только в районе Балахнинского мегавала с перерывом и угловым несогласием. На значительной площади отложения толщи охвачены многолетней мерзлотой.

Нижняя часть яковлевской свиты имеет очень сложное строение. Она сложена невыдержанными по составу и мощности алеврито-глинистыми и алеврито-песчанистыми пачками и пластами, корреляция которых вызывает большие затруднения даже в пределах отдельных площадей. Эти пласты и пачки образуют линзовиднослоистую толщу с резким выклиниванием литологических тел. Соотношения глинистых и песчаных пород в разрезе примерно равные: вверх по разрезу количество глинистых пород возрастает. Мощность пластов и пачек колеблется от первых метров до 20–30 м. Породы глинисто-алевроитовых пачек серые и темно-серые неоднородные, по составу каолинит-гидрослюдистые. Алеврито-песчаные пласты представлены, главным образом, песчаниками и песками серого и светло-серого цвета, кварц-полевошпатовыми, мелкозернистыми, слюдистыми, глинистыми, слабо литифицированными, тонкослоистыми. В породах встречаются рассеянная мелкая галька и гравий кварца, кремнистых пород и диабазов.

Средняя часть яковлевской свиты представлена преимущественно глинистыми отложениями. В отдельных разрезах наблюдаются песчаные пласты, имеющие, вероятно, линзообразную морфологию, несообщающиеся между собой и с выше- и ниже-лежащими породами. Общая мощность толщи на большей части территории 300–500 м, мощность отдельных пачек достигает 130 м.

В литологическом отношении непроницаемые пласты представлены переслаиванием глин и алевролитов серого и темно-серого цвета, слоистость пород волнистая, косая, линзовидная. Глины каолинит-гидрослюдистые.

Верхняя часть яковлевской свиты по строению подобна ее нижней части и представлена сложным переслаиванием алевроито-песчаных и глинистых пластов и пачек, преобладают песчаные пласты. Глинистые пачки не выдержаны по простираению. В наиболее погруженных участках в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба яковлевская свита четко расслаивается на относительно глинистые и песчаные пачки. Значительное опесчанивание свиты наблюдается на Балахинском и Кубалахском мегавалах.

Отложения верхнего мела представлены терригенными породами долганской, дорожковской, наоновской, мессояхской и танамской свит.

Долганская свита сеноманского возраста распространена практически на всей территории Енисей-Хатангского регионального прогиба и залегает согласно на отложениях яковлевской свиты. В пределах Балахинского, Рассохинского и Малохетско-Мессояхского мегавалов отложения свиты частично или полностью уничтожены предчетвертичным размывом. Небольшие участки размыва установлены в районе Ермаковской площади и в районе Дорофеевского и Гольчихинского поднятия. Мощность толщи варьирует в широких пределах. Максимальные значения установлены на Средне-Пясинской площади (скв. 2 - 515 м) и в разрезе Кубалахской скв. 359 (528 м), на поднятиях Пеляткинско-Соленинской группы - менее 300 м.

Максимальная глубина залегания толщи в Носковско-Агапском и Дудыптинско-Жданихинском мегапрогибах оценивается в 800 м и более. В пределах валов толща выходит на предчетвертичную поверхность и на некоторых участках обнажается на дневной поверхности. На большей части Енисей-Хатангского регионального прогиба толща залегает на глубинах (400 м), подверженных влиянию многолетней мерзлоты. Исключение - район Носковской впадины и территории левобережья р. Енисей.

Повсеместно свита сложена преимущественно песками и песчаниками, глины и алевролиты имеют подчиненное значение. Повышенное содержание глинисто-алевролитовых пород, залегающих в виде маломощных невыдержанных пластов, отмечается в разрезах скважин на Ванкорской, Паютской, Яровской, Сузунской, Северно- и Южно-Соленинской, Рассохинской площадях. Увеличение глинистости разреза долганской свиты наблюдается

на тех же площадях, где развиты глинистые разрезы суходудинской и малохетской свит. Пески и песчаники серые, желтовато-серые, бурые с зеленоватым оттенком, мелко- и среднезернистые, алевролитистые, косослоистые, часто каолинизированные. В песчаниках встречаются известковые и сидеритовые конкреции. Алевролиты и глины серые и темно-серые, частично каолинизированные, горизонтально слоистые. В целом для пород характерно наличие обломков древесины, галек глин, зерен янтаря (Ронкина, 1965).

Дорожковская свита нижнетуронского возраста имеет приблизительно ту же площадь распространения, что и долганская свита. Мощность свиты колеблется от 40 м (Яковлевская, Дерябинская пл.) до 112 м (Джангодская, Западно-Кубалаская пл.). Зона минимальных мощностей (менее 50 м) фиксируется в Носковской и Агапской впадинах, а зона максимальных мощностей - в восточной части Рассохинского и юго-западной части Балахнинского мегавалов.

Свита литологически неоднородна. В зонах, протягивающихся вдоль границ с Сибирской платформой и вдоль северных склонов Рассохинского и Балахнинского мегавалов, наблюдается значительное опесчанивание глинистого разреза (расклиниваются пачки глин песчаниками прослоями). В районе верховья р. Турухан предполагается полное опесчанивание покрышки - в разрезах скважин Туруханской, Налимьей и Костромской площади свита не выделяется.

На большей части территории дорожковская свита представлена преимущественно алевроито-глинистыми отложениями с редкими тонкими прослоями песков и песчаников. Глины темно-серые с зеленым оттенком, алевролитистые. Алевролиты серые, зеленовато-серые, прослоями глауконитовые. В глинисто-алевроитовых породах встречаются конкреции пирита, обломки фауны. Пески и песчаники серого цвета с зеленоватым оттенком, мелкозернистые с глинисто-алевроитовыми включениями. В основании свиты залегает первый фосфоритовый горизонт с морской фауной.

Литологический облик отложений, наличие желваков пирита, фосфорита, присутствие глауконита указывает на морской генезис отложений в относительно неглубоком теплом бассейне.

Насоновская свита верхнетурон-сантонского возраста сложена ритмично чередующимися пачками глин, алевролитов и песчаников с фосфоритовыми горизонтами в основании каждой пачки. Всего в разрезе свиты выделяется пять фосфоритовых горизонтов.

Мессояхская (солпадинская) свита кампанского возраста развита на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба и представлена в нижней части глинами, нередко опоковидными или с бобовинами и оолитами лептохлоритов, с фосфоритовым горизонтом в основании, в верхней - серыми неслоистыми алевролитами.

Танамская свита маастрихтского возраста развита на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба и представлена прибрежно-морскими фациями. Она сложена песками и алевролитами с прослоями глин и конкрециями песчаников. Мощность свиты 30-132 м. В основании свиты залегает фосфоритовый горизонт.

Всего в разрезе турон-маастрихта выделяется до восьми фосфоритовых горизонтов. Отложения верхнетурон-маастрихтского возраста залегают преимущественно в зоне влияния многолетнемерзлых пород.

Выводы. Границы седиментации в юрско-меловом времени не оставались постоянными. Начиная с нижней юры площадь осадконакопления расширялась. Максимальная площадь осадконакопления соответствовала бат-неокомскому времени. На протяжении всего последующего геологического времени происходило сокращение границ осадконакопления.

Осадконакопление происходило преимущественно в морских и прибрежно-аллювиальных условиях.

Разрез юры слагают терригенные отложения с четко выраженной крупной ритмикой: глинистые толщи чередуются с преимущественно песчанистыми. Мощность юрских отложений увеличивается к центральной части прогиба и с запада на восток и не контролируется современным структурным планом. Максимальные мощности юрских отложений (3300 м) фиксируются в восточной части прогиба.

В центральных и северных районах прогиба верхнеюрские отложения имеют преимущественно алеврито-глинистый состав и выделяются в самостоятельную гольчихинскую свиту, в отличие от южных районов, где в средней части верхней юры присутствует алеврито-песчаная толща сиговской свиты, которая подстилается породами точинской свиты и перекрывается образованиями яновстановской свиты.

Нижнемеловые отложения по сравнению с юрскими характеризуются менее выраженной и более частой ритмикой. Наиболее полные разрезы меловых отложений вскрыты в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, где они имеют и максимальную мощность (2350 м). На востоке региона

меловые отложения выходят на дневную поверхность и большая их часть размыта. В этом же направлении сокращается мощность меловых отложений. В целом мощность меловых отложений во впадинах возрастает.

Развитые в разрезе верхнеюрских – неокомских отложений песчаники на большей части изученной территории Енисей–Хатангского регионального прогиба залегают субгоризонтально и имеют пластообразную форму, а в западной части Центрально–Таймырского мегапрогиба они образуют клиноформные тела. Отличия наблюдаются и в строении яковлевской свиты апт–альбского возраста. В западной части Центрально–Таймырского мегапрогиба она четко расслаивается на относительно мощные глинистые и песчаные пачки.

### Тектоническое районирование

Енисей–Хатангский региональный прогиб представляет собой крупную, отрицательную структуру площадью около 400 тыс. км<sup>2</sup>, разделяющую Сибирскую платформу и Горный Таймыр. Границы его устанавливаются по выклиниванию мезозойских или более молодых отложений, слагающих верхнюю часть осадочного чехла. В южном ограничении прогиба отмечаются также флексуорообразные перегибы и разрывные нарушения. В западном направлении Енисей–Хатангский региональный прогиб раскрывается в Гыданскую синеклизу Западно–Сибирской плиты, на востоке ограничен Анабаро–Хатангской седловиной. Западная граница прогиба проводится условно вдоль Таймырского и Гыданского выступов и субмеридионального прогиба в пределах Антипаутинской впадины, т.е. по появлению структур, имеющих поперечное к Енисей–Хатангскому прогибу простирание.

В осадочном чехле прогиба выделяются три структурных этажа.

Нижний структурный этаж по аналогии со структурным обрамлением сложен глубоко метаморфизованными породами архей–протерозойского возраста. Общая мощность этих пород 15–25 км, глубина залегания кровли около 16 км. Данные ГСЗ (Н.М. Чернышов, 1983) указывают на сокращение мощности осадков данного структурного этажа в наиболее глубоких впадинах Енисей–Хатангского прогиба.

Средний структурный этаж залегает на нижнем с резким угловым несогласием. Кроме аналогий с сопредельными районами, сведения о его составе получены при глубоком бурении



в пределах прогиба на Малохетском вале. Он состоит из верхнепротерозойско–среднепалеозойских преимущественно карбонатных неметаморфизованных пород. По составу и фациям они сопоставляются с синхронными осадочными образованиями Сибирской платформы. Общая мощность их 4–6 км, глубина залегания кровли в наиболее глубоких впадинах до 11 км.

Верхний структурный этаж сложен осадочными породами от верхнего палеозоя до современных.

По поверхности фундамента рассматриваемый прогиб представляет собой относительно простую структуру, раскрывающуюся в западном направлении. Глубина залегания поверхности фундамента в центральных его зонах 8–12 км, а на бортовых участках уменьшается до 5–6 км.

Структурный план верхнепротерозойских–среднепалеозойских отложений изучен очень слабо. По кровле среднего структурного этажа прослеживаются внутренний и внешний борта прогиба.

Внутренний борт прогиба протягивается узкой полосой (70 км) вдоль южной границы Таймырской складчатости, погружаясь под мезокайнозойский платформенный чехол. Структурный план моноклинали представляет дислоцированную переходную зону от складчатости к платформе (К.М. Моргунова, 1973). В целом для нее характерно сложное блоковое строение со значительным смещением (возможно надвигами по разломам). В геофизических полях внутренний борт прогиба характеризуется следующим соотношением аномальных полей. В магнитном поле отмечается смена отрицательных значений  $\Delta T_a$  положительными аномалиями. Поле имеет плавные линейно-вытянутые контуры с резкими овальными максимумами интенсивностью до 10 мЭ. В.Э. Волк (1964) считает, что сгущению аномалий соответствуют линейные разломы древнего заложения. Гравитационное поле внутреннего борта прогиба имеет отрицательные значения и представлено системой широких вытянутых в северо-восточном направлении минимумов силы тяжести. Эти минимумы разделяются узкими зонами поперечных аномалий, вероятно, отражающих структуру поперечного поднятия.

Внешняя – приплатформенная зона Енисей–Хатангского прогиба занимает большую часть его территории и имеет более простое строение. Магнитное поле внешнего борта прогиба характеризуется широким полем отрицательных аномалий напряженностью 1–2 мЭ. Положительные значения  $\Delta T_a$  прослеживаются в виде узкого и протяженного максимума, который при-

надлежит зоне дробления в пределах Малохетско-Рассохинского приподнятого блока. Гравитационное поле внешнего борта прогиба выражается линейно-вытянутыми аномалиями  $\Delta g$ . По данным КМПВ фундамент внешнего борта ступенчато погружается на север.

Енисей-Хатангский прогиб разделяется Янгодо-Горбитским поперечным поднятием на две впадины: Усть-Енисейскую (западную) и Хатангскую (восточную). Поперечная структура по доюрской поверхности представляет собой сравнительно простое глыбово-блоковое поднятие.

Представления о региональном строении верхнепалеозойского (мезозойского) структурного этажа прогиба и осложняющих его структур разного порядка основываются, главным образом, на анализе материалов сейсморазведки. В разрезе осадочного чехла выделяется ряд отражающих сейсмических горизонтов, особенно надежных в юрских и меловых отложениях. Анализ материалов по указанным сейсмическим горизонтам позволяет осветить строение прогиба на приподнятых участках до глубины 5-6 км, а на погружениях до 7-8 км. В более глубоких горизонтах осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба сейсмические материалы являются менее надежными. Сравнительно выдержанные здесь отражающие горизонты У1 и УП относительно сближены в разрезе и находятся в трудно-расчленяемой толще, возможно, средне-нижнепермских отложений.

В составе прогиба выделяются северный и южный склоны (борта) и центральная зона. К центральной зоне приурочены наиболее крупные и контрастные структуры первого порядка. Бортовые участки имеют, в общем, моноклинальное строение. Более крутым является приплатформенный борт. Углы наклона пород в его пределах колеблются от 3 до 8°. Более пологий борт, примыкающий к Таймырской складчатой системе, в структурном отношении значительно более дифференцирован. Протяженность бортов составляет свыше тысячи километров. Ширина их изменяется от 20 до 150 км. Максимальные мощности юрско-меловых отложений на бортах составляют 2-3 км.

Основная ориентировка структур прогиба восток-северо-восточная, но при ближайшем рассмотрении обнаруживаются отличия в строении западной и восточной частей прогиба. В западной части прогиба центральные валы тяготеют к приплатформенному борту, а наиболее глубокие впадины - к северу от этих валов; в восточной части центральные валы смещены к Таймырской складчатой системе, а наиболее глубокие впадины

расположены южнее (рис. 2, 3, 4). В западной части структуры имеют субширотное простирание, в восточной – длинная ось структур вытянута на северо–восток (рис. 5).

Северный борт прогиба – Притаймырская моноклираль – осложнен структурами второго порядка – Таймырским и Янгодо–Горбитским выступами, Верхне–Таймырской моноклиралью и Бикадским структурным заливом.

Таймырский выступ расположен на крайнем северо–западе регионального прогиба и отличается наибольшей сложностью. Его размеры 270x130 км. Он осложнен многочисленными высоко–амплитудными локальными поднятиями, ограниченными разломами. Амплитуда в юрских горизонтах составляет около 2000 м, а в нижнемеловых отложениях уменьшается до 600–700 м. Площадь выступа колеблется по юрско–меловым отложениям от 53 до 53,5 тыс. км<sup>2</sup>. К востоку от Таймырского выступа расположена Пясинская полувпадина, имеющая размеры 280–300x130–140 км. Площадь ее по отложениям юры 38,8 тыс. км<sup>2</sup>, по отложениям мела около 44 тыс. км<sup>2</sup>. Восточнее Пясинской полувпадины располагается Янгодо–Горбитский выступ. От соседних структур выступ отделяется разрывными нарушениями. Структура в плане имеет относительно простое изометричное строение. Его размеры 135–145x130–140 км. Амплитуда по юрским отложениям составляет 650 м, по меловым 400 м. Площадь его по горизонтам юры 20 тыс. км<sup>2</sup>, по горизонтам мела 22,4 тыс. км<sup>2</sup>. Верхне–Таймырская моноклираль, расположенная к северо–востоку от Янгодо–Горбитского выступа, имеет размеры 320x80 км.

Южный борт Енисей–Хатангского регионального прогиба характеризуется относительно простым строением. Он представлен Северо–Сибирской моноклиралью, узкой и крутой на северо–западе и расширяющейся на востоке. В ее западной части выделяется Агапский выступ. Размеры выступа 50x35 км.

Характерной особенностью глубинного строения Енисей–Хатангского регионального прогиба является система протяженных узких и контрастных валов, объединяемых в Балахнинский мегавал на востоке прогиба и Рассохинский на западе. Эта система начинается на крайнем северо–востоке прогиба как продолжение ветви складок Горного Таймыра и затем постепенно переходит к южному борту прогиба. Она практически раскрывается в сторону Сибирской платформы в районе Агапского выступа.

Рассохинский мегавал – западный из системы центральных поднятий (валов), осложняющих Енисей–Хатангский региональ–

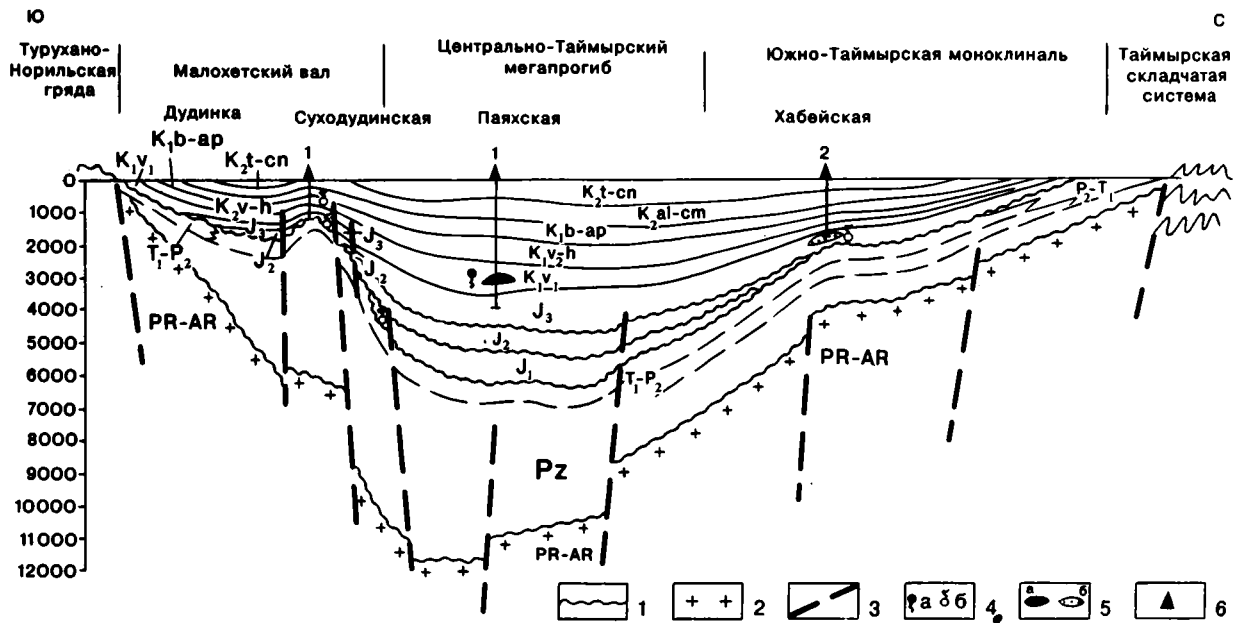


Рис. 2. Геологический разрез Енисей-Хатангского прогиба вдоль реки Енисей  
 1 - стратиграфические несогласия, 2 - кристаллический фундамент, 3 - предполагаемые разрывные нарушения, 4 - притоки: а - нефти, б - газа; 5 - залежи: а - нефти, б - газа; 6 - скважины

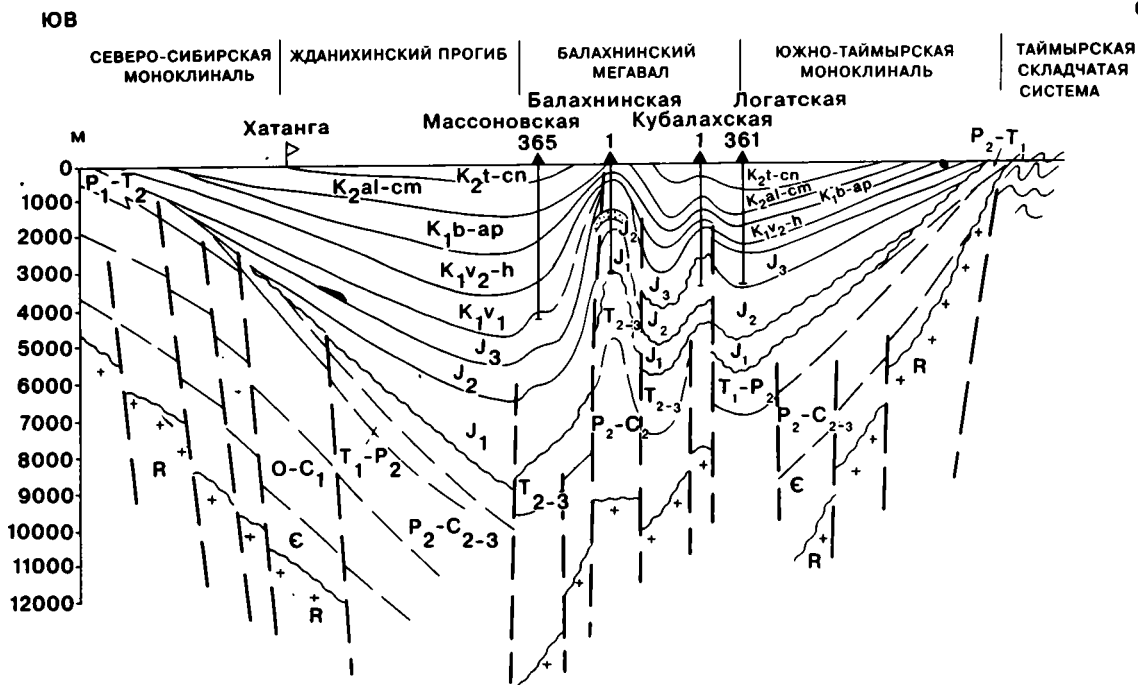


Рис. 3. Геологический разрез Восточной части Енисей-Хатангского прогиба  
Условные обозначения см. на рис. 2

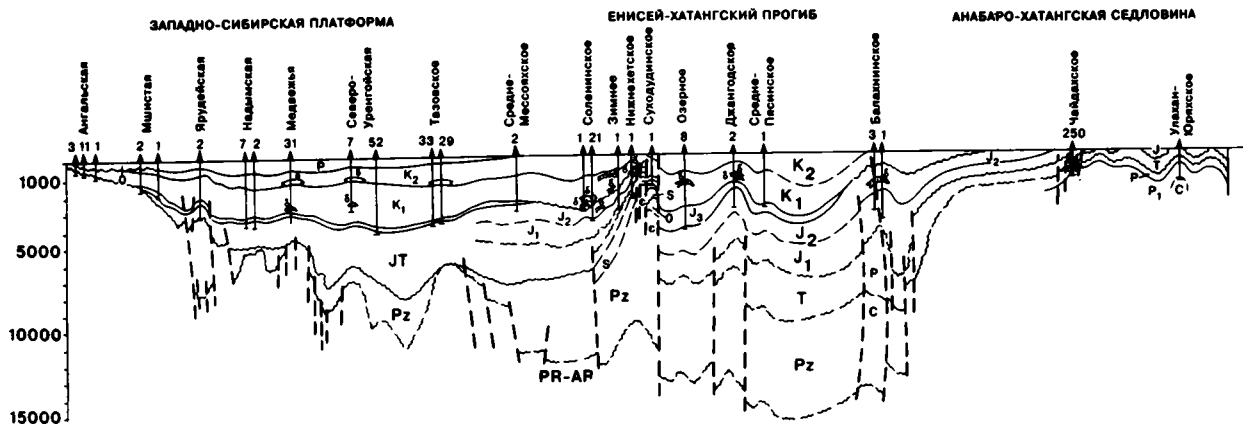


Рис. 4. Геологический разрез Енисей-Хатангского прогиба, северной части Западно-Сибирской платформы и Анабаро-Хатангской седловины  
Условные обозначения см. на рис. 2

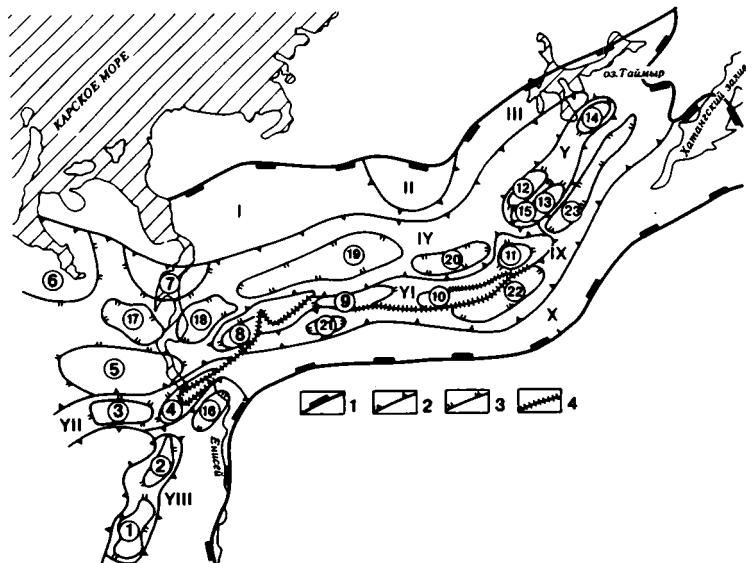


Рис. 5. Структурно-тектоническая карта Енисей-Хатангского регионального прогиба по кровле верхней юры

Границы: 1 - регионального прогиба, 2 - тектонических элементов первого порядка; 3 - второго порядка; 4 - разрывные нарушения. Тектонические элементы первого порядка: I - Северо-Таймырская моноклинал, II - Янгодо-Горбитский выступ, Ш - Притаймырская моноклинал, IV - Центрально-Таймырский мегапрогиб, V - Балахнинский мегавал, VI - Рассохинский мегавал, VII - Малохетско-Мессояхский мегавал, VIII - Приенисейская моноклинал, IX - Дудыптинско-Жданихинский мегапрогиб, X - Северо-Сибирская моноклинал, XI - Большехетский мегавал. Структуры второго порядка: 1 - Лодочный вал, 2 - Сузунский вал, 3 - Мессояхский вал, 4 - Малохетский вал, 5 - Танамская структурная терраса, 6 - Гыданская зона поднятий, 7 - Дерябинский выступ, 8 - Озерный вал, 9 - Тундровый вал, 10 - Волочанский вал, 11 - Курьинское поднятие, 12 - Кубалахский вал, 13 - Балахнинский вал, 14 - Владимирский вал, 15 - Таридский прогиб, 16 - Долганская впадина, 17 - Западно-Носковская впадина, 18 - Восточно-Носковская впадина, 19 - Агалский прогиб, 20 - Пайтурминский прогиб, 21 - Диамубский прогиб, 22 - Боганидский прогиб, 23 - Жданихинский прогиб

ный прогиб. Его структура имеет сложное строение. Основная часть мегавала ориентирована в субширотном направлении, его восточный участок характеризуется северо-восточным прости-

ранием и четкими очертаниями. С юга он, по-видимому, ограничен разломами. Мегавал осложнен Озерным полувалом, Тундровым и Волочанским валами, Курьинским куполовидным поднятием. Мегавал плавно ундулирует в западном направлении. Несколько особняком в структуре мегавала расположено Курьинское куполовидное поднятие, кулисообразно причленяющееся с севера к восточному окончанию Волочанского вала. В его пределах наблюдается значительная раздробленность пород.

Общие размеры мегавала 520–530х35–45 км. Амплитуда мегавала по низам юрских и, возможно, верхнетриасовых отложений около 2000 м, а в нижнемеловых отложениях (группа отражающих горизонтов 1) составляет 500–600 м. Таким образом, наблюдается значительный темп затухания структуры вверх по разрезу. Площадь мегавала по горизонтам юры 21,5 тыс. км, по горизонтам мела 23,6 тыс. км.

Изученность Рассохинского мегавала по палеозойским отложениям слабая. Судя по незначительному числу отдельных труднокоррелируемых сейсмических отражающих площадок, в палеозойских отложениях мегавал имеет блоковое строение.

Балахнинский мегавал непосредственно примыкает к Рассохинскому с востока, имеет северо-восточную ориентировку, асимметричную форму (юго-восточное крыло значительно больше по площади и круче северо-западного) и довольно сложное строение. В его пределах выделяются Владимирский, Кубалахский и Балахнинский валы и разделяющий два последних Таридский прогиб. Его юго-западная граница устанавливается четко по замыканию региональных изогипс, северо-восточная не столь определена. В настоящее время ее принято проводить по небольшой седловине между Владимирским куполовидным поднятием и Кирякско-Тасским структурным мысом. Однако возможно, что Кирякско-Тасский структурный мыс является структурным элементом Балахнинского мегавала. Общие размеры мегавала составляют 340–350х36–45 км. Амплитуда его в юрских отложениях составляет 800 м, в нижнемеловых сокращается до 300 м. Площадь мегавала изменяется от 15,5 тыс. км (отложения юры) до 16,3 тыс. км (отложения нижнего мела).

По более древним (палеозойско-триасовым) отложениям мегавал имеет значительно более сложное блоковое строение. Его присводовым участкам в юрско-меловых отложениях соответствуют зоны относительно опущенных блоков в палеозойских образованиях. Судя по залеганию сейсмических горизонтов У I и У II, а также по положению отдельных сейсмических площадок, структура мегавала в палеозойских отложениях представ-



ляется двухсводовой. Относительно приподнятые блоки сводов располагаются в пределах крыльевых участков и в зоне прилегающих прогибов по юрско-меловым отложениям. Большинство разломов, ограничивающих палеозойские блоки, в подошве юрских отложений затухает.

Малохетско-Мессояхский мегавал является продолжением системы центральных поднятий Енисей-Хатангского регионального прогиба на юго-западе, кулисообразно примыкая к западному окончанию Озерного полувала с юга. В пределах мегавала выделены Средне-Мессояхский и Малохетский валы. Размеры мегавала 200х400 км. В отличие от ранее описанных мегавалов рассматриваемая структура характеризуется относительно изометричной и в то же время более сложной формой. Восточные ее участки отличаются от западных большей тектонической напряженностью, что проявляется в контрастности мегавала и слагающих его элементов. В этих же районах в большей степени проявляются разрывные нарушения. Амплитуда мегавала значительно меняется вверх по разрезу от 1400 м (отложения нижней юры) до 400 м (отложения нижнего мела).

Наиболее прогнутые участки Енисей-Хатангского регионального прогиба представлены двумя мегапрогибами: Центрально-Таймырским и Дудыптинско-Жданихинским.

Центрально-Таймырский мегапрогиб является наиболее крупным. В его пределах выделяется Гыданская зона поднятий, Дерябинский выступ, Танамская структурная терраса, Западно-Носковский, Восточно-Носковский, Агалский и Пайтурминский прогибы. Расположен мегапрогиб между северным бортом Енисей-Хатангского регионального прогиба и зоной центральных валов. Размеры мегапрогиба 1000х70 км. Глубина залегания юрских отложений во впадинах достигает 8-9 км.

Дудыптинско-Жданихинский мегапрогиб располагается между зоной центральных поднятий Енисей-Хатангского регионального прогиба и его южным бортом и состоит из ряда прогибов, размеры которых увеличиваются с запада на восток: Дудыптинского, Диамутского, Боганидского, Жданихинского, разделенных седловинами: Крестовской, Кыстыхтахой, Топской. Богданихинский и Жданихинский прогибы являются самыми глубокими. Глубина залегания юрских отложений в наиболее погруженных их северных участках достигает 10 км. Северное крыло мегапрогиба примыкает к крупному разлому, по которому он сочленяется с Рассохинским мегавалом, а южное практически сливается с южным относительно крутым бортом Енисей-Хатангского регионального прогиба. Ориентировка мегапрогиба

до долготы  $96^{\circ}$  субширотная, затем она резко меняется на северо-восточную. Протяженность структуры около 1000 км, ширина в центральной части 50 км.

На левобережье р. Енисей в пределах Западно-Сибирской плиты выделяется Большехетский мегавал, простирающийся в юго-западном направлении. Он осложнен Сузунским, Лодочным валами и Долганским структурным заливом. Размеры мегавала  $200 \times 50$  км.

У выделяемых в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба структур второго порядка морфологические параметры меняются в значительных пределах. Среди изученных преобладают структуры длиной от 40 до 150 км (90%). Длина большинства поднятий до 100 км, а отрицательных структур – от 100 до 150 км. Короткие оси изменяются от 15 до 58 км. Площади положительных структур колеблются в пределах от 930 до  $5100 \text{ км}^2$ , отрицательных –  $2125-5100 \text{ км}^2$ . Среди первых преобладают структуры (75%) с площадями от 1 до 5 тыс.  $\text{км}^2$ , среди вторых наиболее часто (около 83%) встречаются структуры с площадями от 2 до 3 тыс.  $\text{км}^2$  и от 5 до 6 тыс.  $\text{км}^2$ .

Амплитуды поднятий второго порядка изменяются от 300 до 1400 м. Преобладают структуры (до 83%) с амплитудой до 1000 м. Изменение амплитуд отрицательных структур находится в пределах 150–3800 м.

Ориентировка структур второго порядка в основном подчинена простиранию положительных и отрицательных структур, на которых они располагаются.

В настоящее время на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба выявлено более 100 локальных поднятий. По классификации Д.Б. Тальвирского (1976) локальные структуры подразделяются на гармоничные, характеризующиеся сохранением структурного плана по различным стратиграфическим горизонтам юры и мела, дисгармоничные, характеризующиеся изменением структурного плана в меловых отложениях, инверсионные и погребенные, не находящие выражения в вышележащих отложениях. По истории развития локальные структуры подразделяются на унаследованные и новообразованные. Первые сформировались в результате структурообразующих движений, унаследованных от предыдущего этапа развития, вторые – в результате структурообразующих движений ранней (верхняя юра) и поздней генерации (конец олигоцена и конец плиоцена). Большинство локальных структур представляет собой брахиантиклинальные или куполовидные платформенные складки. Последние расположены в западной части прогиба.

Площади локальных поднятий изменяются от 5 до 300 км<sup>2</sup>. Большинство исследуемых структур (71,5%) имеет площади 26–200 км<sup>2</sup>. Величины амплитуд локальных структур колеблются от 30 до 600 м. Около 60% поднятий имеют амплитуду 50–100 м, около 27% поднятий – от 101 до 300 м. Таким образом, основное количество изученных локальных структур данного региона среднеамплитудные.

Вверх по разрезу отмечается уменьшение амплитуд и возрастание площадей поднятий. Наиболее крупными являются структуры, расположенные в западной части прогиба – Сузунская, Пеляткинская, Соленинская. Их площади по отдельным горизонтам достигают 950 км<sup>2</sup>. В пределах Рассохинского и Малохетско-Мессояхского мегавалов выделяется ряд структур, образование которых связано с разрывными нарушениями. Они характеризуются небольшими размерами, значительной амплитудой, резким сокращением вплоть до полного отсутствия юрских отложений.

Для большинства локальных структур, как и для структур второго порядка ориентировка соответствует простиранию более крупных структур, на которых они располагаются.

Таким образом, Енисей-Хатангский региональный прогиб является унаследованной депрессионной структурой. Время заложения прогиба предположительно рифейское.

Внутреннее строение прогиба асимметрично: в западной части валы тяготеют к приплатформенному борту прогиба, а наиболее глубокие впадины расположены к северу от этих валов; в восточной части валы смещены к Таймырской складчатой системе, а наиболее глубокие впадины расположены южнее.

В западной части структуры имеют субширотное простирание, в восточной – длинная ось структур вытянута на северо-восток.

Вверх по разрезу наблюдается уменьшение амплитуд и возрастание площадей структур первого-третьего порядков.

#### Основные этапы геологического развития

На историю геологического развития Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) в доюрское время существуют различные точки зрения, что объясняется недостатком фактического материала о строении и вещественном составе докембрийских, палеозойских и триасовых образований, поскольку указанные отложения погружены на значительную глубину и перекрыты

мощными (до 5–6 км) юрско–меловыми осадками. Поэтому все исследователи в той или иной степени отождествляют историю развития прогиба с историей развития примыкающей к нему Таймырской складчатой системы.

Историю развития горного Таймыра оценивают по-разному. Так, А.Д. Архангельский, Л.А. Яншин, И.Б. Атласов, А.В. Пейве, Ю.М. Пушаровский, В.А. Вакор, Б.Х. Елизаров, В.К. Соколов, Т.П. Кочетков, И.М. Мигай и другие считают, что эпоха складчатости на Таймыре представлена двумя фазами: раннедевонско–позднепермской и позднепермско–триасовой. При этом не подвергается сомнению геосинклинальное развитие региона; возраст складчатости определяется как герцинский. В то же время Л.А. Яншин отмечает значительное влияние на формирование Таймырской структуры Тихоокеанских мезозойдов.

Н.Н. Урванцев, Н.Н. Ростовцев, П.К. Куликов и другие рассматривают Таймырскую складчатую область, как обширную герцинскую геосинклинали, горообразовательная фаза которой завершилась в конце перми; по мнению этих авторов, в строении области принимают участие два комплекса – протерозойский и палеозойский – резко различающихся между собой и разделенных крупным несогласием.

Ю.Е. Погребинский, Д.С. Сороков, В.Э. Волк, И.В. Боголепов, Д.Б. Тальвирский и другие считают, что Таймырская складчатая система принадлежит к эпикратонным геосинклиналям Сибири и возникла в начале нижнего мезозоя в результате интенсивных горообразовательных процессов в смежной Тихоокеанской геосинклинали. Эти авторы указывают, что Таймырская складчатая система была сформирована движениями карбонотриасового тектонического цикла; до этого на ее месте находились структуры Северо-Азиатской (прото-Сибирской) платформы. С юрского же времени складчатая система представляла собой уже основание молодой платформы. Процесс эпиплатформенной активизации в позднем палеозое – мезозое был широко развит на востоке Евразийского материка и связан с развитием Тихоокеанского геосинклинального пояса. Ю.Е. Погребинский (1971) особо отмечает, что формированию Таймырской складчатой системы не предшествовала геосинклинальная стадия, что вполне соответствует современным представлениям об эпиплатформенной активизации. Об этом же свидетельствует и складчато-блоковое строение Горного Таймыра.

Наши представления о времени образования и структуре складчатой области Таймыра в большой степени совпадают с выводами последней группы исследователей.

В любом случае, при описании докембрийской истории развития прогиба необходимо отметить следующее:

- судить о строении докембрийских образований весьма сложно из-за их совершенной неизученности; анализ магнитного и гравитационного полей прогиба и смежных областей свидетельствует об общем строении докембрия горного Таймыра и регионального прогиба;

- формационный и литологический состав изученных палеозойских отложений Сибирской платформы, регионального прогиба и горного Таймыра весьма сходен; наблюдается последовательное увеличение мощностей в сторону горного Таймыра. Так, мощности среднекаменноугольно-триасовых отложений изменяются от 1,5-2 км на севере Тунгусской синеклизы, до 3-4 км на южном крыле Енисей-Хатангского прогиба и 5-7 км вблизи Таймырской складчатой области. В пределах последней аргиллиты замещаются сланцами, песчаники - кварцитами и т.д., что вполне естественно, учитывая активизацию ее в мезозое. Вместе с тем туфотрапповая и туфолаговая позднепермско-раннетриасовые толщи, характерные для всей территории западной части Сибирской платформы и представляющие трапповую формацию - однозначно платформенного образования - широко развиты по всей территории прогиба и горного Таймыра. Эти обстоятельства свидетельствуют о том, что в доюрское время территория ЕХРП и прилегающих районов представляла собой единый седиментационный бассейн, причем устойчиво прогибавшийся. Интенсивность прогибания нарастала, судя по распределению мощностей, с юга на север и с запада на восток; вся указанная территория составляла часть Сибирской платформы;

- региональные сейсмические работы (профилирование МОГТ), позволившие изучить в первом приближении общее строение глубоководных толщ (до 11-14 км) триаса, палеозоя и верхнего докембрия, показали, что указанные отложения на территории прогиба недостаточно дислоцированы для того, чтобы считать их вовлеченными в герцинскую складчатость.

Дифференцированное развитие Таймыра, разделение его на Таймырскую складчатую область и Енисей-Хатангский прогиб, т.е. активизация северной периферии Сибирской платформы, началось в конце триаса. Именно в это время началось интенсивное воздымание, сопровождавшее складчато-блоковый тектогенез горного Таймыра; одновременно оформилась в общих чертах обширная впадина, разделившая Таймырское нагорье и Средне-сибирскую сушу.

Таким образом, с конца триаса горный Таймыр и ЕХРП стали развиваться совершенно разными, но связанными друг с другом путями: орогенез Таймыра компенсировался перикратонным опусканием регионального прогиба, заполнявшегося продуктами размыва Таймырской и Среднесибирской суш.

Формирование прогиба в современных границах и его основных крупных структурных элементов происходило одновременно с формированием Таймырской складчатой области в течение всей юры и в целом завершилось в начале раннего мела. Последующее развитие прогиба происходило по схеме общего прогибания региона с периодической активизацией роста уже сформировавшихся крупных структур.

История развития ЕХРП в юрско-меловое время представляет большой интерес ввиду высоких перспектив нефтегазоносности этих отложений, поэтому она рассматривается подробнее.

Анализ мощностей и гранулометрического состава юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба свидетельствует о параплатформенном тектоническом режиме развития структуры в среднем и позднем мезозое, близком к режимам других периферических мезозойских синеклиз Сибирской платформы. При этом сохраняются существенные различия между Усть-Енисейской и Хатангской частями прогиба.

Раннегорская трансгрессия развивалась в западном направлении; в первую очередь в нее была вовлечена территория Хатангской палеовпадины. Приенисейская часть ЕХРП была вовлечена в процесс позднее и амплитуда нисходящих движений здесь была меньше. Максимальные прогибания и мощности (свыше 2 км) накопившихся раннеюрских отложений приходятся на осевую часть прогиба; мегавалы Рассохинский и Балахнинский (?) еще не существовали (рис. 6).

Унаследованно продолжал развиваться Малохетско-Танамский район. Трансгрессия проявилась здесь довольно слабо, лишь в позднем лейасе (мощности раннеюрских отложений не превышают 300-500 м); превалирует псаммитовая составляющая, что свидетельствует о близости области сноса - Среднесибирской суши.

К периферии Танамо-Малохетского района происходит расщепление песчаных пластов и латеральное замещение их алевролитами и, в дальнейшем, аргиллитами. Такая картина характерна для Усть-Енисейской впадины и западной части современного Рассохинского мегавала (пл. Озерная, Джангодская). Все это свидетельствует о незначительном суммарном прогибании Танамо-Малохетского района в раннеюрское время, на фоне которо-



го происходили довольно значительные дифференцированные по знаку вертикальные движения.

Максимум раннеюрская трансгрессия достигла в среднем – позднем лейасе, когда на большей части ЕХРП накапливались алевроито–пелитовые осадки; лишь в бортовых частях прогиба и Танамо–Малохетском районе преобладала псаммитовая фракция.

Раннеюрский ЕХРП продолжал унаследованно развиваться и в средней юре, однако, акценты в доггере несколько смещаются (рис. 7).

Так, в лайдинское время наиболее погруженными оказались Танамский район и значительная часть Приенисейского прогиба. Здесь накапливались глубоководные карбонатосодержащие глины, давшие начало карбонатизированным аргиллитам. Литологический состав указывает на быстрое интенсивное и некомпенсированное прогибание этого района. В то же время режим прогибания на остальной части ЕХРП оставался относительно стабильным, компенсированным; условия осадконакопления – морскими и прибрежно–морскими. Были характерны частые незначительные колебания уровня моря, приведшие к накоплению слоистых алевроито–глинистых отложений, примерно равных мощностей.

В вымское время вся территория прогибалась значительно медленнее, чем в лайдинское, что выразилось в накоплении существенно песчаных отложений примерно равной мощности. Прогибание полностью компенсировалось. В пределах центральной части прогиба опускание было несколько более интенсивным, однако и здесь оно полностью компенсировано. Об этом говорят и большие мощности вымских песчаников в указанных районах и более выдержанный фракционный состав. По мере удаления от этих районов пласты песчаников расщепляются, утончаются и в большей степени глинизируются.

В леонтьевское время продолжалось слабодифференцированное прогибание ЕХРП, причем вновь, как и в лайдинское время, Танамско–Приенисейская часть прогиба испытала быстрое некомпенсированное погружение: леонтьевские отложения здесь аналогичны лайдинским. На остальной части прогиба лайдинские отложения имеют алевроито–пелитовый состав с некоторым преобладанием более крупнозернистых разностей, вплоть до появления песчаных тел (Озерная, Джангодская и др. пл.). Восточная (Хатангская) часть ЕХРП в леонтьевское время также испытала значительное прогибание, однако здесь отрицательны тектонические движения в большой степени компенсировались нормально–морским осадконакоплением; при возрастании мощности леонтьевских отложений до 200–250 м, т.е. примерно



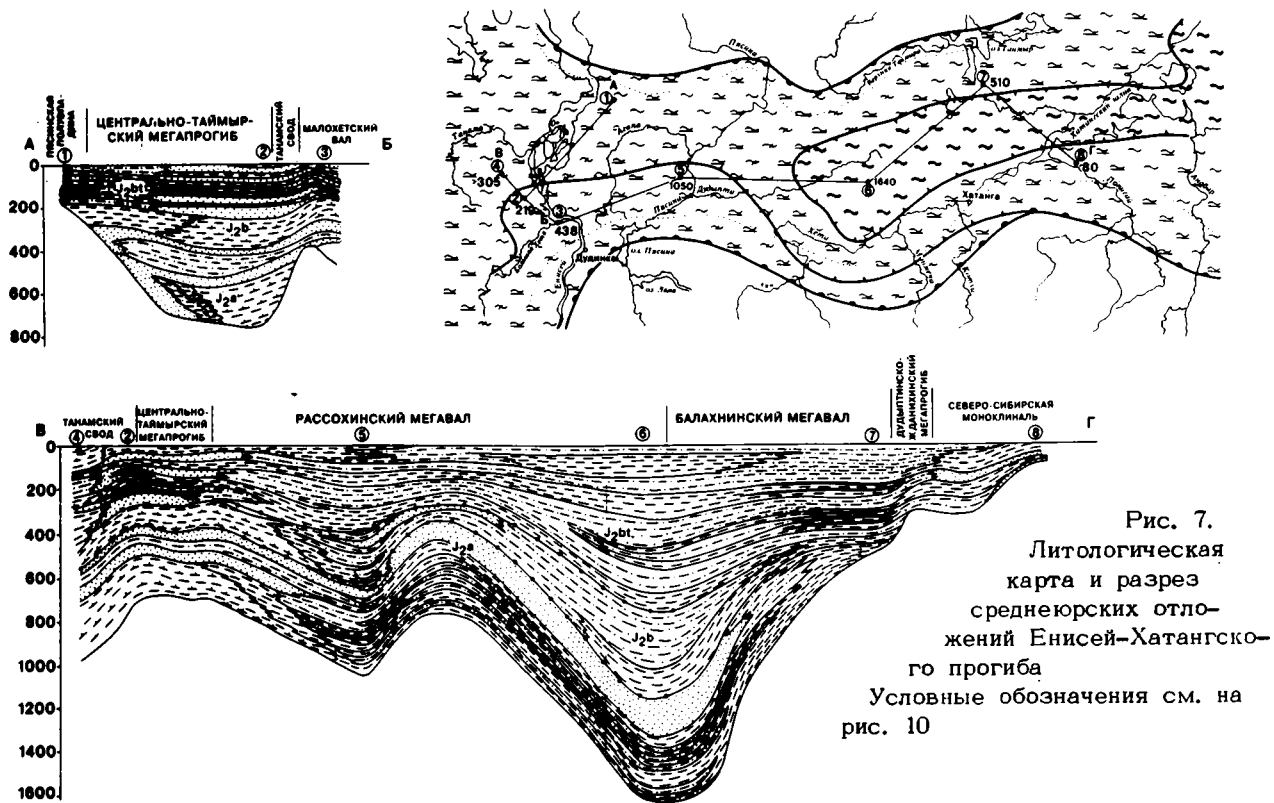


Рис. 7.  
Литологическая  
карта и разрез  
среднеюрских отло-  
жений Енисей-Хатангско-  
го прогиба  
Условные обозначения см. на  
рис. 10

вдвое по сравнению с районами современного Рассохинского вала, их состав остается тем же – аргиллиты и алевролиты.

Мальшевское время характеризуется резкой дифференциацией нисходящих вертикальных движений в западной и восточной частях ЕХРП.

В Танамо–Малохетском районе прогибание было незначительным, что привело к накоплению относительно маломощных преимущественно песчаных угленосных отложений; осадконакопление велось в субаквальных, в том числе и лагунных условиях. В восточном направлении усиливается прогибание бассейна, возрастают мощности (до 1,1 км) отложений, изменяется фракционный состав вплоть до алевроито–пелитового на Балахнинском мегавале и Курьинском поднятии. Все это свидетельствует о постепенном переходе к компенсированному сублиторальному и нормально–морскому осадконакоплению в Хатангской части ЕХРП в мальшевское время средней юры.

В позднеюрское время (рис. 8) территория ЕХРП сохранила основные черты развития, характерные для лейаса и доггера. Большая часть прогиба испытывала устойчивое компенсированное прогибание, выразившееся в накоплении мощной (до 1000 м) алевроито–пелитовой толщи гольчихинской свиты. Вместе с тем, Танамо–Малохетский район продолжал оставаться достаточно мобильным. В активные тектонические движения в верхнеюрское время была также вовлечена и территория Рассохинского мегавала; собственно, начало формирования этой крупной положительной структуры было положено именно в верхней юре. Территория Танамского свода, Малохетско–Мессояхского и Рассохинского мегавалов в середине верхней юры (сиговское время) испытала довольно значительное воздымание, о чем свидетельствуют песчаные пласты сиговской свиты, постепенно выклинивающиеся к периферии указанных поднятий, а также размыв в нижней части сиговской свиты, отмечаемый в тех частях поднятий, где верхнеюрские отложения не уничтожены предмеловыми размывами. В пределах Танамского свода, Малохетско–Мессояхского, Большехетского и Рассохинского мегавалов верхнеюрские отложения имеют трехчленное строение: здесь выделяют (снизу вверх) точинскую, сиговскую и яновстанскую свиты, которые вместе соответствуют гольчихинской; причем по литологическому составу точинская свита практически идентична нижней части (преимущественно алевролиты, прослой аргиллитов), а яновстанская – верхней части (преимущественно аргиллиты с прослоями алевролитов) гольчихинской свиты. Таким образом, ЕХРП в начале и конце верхней юры развивался как

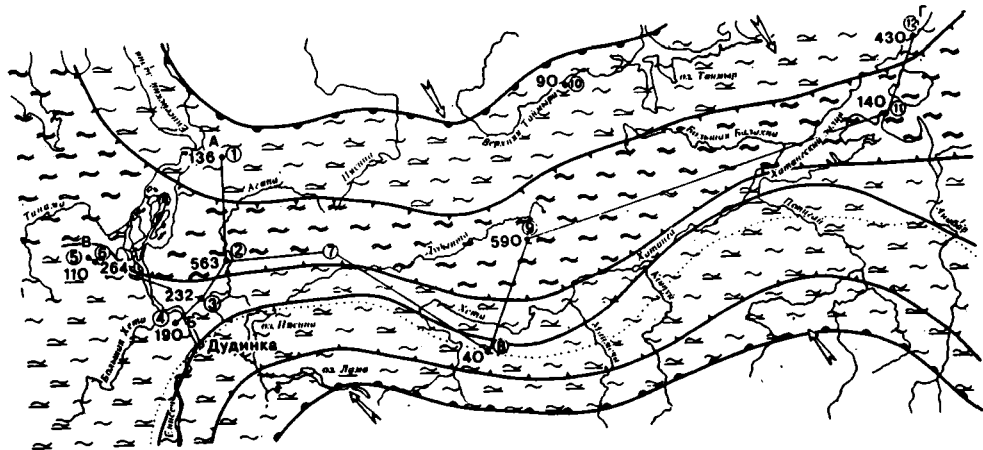
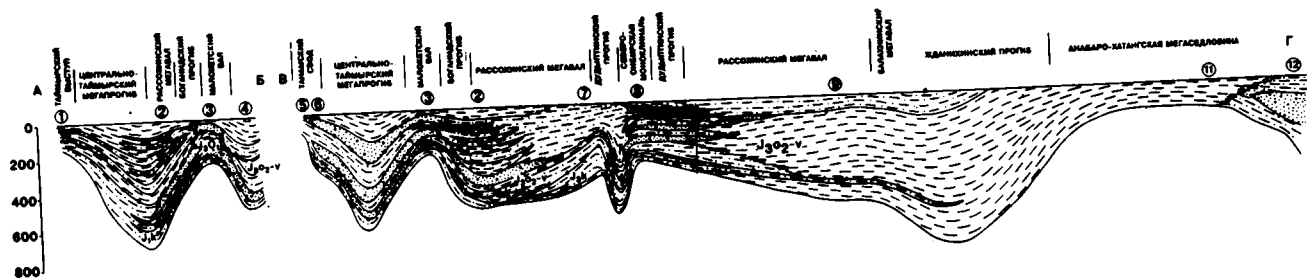


Рис. 8 Литолого-  
 фациальная карта и  
 разрез верхнеюрских  
 отложений Енисей-  
 Хатангского прогиба.

Условные обозначе-  
 ния см. на рис. 10



единое целое; в это время здесь господствовал сублиторальный режим компенсированного прогибания с осадконакоплением при пониженном (в начале верхней юры) и повышенном (в конце) уровне моря. В середине верхней юры в западной части ЕХРП активизировались Малохетский вал и Танамский свод, испытавшие воздымание. Активная зона распространилась далее на восток прогиба, чего не было в нижней и средней юре и в воздымание была вовлечена территория современного Рассохинского мегавала; последний, таким образом, имеет верхнеюрское время заложения.

На рубеже юры и мела произошла крупная перестройка ЕХРП. Территория, в целом устойчиво прогибавшаяся в течение длительного времени, испытала резкое интенсивное воздымание. Наиболее сильно этот процесс проявился в пределах унаследованных юрских поднятий: Танамского свода, Малохетского вала, Рассохинского мегавала. Рост этих структур в предмеловое время особенно заметен. В сводовых частях этих структур размытами уничтожена большая часть верхнеюрских отложений, а на Мессояхской, Малохетской, Гундровой и Волочанской площадях размыт затронул и среднеюрские отложения. К этому же времени относится и начало формирования Балахинского мегавала, в сводовой части которого размыто примерно 450–500 м верхнеюрских осадков.

Подводя итоги юрскому тектогенезу ЕХРП следует отметить, что к началу мелового периода были заложены основы современного структурного плана прогиба, по крайней мере структур первого-второго порядков. Причем, если нисходящие движения, как правило, развивались с востока на запад, то восходящие, в том числе и структурообразующие, имеют обратную направленность. Так, Малохетский вал и, возможно, Танамский свод, существовали, как крупные положительные структуры, как минимум, с ранней юры: если не с более раннего времени. Об этом свидетельствует размыт всей толщи зимней свиты на Мало- и Нижнехетской площадях. В течение всей юры эти структуры развивались унаследованно; для разрезов всех площадей характерно сокращение мощности юрских отложений и преимущественно псаммитовый их состав; верхнеюрские отложения здесь, по большей части, размыты. Рассохинский мегавал первым из центральных поднятий начинает формироваться как крупная положительная структура в середине верхней юры; одновременно с активизацией Танамско-Малохетского района, мощности же ниже- и среднеюрских отложений и их литологический состав на площадях, где они не были

уничтожены размывом, сходны с одновозрастными отложениями района Балахинского мегавала, который испытывал стабильное погружение и в более позднее время.

Активизация всего ЕХРП в предмеловое время не только вызвала интенсивный рост унаследованных юрских структур, таких как Танамский свод, Малохетский вал и Рассохинский мегавал (равно как и разделяющих их прогибов и прибортовых впадин), но и привела к началу формирования структуры, завершающей систему центральных валов и поднятий ЕХРП – Балахинского мегавала. Следует еще раз подчеркнуть, что крупные положительные структуры имеют различный возраст заложения (Малохетский вал и, возможно, Танамский свод – доюрский, вероятно, не позже перми; Рассохинский мегавал – средне-позднеюрский; Балахинский – предмеловой) и связаны между собой лишь парагенетически. Поэтому под выражением "система центральных поднятий" или "система центральных валов" следует понимать лишь их пространственное положение в ЕХРП, помня об их гетерогенности.

В течение мелового периода происходит последовательное затухание тектонической активности на территории ЕХРП; что выражается в постепенном (снизу вверх) выравнивании мощностей одновозрастных отложений, а также в приобретении ими все большей и большей литологической однородности. Поверхность осадконакопления окончательно выровнялась к началу туронского времени (дорожковская свита), когда на всей территории ЕХРП откладывалась монотонная алевроито-пелитовая толща примерно одинаковой мощности (50–100 м). Более молодые меловые отложения насоновской, мессояхской (солпадинской) и танамской свит имеют близкие мощности и практически идентичный литологический состав на всей территории прогиба.

Начало мелового этапа (рис. 9) ознаменовалось общим и достаточно интенсивным прогибанием всего региона; однако прогибание это происходило неравномерно и началось не одновременно, о чем свидетельствует "скользящая" во времени нижняя граница открывающей разрез нижнего мела нижнехетской свиты, а также большая дифференциация как литологического состава и мощностей, так и самого строения этих отложений. Особенно разительны различия в строении нижней части этой свиты. В районах, примыкающих к Западно-Сибирской плите, на Большехетском, Малохетско-Мессояхском и Рассохинском мегавалах развита так называемая мангазейская пачка, представленная переслаиванием песчаных тел достаточно большой протяженности с пластами аргиллитов и алевролитов;

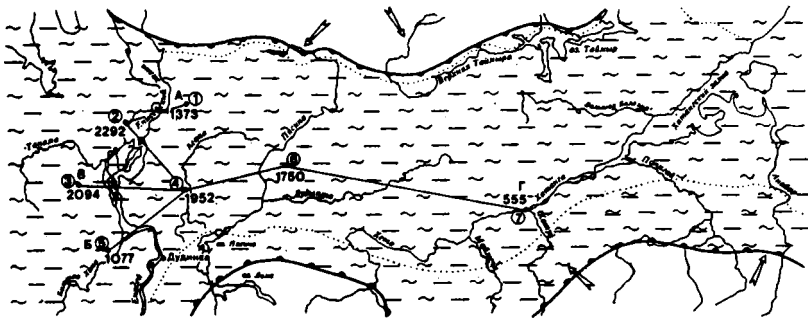
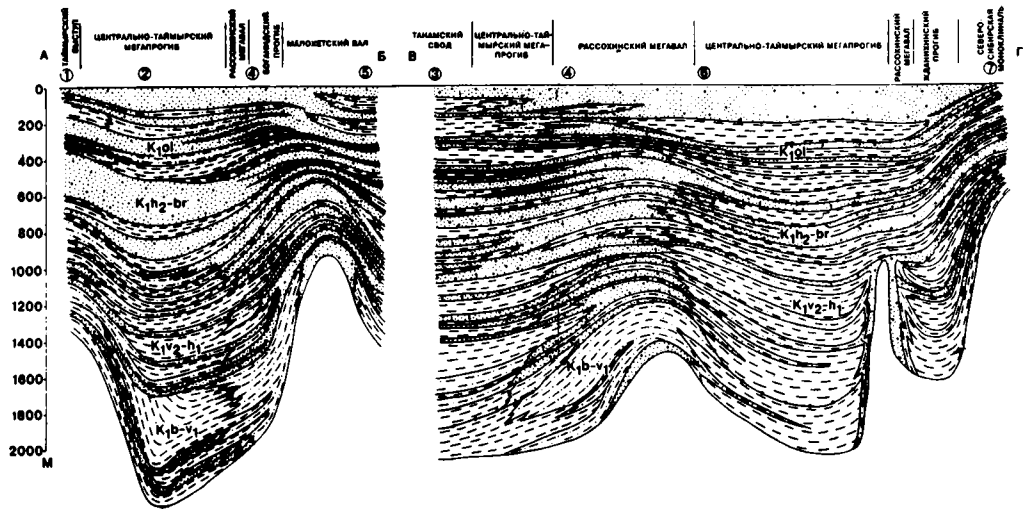


Рис. 9. Литолого-фациальная карта и разрез нижне-меловых отложений Енисей-Хатангского прогиба  
Условные обозначения см. на рис. 10



для мангазейской пачки характерна горизонтальная слоистость и хорошая сортировка обломочного материала. Очевидно, мангазейские слои формировались в прибрежно-морских условиях при компенсированном прогибании и переменном уровне моря. К периферии этих районов мангазейская пачка латерально переходит в квазисинхронную ей ачимовскую, для которой характерны косая слоистость, неравномерное чередование песчано-алевритовых и глинистых разностей, разнообразная сортировка обломочного материала. По геофизическим данным здесь выделяются характерные сигмовидные фации бокового наращивания по типу разрастания дельт или аналогичного генезиса. Лучшими коллекторскими свойствами обладают сортированные мелкозернистые песчаники "хвостового" окончания каждого сигмовидного сегмента; вверх по напластованию они алевритизируются и глинизируются. Ориентировка сегментов указывает на постепенное вовлечение в прогибание все более северных участков региона; область сноса находилась южнее и в региональном плане представляла собой Средне-Сибирскую сушу. Ось прогибания дна бассейна постепенно смешалась к северу; само прогибание происходило скачкообразно: периоды интенсивного прогибания чередовались с периодами относительной стабилизации, когда и происходило наращивание очередного сигмовидного сегмента. Судя по сокращенной (по сравнению с ачимовской пачкой) мощности мангазейской пачки, палеогеографическому положению, более раннему времени формирования и взаимному расположению, можно предположить, что мангазейская пачка неоднократно размывалась и ачимовская пачка, вероятно, представлена переотложенными мангазейскими отложениями.

К концу нижнехетского времени (ранний валанжин) на всей территории ЕХРП устанавливается единый тектонический режим осадкоаккумуляции. К этому времени относится накопление, так называемой сузунской пачки, песчаные слои которой представляют собой рукавообразные тела, вытянутые вдоль береговой линии палеобассейна. Мощности нижнехетских отложений варьируют в широких пределах: от 60 на поднятиях до более чем 1000 м в прогибах; при этом сокращенные (до 200-300 м) мощности характерны для районов развития мангазейской пачки (за исключением северных прибортовых участков), а больше - для районов развития ачимовской.

В восточной части прогиба разрез нижнехетской свиты по литологическому составу мало чем отличается от разреза Танамо-Малохетского мегавала: преимущественно аргиллитовая толща с единичными (1-2) прослоями песчаников. Малые мощ-

ности (до 65 м), ритмичное строение и практически однородный состав отложений свиты в восточной части ЕХРП свидетельствуют о слабодифференцированном малоамплитудном и регулярном прогибании этого района при незначительном воздымании областей сноса.

Такая картина характерна вообще для мелового времени в восточной части прогиба: синхронные Усть-Енисейскому району отложения здесь имеют заметно более однородный состав, ритмичность строения толщ выражена слабее или вообще не выражена, сортировка обломочного материала значительно хуже, мощности сокращены. Гранулометрические кривые плавные, в разрезе преобладают переходные разности. Особенно резко различия в условиях седиментации проявились в валанжин-нижнеалпское время (суходудинская и малохетская свита). Общее прогибание ЕХРП, начавшееся в раннем берриасе, продолжалось и в позднем валанжин-готериве (суходудинская свита); в прогибание была вовлечена вся территория, однако рельеф поверхности осадконакопления, несмотря на интенсивное заполнение позднеюрских впадин нижнехетскими осадками (до 1 км), оставался достаточно расчлененным. Расчленением рельефа поверхности осадконакопления объясняется дифференциация мощностей и литологического состава отложений суходудинской свиты: на поднятиях мощность суходудинской свиты сокращается до 200 м с 700–800 м, в прогибах коэффициент песчаности возрастает на 10–20%. Здесь в разрезе отсутствуют надежные экраны.

В восточной части прогиба исчезает характерное ритмичное строение суходудинской свиты (в Усть-Енисейском районе в ее разрезе выделяется до 12 песчаных пластов-коллекторов, разделенных глинисто-алевритовыми локальными и зональными экранами), в разрезе преобладают алевро-песчаники, песчано-алевролиты и другие переходные разности, мощность отложений сокращается до 120–130 м (лишь в наиболее погруженной части Жданихинского прогиба – Массоновская пл. – она достигает 580 м), резко ухудшаются коллекторские и экраняющие свойства пород. Очевидно, колебательные движения затухали в восточном направлении, да и амплитуда общего прогибания региона здесь была заметно меньше. Присутствие прослоев углей в верхней части свиты свидетельствует о лагунно-континентальных условиях осадконакопления.

Устойчивое компенсированное прогибание ЕХРП, слабодифференцированное по амплитуде, продолжилось и в барреме – нижнем алпе (малохетская свита), происходит постепенное выравни-



нивание рельефа; осадконакопление велось в субаквальных, прибрежных и лагунных условиях, о чем свидетельствует преимущественно песчаный состав слагающих малохетскую свиту пород и присутствие пластов углей. Впрочем, гумидный климат сменился в течение указанного времени аридным, на что указывает присутствие каолинита в цементе песчаников. Дифференциация мощностей (до 500 м во впадинах и до 80 м на поднятиях) в малохетское время меньше, чем в суходудинское, т.е. происходило последовательное сглаживание рельефа поверхности седиментации. Тенденция к опесчаниванию отложений на поднятиях, характерная для предыдущего времени, сохранилась и для баррема – нижнего апта.

В восточной части прогиба по-прежнему наблюдается затухание дифференцированных колебательных движений по сравнению с Усть-Енисейским районом, общее прогибание здесь также было не столь интенсивным: мощности варьируют в пределах 100–350 м. Состав отложений свиты практически нацело песчаный с единичными прослоями аргиллитов и алевролитов, однако песчаники плохо отсортированы и сильно глинизированы; ритмичность практически отсутствует. Все это свидетельствует о стабильных субаквальных условиях седиментации в восточной части прогиба в берриас-нижнеаптское время.

Отложения яковлевской свиты (поздний апт – средний альб) близки к малохетским и суходудинским, несколько возрастает роль нелитовой фракции в средней части свиты, а также углей; углефицированными остатками насыщены и песчаники: территория окончательно перешла к лагунно-континентальному режиму осадконакопления. Рельеф поверхности седиментации в значительной степени выравнивается, мощности отложений колеблются в пределах 250–400 м на всей территории ЕХРП, за исключением прибортовых участков и Балахнинского мегавала, где они в значительной степени опесчаниваются и деуглефицируются. Прогибание территории было устойчивым и практически равномерным по площади.

Долганское время (поздний альб – сеноман) характеризуется теми же движениями, что и яковлевское; однако нивелировка рельефа и компенсация поднятий к этому времени почти закончились – долганская свита представляет собой монотонную песчано-алеврито-глинистую толщу, накапливающуюся в переменных прибрежно-морских и лагунно-континентальных условиях. Мощность отложений – порядка  $350 \text{ м} \pm 100 \text{ м}$ . Сокращение мощностей наблюдается в прибортовых участках и на Балахнинском мегавале.

К нижнетуронскому времени (рис. 10) происходит окончательная нивелировка рельефа территории; Дорожковская свита на всей территории ЕХРП представлена монотонной толщей глин, аргиллитов с редкими тонкими и невыдержанными прослоями алевроитов, реже — песчаников. Мощности отложений раннего турона изменяются в узких пределах — от 50 до 100 м. Литологический состав, мощности и фауна, обнаруженная в отложениях дорожковской свиты, свидетельствуют о прибрежно-морском низкоэнергетическом осадконакоплении, слабой расчлененности рельефа поверхности седиментации и незначительной дифференциации по амплитуде нисходящих тектонических движений. В дорожковское время заканчивается компенсация тектонических элементов, сформировавшихся на территории регионального прогиба на рубеже юры и мела.

Позднетуронско-маастрихтские отложения на значительной части ЕХРП размыты в той или иной степени; маастрихтские (танамская свита) вообще сохранились лишь эпизодически. Анализ сохранившихся разрезов позволяет считать, что в позднетуронско-маастрихтское время территория ЕХРП испытывала унаследованное равномерное компенсированное прогибание при выровненном рельефе поверхности осадконакопления; седиментация велась в прибрежно-морских условиях, о чем свидетельствует как литологический состав отложений, так и наличие фосфоритовых горизонтов и хлоритизация цемента в ряде разрезов. Мощности сохранившихся отложений свит, там, где разрезы полны, свидетельствуют о слабой дифференциации тектонических движений в позднетуронско-маастрихтское время.

Осадки палеоген-неогенового возраста на территории ЕХРП не сохранились — они были полностью уничтожены позднеогеновым размывом.

В неоген-четвертичное время регион испытал интенсивное высокоамплитудное воздымание, приведшее к росту унаследованных положительных структур, образованию новых (второго-пятого порядков), размыву толщи палеоген-неогеновых, а на сводовых частях поднятий — и более древних, вплоть до среднеюрских (Рассохинский и Балахинский мегавалы) отложений. Глубина размыва, по мнению различных авторов, достигала 2,5 км.

Восходящие движения продолжаются на территории ЕХРП и в настоящее время, причем весьма дифференцированные: современные тектонические движения отличаются высокой контрастностью. Унаследованные отрицательные структуры значительно отстают в воздымании от положительных. Для первых амплитуд-

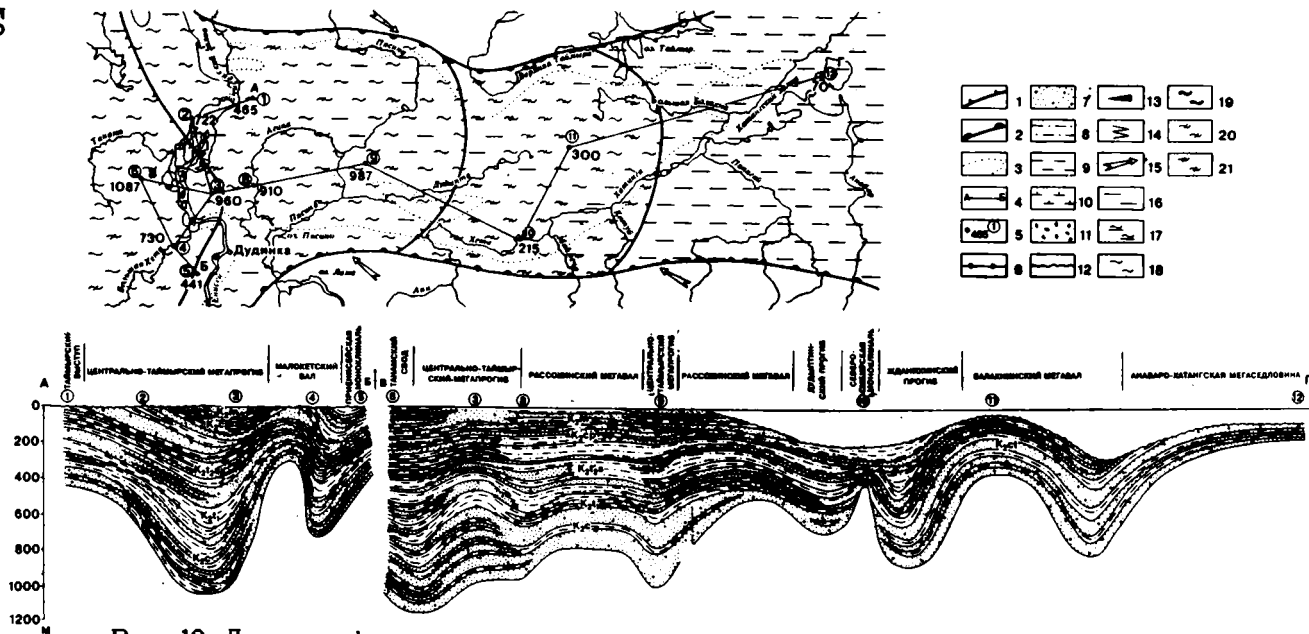


Рис. 10. Литолого-фациальная карта и разрез верхнемеловых отложений Енисей-Хатангского прогиба

Границы: 1 - палеофациальных областей, 2 - бассейнов седиментации, 3 - современного распространения отложений; 4 - линии литофациальных разрезов, 5 - опорные разрезы отложений, номер разреза и мощность отложений, 6 - границы стратиграфические, 7 - пески, песчаники, 8 - алевриты, алевролиты, 9 - глины, аргиллиты, 10 - глины, аргиллиты карбонатизированные, 11 - гравелиты, конгломераты, 12 - установленные крупные размыты, 13 - угли, 14 - литологическое замещение, 15 - основные направления сноса обломочного материала; фаши: 16 - фанкумулятивных равнин, 17 - прибрежно-морские, 18 - морские, 19 - морские устойчивые в течение всей эпохи, 20 - лагунные с пониженной соленостью, 21 - заливно-лагунного мелководья с повышенной соленостью

да суммарных новейших движений составляет 50–150 м, для вторых – 300–500 м.

В пределах прогиба область максимального погружения находилась в восточной части.

**Выводы.** Начиная с рифейского времени до триаса включительно территория Енисей–Хатангского регионального прогиба была областью интенсивного прогибания и, судя по характеру изменения мощностей, формационному составу и цикличности входила с Таймыром и прилегающими районами Сибирской платформы в единый седиментационный бассейн. Распределение мощностей рифей–триасовых отложений в пределах прогиба не связано с современной его структурой. Формирование регионального прогиба началось в позднем триасе и было связано с активизацией северной части Сибирской платформы, приведшей к образованию горного Таймыра и сопряженной с ним отрицательной структуры. В дальнейшем, в течение всей юры, прогиб развивался, как единое целое; крупная структурная перестройка произошла в конце юры – начале мела. В это время сформировался в общих чертах современный тектонический план ЕХРП – заложились крупнейшие структурные элементы: Балахнинский и Рассохинский мегавалы, Центрально–Таймырский и Дудыптинско–Жданихинский мегапрогибы, произошел интенсивный рост унаследованного Малохетско–Мессояхского мегавала.

В течение мела – неогена происходило общее прогибание ЕХРП и нивелировка структур. За этот период произошло накопление мощной (до 4–5 км) толщи разнообразных терригенных отложений.

В позднеоген–четвертичное время тектоническая активность в пределах прогиба вновь усилилась, что выразилось как в общем воздымании территории (по разным оценкам, глубина эрозионного среза неоген–меловых отложений составляет до 2,5 км), продолжающемся и в настоящее время, так и в усилении дифференцированных движений.

В результате произошел рост унаследованных структур всех порядков, а также образование новых объектов второго–четвертого порядков.

Таким образом, ЕХРП представляет собой крупную наложенную отрицательную структуру Сибирской платформы, унаследованно испытывавшую прогибание в течение всего фанерозоя, с принципиально различными структурными планами и литологическим составом рифейских, венд–триасовых и юрско–четвертичных отложений. За всю историю развития на его территории накопились платформенные отложения огромной (вероятно,

до 15 км) мощности, причем мощность наиболее перспективных в отношении нефтегазоносности терригенных юрско-меловых отложений достигает, по геофизическим данным, 8-8,5 км (Агапский и Жданихинский прогибы). Седиментация в юрско-меловое время шла нередко в неустойчивом тектоническом режиме при наложении короткопериодных колебаний на общее прогибание, что привело к формированию на значительных площадях ритмично построенных толщ с последовательным чередованием коллекторских и экранирующих горизонтов в достаточном для формирования структурных и неструктурных ловушек объеме.

В целом восточная часть прогиба в отличие от западной характеризуется более спокойными условиями тектонического развития с малоамплитудными вертикальными движениями.

## НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Краткая характеристика  
и соотношение коллекторов и покрышек  
в разрезе

Во вскрытом разрезе осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба коллекторы и покрышки сложены терригенными породами и сосредоточены, главным образом, в юрских и меловых отложениях. Коллекторские свойства вскрытых верхнепермских песчаных пород низкие (открытая пористость 7-8,5%, проницаемость не более  $0,06 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). Песчаники граувакковые со значительным содержанием полевых шпатов (до 20%). Обломочный материал плохо сортирован с преобладанием глинистого цемента. Более древние пермские горизонты, к которым приурочены проявления нефти на Анабаро-Хатангской седловине, глубокими скважинами не вскрыты. На территории Анабаро-Хатангской седловины в разрезе перми выделяются три песчаных горизонта, представляющие собой коллекторы с пористостью до 25%, проницаемостью до  $25 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>. Первый (стратиграфически наиболее низко расположенный) и второй (на рубеже нижней и верхней перми) проницаемые горизонты перекрыты флюидоэкранирующими глинистыми покрышками, а самый верхний расположен под вулканогенной толщей.

В триасовых отложениях встречены единичные маломощные невыдержанные песчаные прослои. Коллекторские свойства песчаников низкие: открытая пористость 8-10%, проницаемость не более  $0,1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

В составе нижне-среднеюрских отложений пласты-коллекторы выявлены в зимней, джангодской, вымской и мальшевской свитах. Глинистые породы левинской, лайдинской и леонтьевской свит представляют собой субрегиональные покрышки.

В зимней свите пласты-коллекторы представлены линзами и пластами песчаников и конгломератов мощностью до 10-15 м, развитыми особенно в верхней части разреза. Локальными по-

крышками являются аргиллиты. Более песчаный состав свиты отмечается в западной части прогиба. Так, на Малохетском вале в кровле толщи выделен пласт  $3m_1$ , продуктивность которого установлена на Зимнем месторождении (дебит газа 72 тыс. м<sup>3</sup>/сут) и в Тампейской скважине (дебит газа 2–2,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Коллекторские свойства пород изучены плохо. По данным Е.Г. Бро, пористость песчаников 8–11%, проницаемость  $0,43 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. В то же время в сводовой части Рассохинского мегавала выделены прослои песчаников с удовлетворительными коллекторскими свойствами: открытая пористость 18–24%, проницаемость  $33–38 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Класс коллекторов – У1. Локальными покрывками для проницаемых горизонтов служат аргиллитовые толщи.

Левинская региональная покрывка имеет ту же площадь распространения, что и нижележащая зимняя толща. Она контролирует нефтегазоносность последней и сложена аргиллитами и аргиллитоподобными глинами с рассеянной галькой, гравием и прослоями конгломератов, песчаников и алевролитов. По данным рентгеноструктурного анализа глинистая часть пород представлена гидрослюдой (40%), хлоритами (30%), каолинитом (15%), смешанослойными (10%) (Викс, 1979). По данным лабораторных исследований открытая пористость аргиллитов 2–3,7%, проницаемость 0–0,01 мкм<sup>2</sup>. Мощность покрывки изменяется от 58 м (Малохетский мегавал) до 310 м (Балахнинский мегавал).

В джангодской свите породы-коллекторы сосредоточены в ее нижней и верхней частях и представлены алевропесчаными породами. Пласты-коллекторы, мощность которых от первых до 30 м, не выдержаны по простиранию. По вещественному составу они относятся к аркозовым разновидностям. Доля обломочного материала 85–90%. Содержание в обломочной части кварца 40–45%, полевых шпатов 24–50%, обломков пород (микрoкварциты, основные и кислые эффузивы, осадочные породы) 3–10%, слюд (биотит, мусковит, хлорит) 1–2%, отмечаются единичные зерна граната, циркона, рутила, турмалина, апатита, глауконита. Содержание цемента в породах 10–15%, цемент поровый, пленочный, соприкосновения, по составу глинисто-слюдистый, карбонатный (кальцит с примесью доломита). Открытая пористость песчаников и алевролитов от 2,59 до 15%, проницаемость от 0 до  $5,9 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Коллекторы У–У1 классов. Отложения джангодской толщи испытаны на восьми площадях в пределах Балахнинского и Малохетского мегавалов. Залежей нефти и газа пока не обнаружено.

Лайдинская субрегиональная покрывка сложена преимущественно аргиллитами и алевролитами с редкими прослоями песчаников. На всей территории покрывка имеет практически постоянный состав за исключением нескольких площадей, где отмечается незначительное увеличение содержания алевролитопесчаных пород. Аргиллиты каолинит-хлорит-гидрослюдистые, экранящие свойства пород хорошие. По лабораторным данным пористость аргиллитов и аргиллитоподобных глин порядка 9%, проницаемость практически нулевая. Мощность покрывки изменяется от 22 м (Долганская пл.) до 156 м (Новая пл.). Характер изменения мощности покрывки не контролируется современным структурным планом. Так, на Балахинском и Кубалахском мегавалах она составляет соответственно 87 и 74 м. Исключением является Малохетский мегавал, который существовал как ярко выраженная структура уже в начале юры.

В вымской свите мощность песчаных пластов-коллекторов достигает 25-30 м, мощность глинистых пачек до 10 м. Песчаники и алевролиты по вещественному составу относятся к аркозовым разновидностям: содержание кварца - 25%, полевых шпатов (измененных) - 60%, обломков пород (сланцы, микрокварциты) - 3-5%, слюд (биотит, мусковит, единичные таблички хлорита) - 1-2%. Общая карбонатность составляет 10-13%, карбонатный материал образует линзы и пятна в тонкозернистом субстрате. Цемент поровый, пленочный, соприкосновения. Открытая пористость алевропесчаных пород колеблется от 1,2 до 23,2%, проницаемость достигает  $48,6 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. В отдельных прослоях открытая пористость может достигать 28%, проницаемость  $0,5-1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, что позволяет их отнести к коллекторам II класса.

Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов характеризуются значительной изменчивостью как по разрезу, так и по площади. Их распространение контролируется общими литолого-фациальными особенностями толщи. Повышенное содержание песчаных пород фиксируется в периферических зонах развития толщи. В центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, где толщина имеет максимальную мощность, наблюдается ухудшение коллекторских свойств пород, уменьшение степени расчлененности разреза, отсортированности отложений и понижение содержания в составе толщи песчаных пород. Так, на Рассолинской, Жангодской и Новой площадях разрез представлен практически непроницаемыми плотными алевролитами, содержание песчаников не превышает 4-5%. Исключением является сводовая часть Малохетского мегавала, где коэф



фициент песчанности толщи достигает 66%, однако на погруженных участках мегавала он уменьшается до 47% (Тампейская пл.) - 23% (Зимняя пл.).

В песчаниках вымской толщи выявлены газовая залежь на Балахнинском месторождении и полупромьшленные притоки газа на Южно-Соленинской, Мессояхской, Восточно-Кубалахской площадях. Перспективы нефтегазоносности связаны, главным образом, с кровлей толщи (пласт  $Bm_1$ ). Проницаемые породы составляют единую гидродинамически связанную систему.

Леонтьевская субрегиональная покрывка распространена практически на всей территории Енисей-Хатангского регионального прогиба, Ямало-Гыданской и в северной части Пур-Тазовской (Пендомаяхская мегавпадина) синеклиз. В Большехетской зоне, на восточном окончании Балахнинского мегавала и Анабарского выступа леонтьевская покрывка существенно опесчанивается. Мощность ее изменяется от 45 м (Суходудинская скв. 2) до 236 м (Пеляткинская скв. 15). Покрывка представлена переслаиванием глинистых и алевроитовых пород, с редкими невыдержанными прослоями песчаников. В ее нижней части преобладают пелитовые разности, в верхней - алевроитовые. Она обладает хорошими флюидоупорными свойствами. Открытая пористость от 1,7 до 8,4%, проницаемость практически нулевая.

Мальшеская свита в центральной зоне прогиба имеет преимущественно глинисто-алевритовый состав и монотонное строение. В периферических зонах она существенно опесчанивается и приобретает ритмичное строение. В отдельных разрезах скважин содержание песчаных пород достигает 88% (Малохетская скв. 6). Коллекторами являются алевроито-песчаные породы, слагаемые ими пласты и пакки не выдержаны по простиранию, их мощность достигает 40 м. Строение коллекторов сложное. Проницаемые песчаные слои часто содержат тонкие непроницаемые прослои алевроито-глинистых пород. Открытая пористость коллекторов достигает 33,4%, наиболее часто - 15-20%. Проницаемость -  $551 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Преобладают коллекторы Ш-1У классов. Отмечается ухудшение коллекторских свойств с увеличением глубины залегания и с запада на восток.

Из прикровельной части толщи (песчаный горизонт  $Mл_1$ ) получены промышленные притоки газа на Хабейской и Зимней площадях, небольшой приток газа (порядка 1000 м<sup>3</sup>/сут) на Джангодской площади. На Северо-Соленинской, Южно-Соленинской и Мессояхской площадях отмечались интенсивные газопроявления.

Песчаный горизонт Мл<sub>1</sub> прослеживается почти на всех площадях, за исключением Балахнинского и Кубалахского мегавалов. Этот пласт очень широко развит и в сопредельных районах Западно-Сибирской плиты, где он выделяется под индексом Ю<sub>2</sub> и относится к кровле тюменской свиты.

Отложения верхней юры в центральной и северной частях Енисей-Хатангского регионального прогиба представлены алевро-глинистыми породами (гольчихинская свита) и являются региональным флюидоупором. В южной зоне прогиба, восточной части Надым-Тазовской синеклизы и Большехетском мегавале региональной покрывшей являются глинисто-алевролитовые отложения нижней части верхней юры (точинская свита). В средней части разреза присутствуют алевро-песчанистые породы (сиговская свита), перекрывающиеся алевро-глинистыми осадками (яновстанская свита).

Пласты-коллекторы сиговской свиты сложены песчаниками и алевролитами при примерно равных соотношениях между ними и незначительной долей глинистых пород. Максимальная мощность песчаников установлена в разрезах скважин Турухано-Енисейского междуречья (140-204 м). Минимальная мощность (16-17 м) фиксируется на Большехетском мегавале.

Зона литологического замещения отложений сиговской свиты породами гольчихинской свиты имеет сложное строение, а линии выклинивания отдельных пластов характеризуются извилистыми, заливообразными очертаниями. Открытая пористость песчаников и алевролитов изменяется от 2,3% до 25%, проницаемость не превышает  $81,3 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Коллекторы 1У-У классов.

Наибольший интерес в отношении нефтегазоносности представляют, по-видимому, прикровельные пласты толщи. Пока единственная открытая газовая залежь на Нижнехетском месторождении приурочена к пласту Сг<sub>1</sub> мощностью 17-25 м и залегающему в кровле толщи. Пласт сложен в основном песчаниками мелко- и среднезернистыми, глауконитовыми, сцементированными карбонатно-глинистым материалом.

В отложениях неокома породы-коллекторы выделяются в нижнехетской, суходудинской и малохетской свитах.

В разрезе нижнехетской свиты породы-коллекторы, представленные песчаными и алевро-песчаными отложениями, имеют подчиненное значение и развиты в подошвенной (ачимовский горизонт), средней и кровельной (сузунский горизонт) частях толщи.

В западных частях северного борта прогиба и Центрально-Таймырского мегапрогиба, в Надым-Тазовской синеклизе (исключая ее восточные окраины) алевроито-песчаные породы ачимовского горизонта образуют клиноформные и линзовидные тела, выклинивающиеся в направлении от Сибирской платформы и литологически замещающиеся в противоположном направлении. На Западно-Сибирской плите подобно построенные отложения известны под названием ачимовской пачки (Ф.Г. Гулари, 1959).

В северо-восточной части прогиба, на его южном борту и в пределах Рассохинского и Балахинского мегавалов песчано-алевритовые образования ачимовского горизонта характеризуются субгоризонтальным залеганием, образуя мощную пачку базального типа в основании нижнехетской толщи (мангазейская пачка по Н.Х. Кулахметову и др., 1985). В пределах Балахинского мегавала песчано-алевритовые породы преобладают.

Пласты-коллекторы ачимовской пачки имеют сложное строение. Они представлены преимущественно песчаниками (до 70%), содержащими прослой алевролитовых пород. Сортировка пород хорошая и средняя, цемент глинисто-слиудистый, по типу поровый, пленочный, коррозионный. Открытая пористость пород 12-19%.

Залежь газа в этих отложениях выявлена на Хабейском месторождении, залежь газоконденсата на Дерябинском и нефти на Пайяхском месторождениях. Вмещающие залежи песчаные тела имеют наклонное залегание по отношению к выше- и нижележащим горизонтам.

Породы-коллекторы мангазейской пачки имеют неоднородное строение. Они представлены мелкозернистыми песчаниками, алевроитистыми, переходящими в алевролиты. Породы часто каолинизированы, прослоями карбонатизированы. Цемент поровый, пленочный, реже соприкосновения. Коллекторские свойства невысокие. Средние значения открытой пористости составляют 14-16%, проницаемости  $0,2-3,5 \times 10 \text{ мкм}^2$ . Коллекторы 1У-У классов. Промышленная нефтегазоносность толщи установлена на Зимней, Суэунской, Лодочной, Ванкорской площадях. Залежи приурочены к ловушкам пластового и сводового типа.

В средней части нижнехетской свиты в области развития ачимовской пачки выделяются маломощные песчаные тела, имеющие наклонное залегание и линзовидную форму. На Дерябинском месторождении с ними связаны залежи газоконденсата (пласты  $D_1$  и  $D_2$ ). Это типичные литологические ловушки. На территории развития мангазейской пачки песчаные породы в средней части нижнехетской свиты залегают в виде невыдержанных по простиранию и неоднородных пластов.

Сузунский горизонт объединяет песчаные пластообразные тела подобные пласту Нх<sub>1</sub> Сузунского, Лодочного и Тагульского месторождений Большехётского мегавала. Характерной особенностью пласта Нх<sub>1</sub> является постоянство его общей мощности 30–46 м при непостоянстве содержания песчаных прослоев, обычно приуроченных к кровле пласта. На Лодочной и Тагульской площадях они составляют до 60–70% от общей мощности пласта, в центральной зоне Сузунского поднятия 20–30%, в районе Сузунских скв. 10, 14, 16, 18 и Токачинской скв. 1 наблюдается полное литологическое замещение песчаных пород. В целом распределение пород-коллекторов носит "очаговый" характер. Точные контуры распространения коллекторов пока не установлены.

Средние значения открытой пористости на Лодочном месторождении составляют 20–21%, а проницаемость  $250 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. На Токачинской площади развиты коллекторы П–Ш классов (пористость по геофизическим данным 19,9% по керну 20,5%, проницаемость до  $604,5 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). На Сузунской площади коллекторы У–У1 класса (пористость пород по геофизическим данным 17,7%, проницаемость до  $50 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>).

Сузунский горизонт промышленно нефтегазоносен на Большехётском мегавале (пласт Нх<sub>1</sub>).

Суходудинская толща представлена ритмичным переслаиванием алевроито-песчаных и алевроито-глинистых пачек, соотношение которых меняется в пределах области развития толщи. Песчанистость разреза сокращается от 80% и более до 40–50% от обрамления к центральному району, но в сводовых зонах положительных структур песчанистость разреза вырастает на 10–20%. Составляющие толщу пачки и слои залегают субпараллельно между собой, выдержаны по мощности. Всего в разрезе выделяется до 12 песчаных пачек. Песчаные пачки имеют относительно простое строение, мощность их варьирует от первых метров до 44 м. Наиболее мощные пласты Сд<sub>6</sub> и Сд<sub>8</sub>.

Разделяющие песчаные слои глинисто-алевритовые горизонты характеризуются тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов. Мощность их также изменяется в широких пределах. Наиболее выдержанная пачка – "пеляткинские слои", имеет мощность от 90 до 140 м.

Песчаники и алевролиты хорошо отсортированы, аркозовые, реже грауваквовые, содержат до 3% акцессорных минералов, слюд – 1–5%, иногда до 12%, обломков пород – 10–25%, цементируются глинисто-слюдистым и карбонатным материалом. Цемент порового и базального типа. Глинистая часть по рентгеноструктурному анализу содержит гидрослюд – 45–60%, хлорита – 35–45%, смешанослойных – 5–15%, каолинита – 5%.

В Пеляткинско-Казанцевской зоне развиты коллекторы 1У-У класса (средние значения пористости 15-17%, проницаемость достигает  $150 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). На Большехетском мегавале фильтрационно-емкостные свойства пород еще выше - открытая пористость от 13 до 26,4%, межзерновая газопроницаемость до  $437,9 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Коллекторы II и III класса.

В отложениях суходудинской толщи обнаружены многочисленные залежи газа и газоконденсата, на ряде месторождений залежи имеют нефтяные оторочки. Все открытые залежи имеют простое строение, приурочены к ловушкам пластово-сводового типа.

Пласты-коллекторы малохетской толщи сложены песками и песчаниками, переслаивающимися с алевролитами. Глинистые породы образуют невыдержанные по простиранию прослои и пачки мощностью не более 20 м.

Песчаники и алевролиты по составу аркозовые (кварц 50-60%, полевые шпаты 30-35%, обломки пород 5-10%). Сортировка обломочного материала различная - от хорошей до несоортированных разностей. Обломочный материал каолинизирован и серецитизирован. Цемент в породах мало - 10-15%. Тип цемента поровый, пленочный, реже соприкосновения, по составу он хлорит-каолининовый с примесью гидрослюда. По лабораторным данным значения открытой пористости достигают 27,2%, проницаемость  $571,5 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Коллекторы II класса.

На большей части территории развития малохетской толщи в ее составе отсутствуют выдержанные флюидоупоры. Исключение - левобережье р. Енисей и район Массоновской скважины, где возрастает количество глинистых пачек. На ряде площадей (Пеляткинская, Соленинская, Мессояхская) эта толща по строению и содержанию глинистых пачек подобна суходудинской. Здесь выделяется до шести проницаемых горизонтов. Известные в настоящее время залежи углеводородов приурочены к кровельной части малохетской толщи. Залежи пластово-сводовые, массивные, возможно осложненные литологическими экранами.

Зона улучшенных коллекторов в отложениях нижнего мела прослеживается с запада на восток до Новой площади (Рассохинский мегавал). На Балахнинском мегавале коллекторские свойства нижнемеловых пород низкие.

В отложениях яковлевской свиты (апт) коллекторы встречаются в нижней и верхней частях разреза.

В нижней части алевролитопесчаные пласты переслаиваются с алевролитоглинистыми породами и образуют линзовидно-

слоистую толщу. Соотношение глин и песчаников в разрезе примерно равное. Мощность пластов и пачек колеблется от первых метров до 20–30 м. Открытая пористость от 16 до 22%, проницаемость от 6 до  $20 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (1У–У класс). К песчаным пластам нижней части яковлевской свиты приурочены газовые и газонефтяные месторождения. Залежи находятся в ловушках структурно–литологического типа.

Средняя часть яковлевской свиты, сложенная преимущественно глинистыми отложениями, является региональной покрывшей. Общая мощность толщи на большей части территории 300–500 м. Глины каолинит–гидрослюдистого состава.

Верхняя часть яковлевской толщи представлена сложным переслаиванием алевролитов–песчаных и невыверженных по простирацию глинистых пластов и пачек, преобладают песчаные пласты. Вероятно, они образуют единую гидродинамическую систему совместно с вышележащей существенно песчаной долгановской толщей.

В долгановской толще пески и песчаники представлены мелкозернистыми разностями, среднезернистые разности также, как и глинистые, встречены в ограниченном количестве. Повышенная глинистость разреза наблюдается в тех же районах, где развиты наиболее глинистые разрезы суходудинской и малохетской толщ. Соотношение в разрезе песков, рыхлых песчаников и глинистых прослоев составляет не менее 5:1, достигающая 14:1. Пласты песчаников и песков достигают по мощности от нескольких десятков до сотен метров. Высокие фильтрационно–емкостные свойства выдержаны по всей площади распространения. Открытая пористость составляет 22–30%, проницаемость от 10 до  $1000 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, что соответствует П–У классам.

Продуктивные горизонты выделяются в кровельной части толщи (пласт Дл<sub>1</sub>), что обусловлено отсутствием в разрезе толщи локальных и субрегиональных флюидоупоров. Залежи газа открыты на Пеляткинском и Мессояхском месторождениях.

Продуктивные горизонты характеризуются значительной литологической изменчивостью как по площади, так и по разрезу. Породы–коллекторы часто замещаются непроницаемыми алевроитоглинистыми отложениями.

Покрывшлой служит туронская глинистая толща (дорожковская свита). Мощность покрывки меняется от 40 (Яковлевская, Дерябинская пл.) до 112 м (Джангодская, Западно–Кубалахская пл.). Характер распределения мощностей в целом плохо согласуется с общими контурами Енисей–Хатангского региональ-

ного прогиба и его внутренней структурой. Зона минимальных мощностей (~ 50 м) укладывается в контуры Носковско-Агапской мегавпадины, а зона максимальных мощностей захватывает западную часть Танамо-Малохетского и восточную половину Рассохинского и юго-западную часть Балахинского мегавалов. Покрышка литологически однородна на всей площади своего развития. Лишь в зоне протягивающейся вдоль границ с Сибирской платформой и вдоль северных склонов Рассохинского и Балахинского мегавалов наблюдается значительное опесчанивание глинистого разреза, что, по-видимому, снижает ее экранирующие свойства. На большей части территории она представлена преимущественно алевроито-глинистыми отложениями. Максимальная глинистость дорожковской свиты отмечается на Танамском своде.

Залегающие выше меловые отложения не содержат надежных покрышек, так как подверглись глубокому размыву на неотектоническом этапе и залегают в зоне влияния многолетнемерзлых пород. В этих отложениях обнаружена одна небольшая залежь газа на Казанцевском месторождении в пласте Н<sub>5</sub>, приуроченная к подошвенной части насоновской свиты. Часть газа находится в гидратном состоянии.

Таким образом, лучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники вымской свиты средней юры, нижнехетской, суходудинской, малохетской свит нижнего мела и долганской свиты верхнего мела. В нижнеюрских (зимняя свита), верхнеюрских (сиговская свита) и в меловых отложениях более высокие коллекторские свойства наблюдаются в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, в среднеюрских отложениях (вымская и мальшевская свиты) - в периферических зонах их развития.

Наиболее благоприятным сочетанием коллекторов и покрышек в разрезе характеризуются юрско-меловые отложения в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба.

#### Геохимическая характеристика органического вещества и катагенетическая зональность

Геохимия органического вещества (ОВ) осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба рассматривалась в работах А.Г. Войцеховской, Г.Д. Гинсбурга, А.И. Данюшевской, А.Э. Конторовича, П.А. Трушкова, И.Д. Полякова и других.

Все исследователи отмечают, что для верхнепалеозойско-мелового комплекса отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба характерно сравнительно невысокое содержание органического вещества (ОВ), основные характеристики которого меняются по разрезу следующим образом. В пермских отложениях (изученных только в восточной части прогиба) концентрация ОВ составляет в среднем 1,85%. Отложения триаса, изученные также в восточной части прогиба, характеризуются минимальным содержанием (0,1-0,4%) и плотностью масс ОВ (1,1-2,3 млн. т/км<sup>2</sup>). Вверх по разрезу содержание и массы ОВ возрастают в 2-3 раза. Плотности масс ОВ в юрско-неокомских отложениях характеризуются особенно высокими значениями (9,6 млн. т/км<sup>2</sup> в средней юре и 6,6 млн. т/км<sup>2</sup> в верхней юре и неоме). Дифференциация концентраций ОВ по типам пород неодинакова в различных частях юрско-мелового разреза. Содержание  $S_{орг}$  в ниже-среднеюрских отложениях в среднем не зависит от литологического состава пород и колеблется в пределах 0,34-1,20%. В верхнеюрских и меловых отложениях дифференциация  $S_{орг}$  по литологическому составу пород проявляется более ярко, что, вероятно, обусловлено усилением континентального осадконакопления. Так, в глинах и аргиллитах яновстанской свиты концентрация  $S_{орг}$  достигает 1,56%, а в более крупнозернистых породах - 0,60%. Самыми низкими концентрациями органического вещества характеризуются отложения нижнехетской свиты, где даже в глинах содержание  $S_{орг}$  не превышает 0,55%.

Для юрских отложений характерно наличие рассеянных форм ОВ. В меловых отложениях накопление ОВ происходило как в концентрированной, так и в рассеянной формах. Угли составляют незначительную долю (5%) от всей массы ОВ в неокомской толще.

Изучение концентратов нерастворимого ОВ химическими и углететрографическими методами, проведенное Л.И. Богородской, А.Г. Войцеховской, Е.И. Соболевой, П.А. Трушковым, показало, что в Енисей-Хатангском региональном прогибе гумусовая и сапропелевая составляющие находятся примерно в равных количествах, хотя в некоторых частях разреза встречаются относительно чистые сапропелевые или гумусовые разности.

По площади ОВ распределяется весьма монотонно, без четкой дифференциации. Его содержания варьируют незначительно.

В восточной части Енисей-Хатангского прогиба по данным И.Д. Полякова и других содержания битумоидов в пермских аргиллитах Балахнинской площади составляют 0,07%, в юрских и



меловых отложениях они варьируют незначительно – 0,020–0,045%, более высокие значения свойственны юрским образованиям.

В пермских битумоидах Балахнинской площади асфальто-смолистые компоненты значительно преобладают над углеводородами. Низкие отношения концентраций метаново-нафтеновых углеводородов ( $M_e-N_n$ ) к нафтеново-ароматическим ( $N_n-Ar$ ) и смол к асфальтенам, равные 0,65 и 0,9, а также элементный состав свидетельствуют об остаточном характере битумоида, что, по мнению этих исследователей, является следствием происшедших в данной толще процессов первичной миграции и перераспределения углеводородов.

Значительно отличаются друг от друга по групповому и углеводородному составу нижнеюрские битумоиды Балахнинской площади, полученные с различных глубин. Битумоид с глубины 3100 м более метановый по составу. Отношение  $(M_e-N_n)/(N_n-Ar)$  в нем составляет 6,3, ОВ здесь достигло подэтапа катагенеза  $MK_1-MK_2$ . В образце с глубины 2200 м, где ОВ отстает по катагенезу почти на подэтап, отношение  $(M_e-N_n)/(N_n-Ar)$  составляет 1,1. Отличаются эти пробы и по выходу асфальтеновой составляющей.

В западной части Енисей-Хатангского прогиба битумоиды среднеюрского возраста Соленинской площади, характеризующиеся типично остаточным составом (глубина 2715 м и 3180 м) состоят в основном из смол и асфальтенов (последние доминируют – 48,6%). Среди углеводородов, которых всего 20%, преобладают циклические структуры.

Верхнеюрско-нижнемеловые битумоиды (Среднепясинская и Озерная пл.) в равной степени представлены насыщенными и циклическими углеводородами, отношение смолы/асфальтены для них равно 1:9. По составу они отнесены к зоне созревания нефтематеринских отложений.

В нафтеново-ароматической фракции всех изученных битумоидов около 35% приходится на поликонденсированные ароматические структуры, среди которых доминируют углеводороды нафталиновых и фенантроновых рядов. Вниз по разрезу наблюдается некоторое накопление аренов с более высокой степенью конденсации – хризенных и пиреновых структур. Отношение нафталиновые/фенантроновые увеличивается в обратном порядке. Намечающаяся закономерность в распределении полициклических ароматических углеводородов также может свидетельствовать о перераспределении углеводородов в рассматриваемых осадочных толщах.

Степень преобразования органического вещества нижнемеловых отложений невелика и не выходит за пределы подэтапа МК<sub>1</sub><sup>2</sup>. На указанном подэтапе катагенеза находятся отложения центральных частей регионального прогиба. До этапа МК<sub>1</sub> преобразовано ОВ на прилегающих к мегапрогибам участках Танамского свода и Балахнинского мегавала, а также Притаймырской и Северосибирской моноклиналей. На остальной территории органическое вещество является практически незрелым и находится на этапе протокатагенеза. Более широким диапазоном и резкой дифференциацией по площади характеризуется степень катагенеза ОВ нижеюрских отложений. В Центрально-Таймырском и Боганидско-Жданихинском мегапрогибах органическое вещество достигло подэтапа МК<sub>3</sub>, на окаймляющей эти мегапрогибы территории, а также в пределах Танамского свода, Балахнинского и большей части Рассохинского мегавалов - этапа МК<sub>2</sub>. На территории центральной части Рассохинского мегавала и Малохетского вала степень преобразования органического вещества соответствует этапу МК<sub>1</sub><sup>2</sup>. Области с недостаточно зрелым ОВ (этапы ПК и МК<sub>1</sub>) располагаются вдоль северного и южного бортов регионального прогиба.

На площади катагенетические преобразования ОВ подчиняются общим закономерностям: в одновозрастных толщах они усиливаются по мере их погружения. Наиболее интенсивные преобразования, соответствующие этапам МК<sub>2</sub> и МК<sub>3</sub>, претерпело ОВ ниже-среднеюрских отложений на западе прогиба и пермских на востоке (Балахнинская пл.).

Юрско-мезозойский комплекс отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба по данным В.В. Гребенюка и других (1982) характеризуется наличием низких (2,0°С/100 м и менее) фоновых значений палеогеотермических градиентов на большей погруженной части территории и повышенных (до 3,5°С/100 км) значений в зонах интенсивного проявления восходящих тектонических движений. Так величина геотермического градиента не превышала 2,0°С/100 м на Пеляткинском и Дерябинском месторождениях, 2,3-2,6°С/100 м - на Казанцевском и Соленинском месторождениях и была более 3,5°С/100 м на Балахнинском месторождении, Суходудинской и Нижнехетской площадях. Современный геотермический градиент на территории регионального прогиба 2,7-3,3°С/100 м.

Таким образом, в изученном разрезе отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба отсутствуют толщи (в том числе глинистые), заметно обогащенные органическим веществом.

Тип рассеянного органического вещества смешанный.

Неоднородность химических характеристик битумоидов в разрезе и по площади Енисей-Хатангского регионального прогиба, наличие их разностей, отличающихся по степени "зрелости" свидетельствуют об интенсивном протекании процессов нефтегазообразования в пермско-мезозойском чехле.

Осадочное выполнение прогиба (до подошвы юры) по палеогеотермическому критерию не имеет ограничений на поиск скоплений углеводородов.

### Характеристика месторождений нефти и газа

В пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба открыто 20 месторождений: четыре нефтегазовых, одно нефтяное, шесть газовых, девять газоконденсатных. Промышленные скопления углеводородов открыты в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба на Танамской структурной террасе, Соленинско-Мессояхском, Малохетском валах, на Рассохиинском мегавале, на Таймырском выступе и в западной части Центрально-Таймырского мегапрогиба, в восточной части - на Балахнинском мегавале. Подавляющее большинство месторождений многопластовые. Число продуктивных пластов может достигать восьми. Как правило, они имеют сложное строение, обусловленное, главным образом, литологическими (сильная литологическая изменчивость толщ, приводящая к резким колебаниям мощности продуктивных пластов, выклинивание отдельных прослоев внутри них или всего продуктивного пласта в целом), реже тектоническими причинами. В результате, наряду со сводовыми залежами полного контура, часто встречаются залежи со срезанным контуром (литологически и тектонически ограниченные).

В соответствии с типом резервуара наиболее распространены пластовые залежи, приуроченные к алевроито-песчаным породам с маломощными линзами глин и аргиллитов, значительно реже массивно-пластовые, существенно уступающие по объему первым, но превосходящие их по концентрации в них запасов. Менее многочисленными являются линзовидные залежи.

Высоты залежей иногда достигают 67 м, чаще не выходят за пределы 38 м, как правило меньше амплитуды ловушки. Глубина залегания продуктивных пластов меняется от 750 до 3560 м. Общая мощность продуктивного интервала разреза (этаж нефте-

носности) может достигать 1800 м. В зависимости от строения многопластовых месторождений наблюдается как совмещение залежей в плане (Южно-Соленинское, Джангодское), так и значительное несовпадение контуров нефтегазоносности по разным горизонтам (Северо-Соленинское, Зимнее месторождения).

На Таманской структурной террасе открыты Пеляткинское, Казанцевское, Ушаковское, Турковское газоконденсатные и Нанадянское газовое месторождения.

Пеляткинское газоконденсатное месторождение (рис. 11) приурочено к одноименному локальному поднятию. Его размеры в отложениях суходудинской свиты составляют 24x13 км, амплитуда - 70-90 м. Структурные планы локального поднятия по нижнемеловым и среднеюрским отложениям не совпадают.

Месторождение относится к категории многопластовых. Притоки газоконденсата получены из песчаников Ш, 1У, У, У1, УШ, 1Х горизонтов суходудинской свиты (валанжин - готерив). Интервал глубины залегания продуктивных горизонтов 2343-2567 м.

Пластово-сводовая залежь пласта Сд-Ш в кровле суходудинской свиты имеет наименьшие размеры - 11,5x3 км, высота ее около 2 м. Максимальные дебиты газа с конденсатом достигают 116-363 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Пластовые давления порядка 23 МПа, температура около 50°С. Газоводяной контакт прослеживается на отметке -2319 м. Ниже, отделенная 15-20 м глинистой пачкой, находится крупная пластово-массивная залежь горизонта Сд-1У, вскрытая в кровле структуры на отметке -2362 м. Залежь состоит из нескольких пластов песчаников, не имеющих между собой непроницаемого экрана и обладающих вследствие этого единым ГВК на отметке -2390 м. Размеры залежи 22x13 км, высота - до 27 м, пластовое давление достигает почти 24 МПа, температура 53°С. Максимальный дебит составил 3042 тыс. м<sup>3</sup>/сут (скв. 6).

Ниже, разделенные между собой глинистыми слоями, находятся залежи пластов Сд-У и Сд-У1, вскрытые в своде складки на отметках -2402 и -2434 м соответственно и имеющие ГВК -2420 и -2465 м. Размеры залежей - в пределах 7x19 км, высота - до 30 м. Максимальные дебиты составили 596-739 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Залежь пласта Сд-УШ вскрыта в своде на отметке -2537 м и имеет размеры 22x13 км и высоту 45,6 м. ГВК прослеживается на -2583 м. Дебиты достигают 1829 тыс. м<sup>3</sup>/сут, Р - 26 МПа, Т - 60°С. Возможно единая массивная залежь <sup>пл</sup> пластов Сд-1Х-Х изучена недостаточно. Она имеет нефтяную оторочку.

Песчано-алевролитоглинистые продуктивные пласты по своему составу весьма изменчивы. Они содержат пропластки и

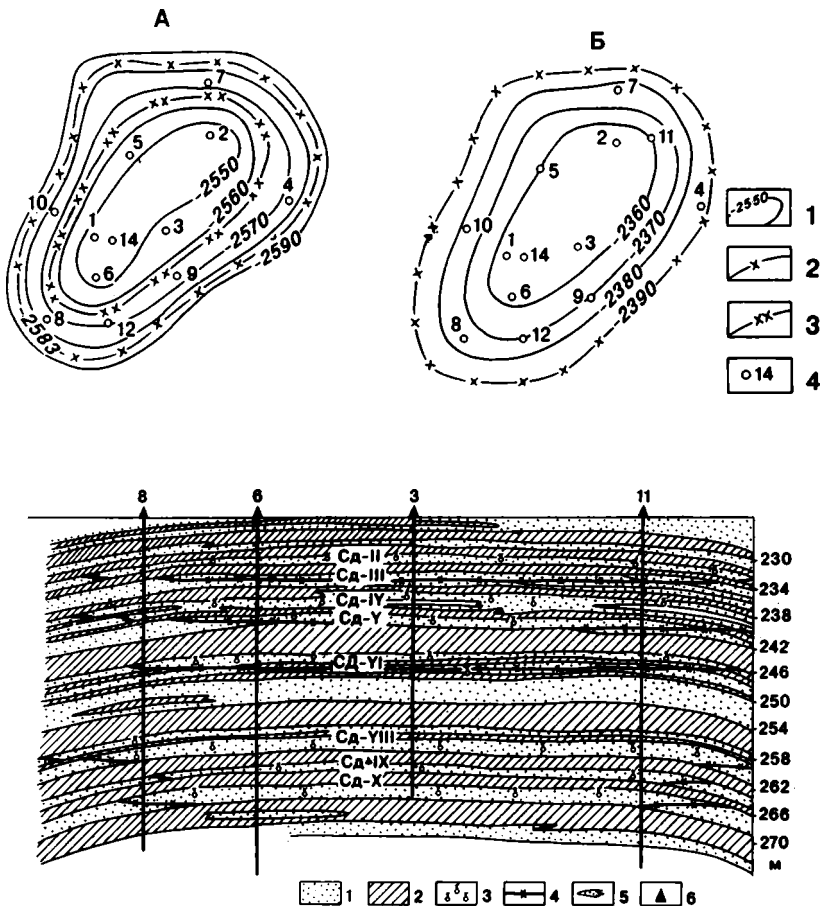


Рис. 11, Месторождение Пеляткинское  
 Структурные карты. А - по кровле пласта Сд-УШ, Б - по кровле пласта Сд-1У; 1 - изогипсы кровли пласта; контуры газоносности: 2 - внешний, 3 - внутренний; 4 - скважины. Геологический разрез: породы - 1 - песчаные, 2 - глинистые, 3 - газ, 4 - газовойодной контакт, 5 - газовая залежь, 6 - скважины

линзы глин. Разделенные ими песчано-алевритовые части пластов гидродинамически связаны между собой, что дает основание ряду авторов относить содержащиеся в них залежи к плас-

тово-массивному типу. Песчаники всех перечисленных горизонтов обладают сходными значениями пористости - 14-17% и проницаемости - в пределах 9-75 мД.

Коэффициент заполнения ловушек уменьшается вверх по разрезу от 100% (пласт Сд-УШ) до 27% (пласт Сд-Ш), начальное пластовое давление от 27 до 22 МПа, температура от 62 до 49<sup>0</sup>С.

Конденсаты, полученные из отложений суходудинской свиты по составу метано-нафтеновые (нафтеновых УВ более 50%, ароматических - менее 10%), плотность в среднем порядка 0,78 г/см<sup>3</sup>, преобладают фракции, кипящие до 150<sup>0</sup>С (40-70%). В скв. 14 наблюдается увеличение плотности (от 0,76 до 0,80 г/см<sup>3</sup>), вязкости (от 0,9 до 1,97 стс при 20<sup>0</sup>С), температуры начала кипения (62-113<sup>0</sup>С), содержания высококипящих фракций вверх по разрезу от пласта Сд-УШ к Сд-1У.

По величине извлекаемых запасов газа месторождение относится к категории крупных.

Казанцевское газоконденсатное месторождение приурочено к локальному поднятию. Складка вытянута в северо-восточном направлении, размеры по сейсмическому горизонту 1<sup>Г</sup> в нижней части суходудинской свиты 25x10 км, амплитуда порядка 60 м. Структурные планы описываемого поднятия по нижнемеловым и среднеюрским отложениям не совпадают. Залежи углеводородов приурочены к пластам У (насоновская свита), П, У1, УШ, Х, Х1-ХШ (суходудинская свита). Промышленные притоки получены из пластов Сд-П, У1, УШ, максимальные дебиты - из горизонта Сд-У1 - 451 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Толщина пластов в пределах месторождения не постоянна. Так в пласте Сд-УШ она изменяется от 0 до 28 м, в пласте Сд-П - от 5 до 21 м.

Залежь пласта Сд-П выявлена в интервале 2276-2280 м, продуктивный пласт, мощностью от 5 до 21 м, представлен чередованием песчаников и алевролитов. Открытая пористость пород 15%. Дебит газа через штуцер диаметром 12,7 мм составил 87 тыс. м<sup>3</sup>/сут; пластовое давление 21,5 МПа. Газоводяной контакт прослеживается на отметке -2259 м. Залежь относится к типу пластово-сводовых.

Залежь пласта Сд-1У находится в интервале 2407-2504 м. Продуктивный пласт мощностью от 32 до 49 м сложен песчаниками и алевролитами. Открытая пористость пород изменяется в незначительных пределах - от 14 до 20%, проницаемость - от 21 до 48 мД. Дебит газа через штуцер диаметром 25,3 мм составил 414 тыс. м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 23,4 МПа; температура 58<sup>0</sup>С. Залежь относится к типу пластовых сводовых.

Залежь пласта Сд-УШ вскрыта в интервале 2491-2528 м. Продуктивный пласт мощностью от 0 до 28 м представлен песчаниками и алевролитами с заметно увеличивающимся содержанием глинистого материала в направлении кровли пласта и свода структуры. Открытая пористость пород порядка 15%, проницаемость варьирует от 1 до 150 мД. Дебит газа через штуцер диаметром 15,75 мм составил 80 тыс. м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 24,9 МПа, температура 59°С. Вместе с газом поступала нефтяная эмульсия. Газоводяной контакт прослеживается в залежи на отметке -2488 м. Залежь относится к типу пластово-сводовых.

В целом, продуктивные горизонты характеризуются меньшей мощностью по сравнению с Пеляткинским месторождением. Пластовые давления в интервале вскрытия (2270-2530 м) близки к условным гидростатическим, температуры порядка 60°С. Пористость в среднем близка 15%, проницаемость до 150 мД. В залежах пластов Сд-УШ, 1X, X возможны нефтяные оторочки (суточный дебит нефти до 0,3 м<sup>3</sup>/сут).

По величине извлекаемых запасов газа месторождение относится к категории мелких.

Ушаковское газовое месторождение приурочено к одноименному поднятию, представляющему по меловым отложениям (отражающий горизонт Пб) брахиантиклиналь широтного простирания размерами 9x4,5 км и амплитудой 30 м. На месторождении открыто четыре газоконденсатных залежи в песчаных горизонтах Сд-П, Сд-Ш, Сд-УШ и Сд-1X суходудинской свиты неокома.

Залежь пласта Сд-П приурочена к верхней части суходудинской свиты, относится к антиклинальным пластовым сводовым, частично литологически ограниченным. По величине рабочих дебитов она среднедебитная.

Залежь пласта Сд-Ш находится на 50-55 м ниже подошвы пласта Сд-П. Она классифицируется как газоконденсатная, антиклинальная, пластово-массивная, сводовая, среднедебитная. Размеры ее пока не установлены.

Залежь Сд-УШ приурочена к песчаному пласту в нижней части суходудинской свиты. Она относится к газоконденсатным, антиклинальным, пластово-массивным, сводовым, среднедебитным.

Залежь Сд-1X расположена в нижней части суходудинской свиты, относится к тому же типу, что и залежь Сд-УШ.

По разведываемым запасам месторождение относится к категории средних (запасы газа 12 млрд. м<sup>3</sup>).

Турковское газоконденсатное месторождение контролируется одноименным поднятием, расположенным в пределах Танамской структурной террасы. На месторождении пробурено три поисковых скважины. Продуктивными являются пласты группы Сд песчаных горизонтов суходудинской свиты. Незначительные притоки нефти ( $0,64 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) получены из глинистых песчаников (интервал 3015–3034 м, верхняя юра).

Нефть средней плотности ( $D_{4}^{20}=0,85 \text{ г/см}^3$ ) с преобладанием парафино-нафтеновых УВ, среди которых доминируют длинноцепочечные парафины. Ароматические УВ имеют подчиненное значение, главное место среди них занимают моноциклические ароматические УВ, моноциклические – подчиненное. Смолисто-асфальтеновых компонентов мало. Наличие  $S=0$  групп на диаграмме ИКС говорит о слабоокисленном характере нефти.

Разведочные работы на месторождении начаты в 1992 г.

Нанадянское газовое месторождение приурочено к одноименной структуре размерами 14x6 км при амплитуде 120 м (по отражающему горизонту 1Б яковлевской свиты). Месторождение открыто в 1990 г. Залежь сухого газа выявлена в пласте Сд-1 суходудинской свиты. Эффективная мощность пласта 36 м. Пласты-коллекторы представлены мелко- и среднезернистыми песчаниками. Тип коллектора поровый.

На Яровской площади, приуроченной к локальной структуре, осложняющей западную часть Танамской структурной террасы, установлена продуктивность верхней части суходудинской свиты. Структура представляет собой антиклиналь размером 10x10 км с амплитудой 100 м по горизонту 11а и 12x14 км с амплитудой 90 м по горизонту 11б. Помимо газа из суходудинской свиты получен промышленный приток газа с конденсатом с глубины 3761 м из отложений вьмской свиты юры. На глубине 2260 км пластовое давление составляет 22,6 МПа, температура  $42^{\circ}\text{C}$ .

На территории Соленинско-Мессояхского вала открыты Северо-Соленинское, Южно-Соленинское, Мессояхское газоконденсатные месторождения (рис. 12).

Северо- и Южно-Соленинские газоконденсатные месторождения приурочены к двум разделенным небольшой седловиной антиклиналям, имеющим размеры в отложениях нижнего мела соответственно 13x10 км (амплитуда 40 м) и 16x9 км (амплитуда 30 м). Совпадение структурных планов по среднеюрским и нижнемеловым отложениям отмечается только у Северо-Соленинской антиклинали.

На Северо-Соленинском месторождении получены притоки газа и газоконденсата из песчаников суходудинской (Сд-Ш).



Северо-Соленинское

МЕСТОРОЖДЕНИЯ

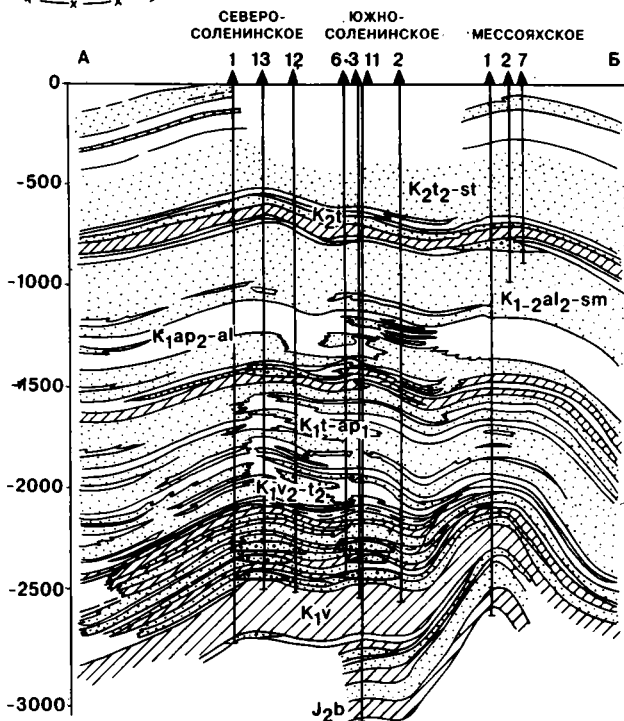
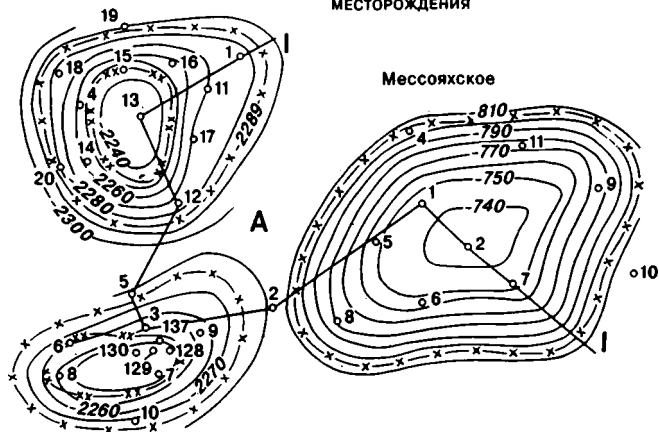


Рис. 12. Месторождения Северо-Соленинское, Южно-Соленинское, Мессояхское  
Условные обозначения см. на рис. 11

Сд-1У, Сд-УШ, Сд-1Х) и яковлевской (Як-1, Як-П) свит нижнего мела, расположенных в интервале глубин 1439-2408 м.

Залежь пласта Як-1 вскрыта в интервале 1439-1474 м. Продуктивный пласт мощностью от 0 до 20 м сложен средне- и мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Открытая пористость пород достигает 22%, проницаемость  $75 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>. Дебит газа через штуцер диаметром 7,2 мм составил 112 тыс. м<sup>3</sup>/сут; пластовое давление 13,9 МПа, пластовая температура порядка 28°С. Газоводяной контакт прослеживается на отметке -1409 м. Залежь относится к типу пластово-сводовых литологически экранированных.

Залежь пласта Як-П выявлена в интервале 1467-1474 м. Продуктивный пласт мощностью 15-20 м представлен чередованием мелко- и среднезернистых песчаников и песчаных алевролитов. Открытая пористость пород составляет в среднем 22%, проницаемость достигает в отдельных разностях  $102 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>. Дебит газа через штуцер диаметром 13 мм составил 340 тыс. м<sup>3</sup>/сут; пластовое давление 14,1 МПа, температура порядка 29°С. Газоводяной контакт прослеживается на отметке -1416 м. Залежь относится к типу пластово-массивных.

Залежи пластов Сд-Ш и Сд-1У сходны по своему строению. Залежь пласта Сд-Ш вскрыта в интервале 2162-2240 м. Продуктивный пласт мощностью от 15 до 37 м сложен слабо сцементированными песчаниками с прослоями глинистых алевролитов. Открытая пористость пород составляет в среднем 16%, проницаемость - от 3 до  $16 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>. Дебит газа через штуцер диаметром 7,2 мм составил 137 тыс. м<sup>3</sup>/сут; пластовое давление 20,6 МПа, температура 46°С. Газоводяной контакт прослеживается на отметке -2130 м. Залежь относится к типу пластовых сводовых.

Залежь пласта Сд-УШ находится в интервале 2307-2352 м. Продуктивный пласт мощностью от 38 до 45 м сложен полимиктовыми мелкозернистыми песчаниками с подчиненными прослоями алевритов и аргиллитов. Открытая пористость пород составляет в среднем 15%, проницаемость изменяется от 4 до  $10 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>. Дебит газа через штуцер диаметром 9,6 мм составил 247 тыс. м<sup>3</sup>/сут; пластовое давление 22,3 МПа, температура 53°С. При испытании вместе с пластовой водой поступало незначительное количество нефтяной эмульсии. Газоводяной контакт прослеживается на отметке -2284 м. Залежь относится к типу пластовых сводовых.

Залежь пласта Сд-1Х вскрыта в интервале 2365-2401 м. Продуктивный пласт мощностью от 40 до 46 м представлен чередо-

ванием мелкозернистых полимиктовых песчаников и глинистых алевролитов. Открытая пористость пород составляет в среднем 17%, проницаемость изменяется от 7 до  $150 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>. Дебит газа через штуцер диаметром 9,6 мм составил 266 тыс. м<sup>3</sup>/сут; пластовое давление 22,5 МПа, температура 55°С. При испытании пласта в одной из скважин вместе с водой поступает нефтяная эмульсия. Газоводяной контакт прослеживается на отметке -2326 м. Залежь относится к типу пластово-массивных.

По величине разведанных запасов газа месторождение относится к категории крупных.

Южно-Соленинское месторождение (см. рис. 12) многозалежное, промышленные притоки газа получены в отложениях нижней части суходудинской свиты из пластов Сд-УШ, Сд-1Х, Сд-Х, Сд-Х1, в интервале 2290-2430 м.

Залежь пласта Сд-УШ выявлена в интервале 2290-2319 м. Продуктивный пласт мощностью от 32 до 40 м представлен чередованием песчаников и песчаных алевролитов. Открытая пористость пород составляет в среднем 14%, проницаемость изменяется от 5 до  $63 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>. Максимальный дебит газа через штуцер диаметром 15,7 мм составил 663 тыс. м<sup>3</sup>/сут; пластовое давление 22,4 МПа, температура порядка 48°С. Залежь относится к типу пластово-сводовых.

Залежь пласта Сд-1Х вскрыта в интервале 2344-2366 м. Продуктивный пласт мощностью от 45 до 57 м представлен чередованием песчаников и алевролитов. Открытая пористость пород составляет в среднем 16%, проницаемость изменяется от 10 до  $68 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>. Максимальный дебит газа через штуцер диаметром 15,7 мм составил 623 тыс. м<sup>3</sup>/сут; пластовое давление 22,4 МПа, температура порядка 51°С. Газоводяной контакт прослеживается на отметке -2316 м. Залежь относится к типу пластово-массивных.

Залежь пласта Сд-Х находится в интервале 2406-2430 м. Продуктивный пласт мощностью от 13 до 17 м сложен мелко- и среднезернистыми, местами алевроитистыми песчаниками. Открытая пористость пород составляет в среднем 16%, проницаемость изменяется в значительных пределах от 8 до  $102 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>. Максимальный дебит газа через штуцер диаметром 9,3 мм составил 174 тыс. м<sup>3</sup>/сут; пластовое давление 22,8 МПа, температура порядка 55°С. Залежь имеет нефтяную оторочку. Газо-нефтяной контакт прослеживается на отметке -2385 м. Залежь относится к типу пластово-сводовых.

Залежь пласта Сд-Х1 вскрыта в интервале 2430-2441 м. Продуктивный пласт мощностью от 30 до 48 м сложен мелкозер-

нистыми песчаниками и глинистыми алевролитами. Открытая пористость пород составляет в среднем 15%, проницаемость изменяется от 5 до  $27 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>. Дебит газа через штуцер диаметром 11,1 мм составил 328 тыс. м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 23,4 МПа, температура порядка 58 °С, газоводяной контакт прослеживается на отметке -2407 м. Залежь относится к типу пластово-массивных.

Кроме суходудинских имеется еще до четырех продуктивных горизонтов, относящихся к сивговской и мальшевской свитам. Продуктивная мощность пластов колеблется от первых метров до 30-40 м, дебиты газа достигают 450-500 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Полученная нефть (Южный купол, пласт Сд-Х1) характеризуется средней плотностью (0,85 г/см<sup>3</sup>), малой окисленностью (смоли и асфальтены менее 5%) и парафинистостью (около 1%), низкой сернистостью (менее 0,01%), вязкостью 5 сСт. Бензиновые фракции составляют 38%, от 200 до 300 °С - 24%. Точка начала кипения близка к 100 °С.

Плотность нижнемеловых конденсатов 0,77-0,83 г/см<sup>3</sup>, вязкость при 20 °С - 1,1-1,9 сСт. Фракции до 200 °С составляют от 35 до 88%, 200-300 °С - 10-60% (аномальные значения получены в скв. 15, 17 Северо-Соленинского месторождения). В скв. 15 наблюдается некоторое увеличение плотности и содержания высококипящих фракций от пласта Сд-1Х к пласту Сд-Ш.

Юрские конденсаты имеют плотность 0,78-0,81 г/см<sup>3</sup>, вязкость 1-2 сСт (при 20 °С). Бензиновые фракции составляют 35-60%. Начало кипения соответствует 90-95 °С.

Газы суходудинской свиты существенно метановые (95-97%), содержание других гомологов метана не превышает 3-5%, исключение составляют газы пласта Х-Х1 из скв. 3 Южного купола метан 84-85%, этан 14-15%. Верхне-среднеюрские газы содержат метана около 90%, этана и пропана - до 5%.

По величине извлекаемых запасов газа месторождение относится к категории средних.

Мессояхское газовое месторождение (см. рис. 12), приуроченное к брахиантиклинальной структуре размером по кровле нижнего мела порядка 20x15 км, амплитудой 70 м. Структура имеет широкий пологий свод и относительно крутые склоны (с углами наклона 1°30'). Структурные планы локального поднятия по верхне- и нижнемеловым и среднеюрским отложениям совпадают. Здесь выявлена массивная залежь в песчаниках долганской (альб - сеноман) свиты. Продуктивный горизонт вскрыт в интервале 815-872 м, ГВК прослеживается на отметке -803,4 м. Коллекторская часть неоднородна, состоит из несколь-

ких пластов песчаников, разделенных пачками глин. В своде структуры выделяется до 17 пронизаемых прослоев, на крыльях их количество убывает до 4. Суммарная мощность продуктивной толщи достигает местами 69,5 м. Открытая пористость пород изменяется от 18 до 32%, пронизаемость колеблется в широких пределах от 0,5 до  $1100 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>. Пластовое давление 76,0 МПа, температура 12°С. А.А. Трофимук, Ю.Ф. Макогон и другие (1984) указывают на газогидратный характер верхней части залежи выше равновесной поверхности, контролируемой геозоотермой 10°С. Газ – 99% метан. Максимальные дебиты газа составили около 180 тыс. м<sup>3</sup>/сут через штуцер 12,3 мм. Пластовое давление 7,6 МПа, температура 12°С. Кроме этого, получены небольшие притоки газа (840 м<sup>3</sup>/сут) и воды из горизонтов суходудинской свиты. По извлекаемым запасам месторождение относится к категории средних.

На Малохетском валу выявлены Нижнехетское и Зимнее газовые месторождения.

Зимнее газовое месторождение (рис. 13) приурочено к одноименному локальному поднятию в западной части Малохетского вала, имеющему размеры по сейсмическому горизонту П<sup>6</sup> (верхняя часть мальшевской свиты, средняя юра) порядка 13x7 км, амплитуду 60 м. Структурные планы поднятия по юрским и меловым отложениям не совпадают.

В меловых отложениях свод структуры несколько смещен в северо-восточном направлении, складка в осевой части нарушена разломом северо-восточного простирания (совпадающего с простиранием поднятия), амплитуда по разным горизонтам 10–20 м. Северное крыло приподнятое, нижнее – опущенное. В пределах месторождения выявлено три газоконденсатных залежи в отложениях зимней (Зм-1), мальшевской (Мл-1) и нижнехетской (Нх-1У) свит. Наибольшие дебиты (до 480 тыс. м<sup>3</sup>/сут) получены из продуктивных горизонтов нижнехетской свиты. Продуктивные пласты, залегающие в интервале глубин 1748–2902 м сложены песчаниками и имеют толщину от 12 до 40 м.

Залежь пласта Нх-1У, мощность которой от 14 до 34 м, расположена в интервале 1748–1760 м и приурочена к нижней части нижнехетской свиты. Открытая пористость пород изменяется от 16 до 21%, пронизаемость достигает  $11 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>. Дебит газа через штуцер диаметром 9,6 мм составил 201 тыс. м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 16,8 МПа, температура 43°С. Газоводяной контакт прослеживается в залежи на отметке –1715 м. Залежь относится к типу массивных. Возможно, что наличие залежи в нижнехетской свите обусловлено отсутствием (вследствие размыва) удовлетворительного экрана яновстанской свиты.

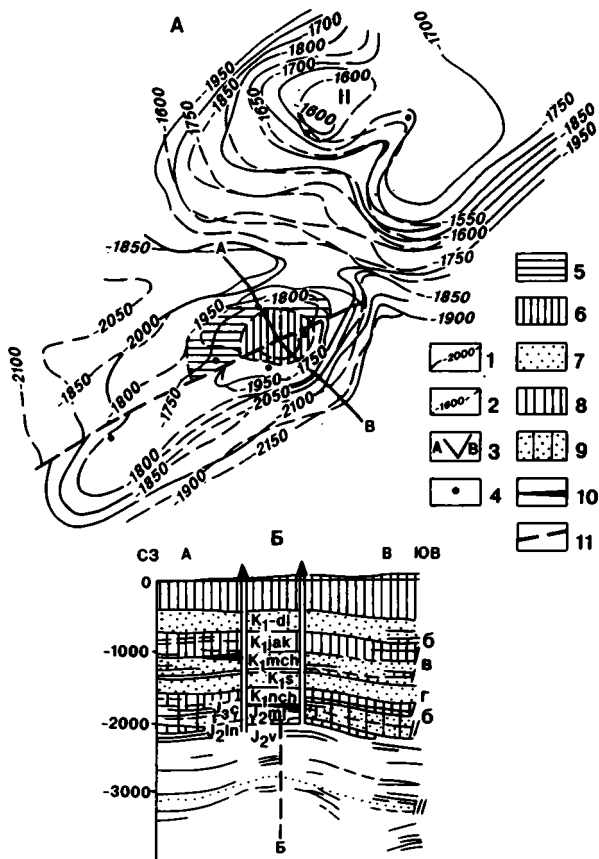


Рис. 13. Месторождение Зимнее

1 - Зимняя структура, П - Семеновская структура; изогипсы: 1 - ОГ П<sup>б</sup>, 2 - ОГ 1<sup>г</sup>; 3 - линия геолого-геофизического разреза; 4 - скважины; площади газовой залежи: 5 - продуктивный горизонт НХ-1У, 6 - продуктивный горизонт М-1. Литологические комплексы: отложения - 7 - преимущественно песчаные, 8 - преимущественно глинистые, 9 - песчано-глинистые; 10 - газовые залежи, 11 - предполагаемое дизъюнктивное нарушение

Залежь пласта Мл-1 мальшевской свиты, вскрывая 80 м ниже, в интервале 1826-1849 м, относится, вероятно, к типу пластово-сводовых литологически экранированных. Дебиты газа достигают 140-190 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Продуктивный пласт мощностью

от 12 до 32 м сложен песчаниками. Открытая пористость составляет в среднем 17%, проницаемость изменяется от 57 до  $185 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>. Пластовое давление не превышает 18 МПа, температура 46°С. Поскольку газоводяной контакт прослеживается в скважинах на разных отметках, предполагается наклон ГВК с юго-востока на северо-запад от отметки -1797 м до отметки -1817 м.

Залежь пласта 3м-1 находится на глубине 2902 м. Продуктивный пласт мощностью 37 м, приуроченный к верхней части свиты, сложен песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Открытая пористость пород изменяется от 8 до 11%, проницаемость не определена. Дебит газа через штуцер 6 мм составил 7 тыс. м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 28,7 МПа, пластовая температура порядка 81°С. Газоводяной контакт установлен условно на отметке -2900 м. Залежь пластово-сводовая.

Месторождение относится по разведанным запасам газа к категории мелких.

Нижнехетское месторождение расположено в сводовой части Малохетского вала. Месторождение приурочено к антиклинали размером 3х4 км и амплитудой порядка 40 м (в отложениях верхней юры). Наблюдается несоответствие структурных планов по юрским и меловым горизонтам, в последних свод структуры смещен в северо-восточном направлении, крылья складки более пологие. Вскрыты две залежи газа в суходудинской (Сд-0) и сиговской (Сг-1) свитах.

Залежь пласта Сд-0 вскрыта на глубине 513 м в кровле суходудинской свиты. Продуктивный пласт мощностью от 8 до 38 м сложен песками и песчаниками с подчиненными прослоями глин. Открытая пористость пород изменяется от 26 до 30%, проницаемость не определялась. Дебит газа через штуцер диаметром 3 мм составил 0,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут; пластовое давление 5 МПа, пластовая температура около 7°С. Залежь относится к типу пластово-сводовых.

Залежь пласта Сг-1 (сиговская свита) находится на глубине 894 м. Продуктивный пласт мощностью от 17 до 25 м сложен слабоцементированными песчаниками. Открытая пористость пород изменяется от 14 до 24%, проницаемость достигает  $76 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>. Экраном служит 20-метровая глинистая толща яновстанской свиты. Дебит газа через штуцер диаметром 9,5 мм составлял 80 тыс. м<sup>3</sup>/сут; пластовое давление 9 МПа, пластовая температура 19°С. Залежь пластово-массивная.

На Рассохинском мегавале открыты Озерное и Джангодское газовые месторождения.

Озерное месторождение контролируется анти-клиналью широтного простирания, имеющей размеры 85x5 км и амплитуду 50 м (по подошве яковлевской свиты), нарушенной вкрест простирания разломом с вертикальным смещением 10–20 м. Структурные планы локального поднятия по меловым и юрским отложениям не совпадают.

Небольшая газовая залежь массивного типа выявлена в отложениях малохетской свиты. Продуктивный горизонт Мх-1 вскрыт на глубине 1390 м. Он сложен алеврито-песчаными породами мощностью от 15 до 30 м. Открытая пористость пород достигает 27%. Проницаемость колеблется от 6 до  $262 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>. Дебит газа достигает 400 тыс. м<sup>3</sup>/сут; пластовое давление 13,2 МПа, температура 23<sup>o</sup>С. В пробах газа метан составляет 90% и более, этан и пропан – 4,5%, азот около 3%. Залежь характеризуется малыми размерами и высотой и относится к типу массивных. Месторождение по разведанным запасам относится к категории мелких (запасы газа 1,9 млрд. м<sup>3</sup>).

Джангодское месторождение приурочено к анти-клинальному поднятию субширотного простирания, осложняющему центральную часть Рассохинского мегавала. Его размеры по кровле суходудинской свиты 29x10 км и амплитуда 100 м. По юрским и, возможно, неокомским горизонтам структура разбита двумя взаимноперпендикулярными системами дизъюнктивов на блоки. По меловым горизонтам сводовая часть смещена в юго-восточном направлении. Здесь выявлена небольшая пластово-сводовая тектонически экранированная залежь в горизонте Сд-0 суходудинской свиты.

Залежь пласта Сд-0 находится в интервале 969–977 м. Продуктивный пласт мощностью 5 м сложен песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов. Открытая пористость пород достигает 22%, проницаемость до  $500 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>. Дебит газа через штуцер диаметром 7,8 мм составил 58 тыс. м<sup>3</sup>/сут; пластовое давление составляет 7,7 МПа, температура порядка 13<sup>o</sup>С. Залежь характеризуется малыми размерами и высотой и относится к типу пластовых тектонически экранированных. Незначительные притоки газа получены при испытании пластов Сд-УШ-ХП – до 1000 м<sup>3</sup>/сут. По величине извлекаемых запасов месторождение относится к категории мелких.

На Таймырском выступе выявлено Хабейское газоконденсатное месторождение. В тектоническом плане оно приурочено к Восточно-Казачинскому локальному поднятию, осложняющему юго-восточный склон Таймырского выступа. По подошве юрских отложений структура имеет размеры 9x6 км и амплитуду



ду более 150 м. В верхнеюрских горизонтах амплитуда заметно уменьшается, а в меловых (особенно верхнемеловых) складка почти не проявляется. По сейсмическому горизонту У (подошва юры) структура нарушена двумя разломами. Таким образом, Восточно-Казачинская структура является погребенным поднятием. Д.Б. Гальвирский (1976) оценивает время его формирования как ранняя — поздняя юра.

В пределах месторождения выявлены две залежи. Однако о их строении однозначно судить трудно, так как ни одна из скважин не попала в свод, притоки получены только из скв. 1, а две остальные расположены за пределами ГВК. Возможно, в строении обеих залежей существенную роль играют и литологические факторы.

Из отложений нижнехетской свиты в интервале 1768–1789 м получены притоки газа дебитом до 497 тыс. м<sup>3</sup>/сут с небольшим количеством распыленной воды. Продуктивный горизонт сложен несколькими пластами глинистых мелкозернистых песчаников, переслаиваемых пачками аргиллитов. Пластовое давление составляет 17,3 МПа, температура 34 °С.

Залежь среднеюрского пласта вскрыта в интервале 2032–2046 м. При испытании получен приток газа с небольшим количеством газоконденсата абсолютно свободным дебитом 406 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Продуктивный горизонт общей мощностью 19 м (эффективная мощность — 13 м) сложен мелкозернистыми песчаниками. Пластовые давления составляют 20,1 МПа, температура 43 °С.

Газ нижнемелового продуктивного горизонта почти полностью состоит из метана (96–99%), другие гомологи составляют менее 0,05%, содержание азота достигает 2,5–3,0%. Плотность газа — 0,67 кг/м<sup>3</sup>.

Среднеюрские газы содержат метана до 90%, этана и пропана около 6%, азота — 3–3,5%.

В западной части Центрально-Таймырского мегапрогиба выявлены Дерябинское и Пайяхское месторождения.

Дерябинское газоконденсатное месторождение (рис. 14) приурочено к локальному поднятию, расположенному в пределах Центрально-Таймырского прогиба близ его границы с Южно-Таймырской моноклиналью. Размеры поднятия сходны по различным юрским горизонтам и составляют примерно 15×10 км, амплитуда порядка 100 м. В меловых отложениях складка заметно выполаживается (Э.Г. Викас, 1979). Время образования структуры можно оценить как постюрское.

Основными продуктивными горизонтами являются пласты Др-1У и Др-У верхней юры - берриаса, кроме того, в ряде скважин притоки газа получены из горизонта Др-П (324 тыс. м<sup>3</sup>/сут). Характерной особенностью отложений является замещение всех продуктивных горизонтов в северо-восточном направлении в районе свода структуры, что позволяет отнести их залежи к категории литологически экранированных.

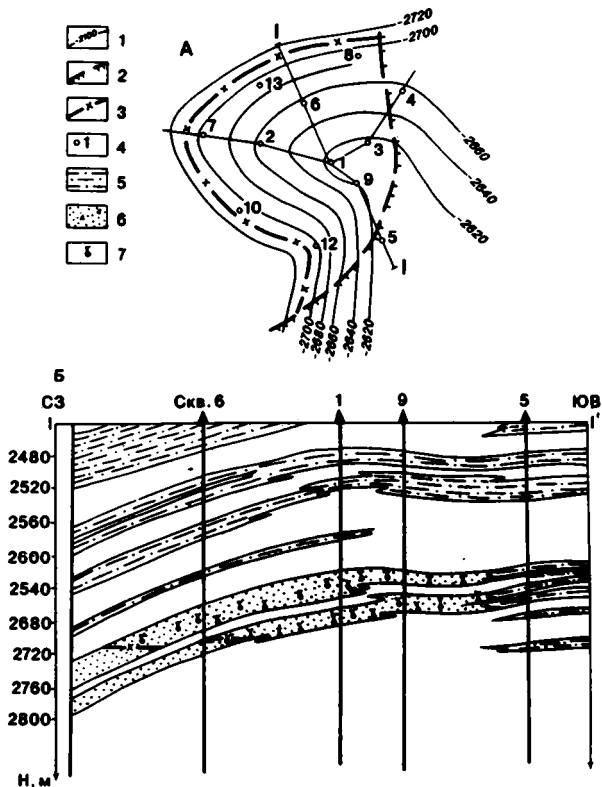


Рис. 14. Месторождение Дерябинское

А - структурная карта, Б - геологический разрез; 1 - изогипсы кровли продуктивного пласта Др-1У в отложениях верхней юры - берриаса, 2 - литологическая граница газовой залежи, 3 - газовойдной контакт, 4 - разведанные скважины, отложения: 5 - преимущественно глинистые, 6 - преимущественно песчаные; 7 - газовая залежь

Залежи пластов Др-1У и У, разделенные 10-метровой пачкой аргиллитов, вскрыты в интервале глубин 2635-2774 м. Коллек-

торы сложены глинистыми песчаниками мощностью до 40 м, обладающими невысокой открытой пористостью и проницаемостью (4–6 мД). Дебиты газа составляют 250–375 тыс. м<sup>3</sup>/сут. ГВК прослеживается на отметке –2721 м (пласт Др–1У) и –2700 м (Др–У). Залежь пласта Др–У, вероятно, имеет нефтяную оторочку (притоки нефти до 200 л/сут).

Кроме того, притоки газа 115 тыс. м<sup>3</sup>/сут получены при испытании пласта НХ–1 нижнехетской свиты.

Для месторождения характерны пластовые давления, близкие к условным гидростатическим и несколько пониженные геотермические градиенты – 2,0°С/100 м.

Нефти Дерябинского месторождения метаново–нафтенowego состава, хотя содержание ароматических УВ больше, чем на других площадях. Фракции нк–200°С составляют 34%, 200–300°С – 40%. Содержание смол и асфальтенов около 2,5%. Плотность нефти 0,83 г/см<sup>3</sup>, вязкость – 3,0 сСт. Конденсаты имеют плотность 0,76–0,77 г/см<sup>3</sup>, вязкость при 20°С около 1 сСт. Газы по составу метановые (78–94%, в среднем – 80–85%), содержание метана и пропана больше, чем в газах других месторождений – до 11%, то же относится и к азоту – 4+9–11%. Плотность порядка 0,71–0,82 г/см<sup>3</sup>.

По разведанным запасам газа месторождение относится к категории крупных.

Нефтегазопроявления наблюдались при разбуривании берриас–верхнеюрских отложений в пределах Средне–Яровской аномалии типа залежь (АТЗ), расположенной на северном крыле Танамской структурной террасы. Всего получено из разных скважин от 1 до 15 л нефти. Возможная залежь приурочена к локальному песчано–алевритовому телу среди мощной глинистой пачки. Размеры вытянутой с юго–запада на северо–восток АТЗ по данным сейсморазведки и электроразведки составляют более 10–15 км по простиранию и 2,5–3 км вкрест.

Коллекторский горизонт сложен мелкозернистыми слабоотсортированными песчаниками, плохо выдержанными по площади даже на небольших расстояниях. Наблюдается заметная аномалия пластовых давлений в верхнеюрских песчаниках (43–48 МПа на глубине 3,1–3,3 км) в ряде скважин. В нижнемеловых отложениях (суходудинская свита) пластовые давления соответствуют условным гидростатическим. Температуры распределяются согласно геотермическому градиенту 2,3°С/100 м.

Состав газов и нефтей Средне–Яровской площади близок к Дерябинскому. Особенностью первых является повышенная

вязкость -  
11-29 сСт и пара-  
финистость - 13%.

Пайяхское газо-  
нефтяное месторожде-  
ние приурочено  
к одноименному  
поднятию, располо-  
женному на склоне  
Агапского проги-  
ба (рис. 15). Неф-  
теносный горизонт  
приурочен к сред-  
ней части нижнехет-  
ской свиты и пред-  
ставлен кварц-по-  
левошатовыми  
песчаниками.

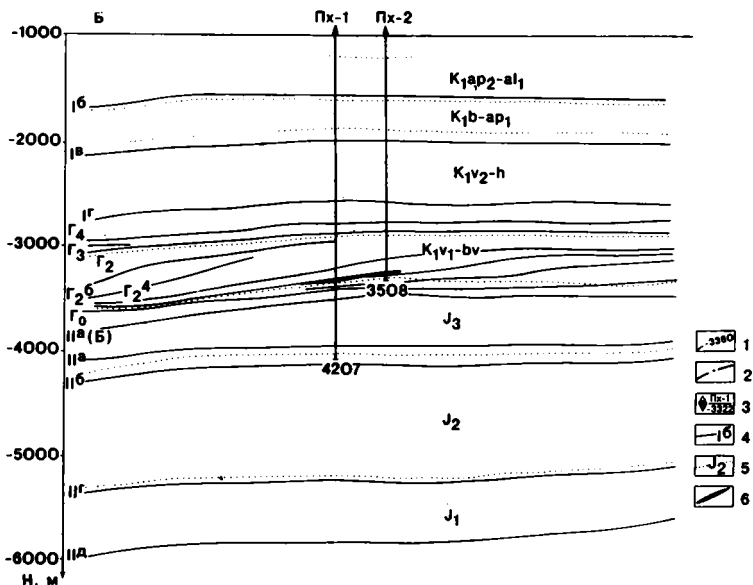
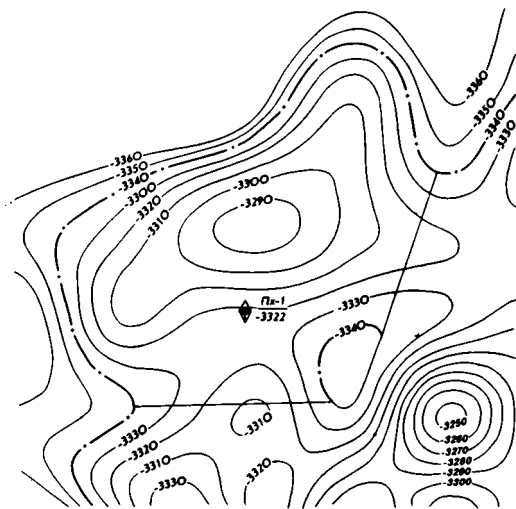


Рис. 15. Пайяхское месторождение

А - структурная карта, Б - геологический разрез; 1 - изо-  
гипсы кровли продуктивного горизонта, 2 - контур нефтегазо-  
носности, 3 - скважины глубокого бурения: в числителе -  
номер скважины, в знаменателе - абсолютная отметка кровли  
продуктивного горизонта, 4 - отражающие горизонты, 5 - геоло-  
гические границы, 6 - нефтяная залежь

Пробурена одна параметрическая скважина, где из интервалов 3420–3424 и 3432–3436 м получен приток нефти дебитом 33 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 7,8 мм штуцере. Разведка месторождения начата в 1992 г.

На Большехетском мегавале открыты Сузунское, Лодочное, Тагульское и Ванкорское месторождения.

Сузунское газоконденсатнонефтяное месторождение (рис. 16) в тектоническом отношении расположено на одноименном поднятии в своде Большехетского мегавала. Складка имеет субмеридиональное простирание, размеры порядка 30x10 км (амплитуда по разным горизонтам 100–60 м).

Месторождение относится к категории многозалежных. Залежи углеводородов выявлены в отложениях суходудинской (горизонты Сд-1У-УП, Сд-Х1) и нижнехетской (горизонты Нх-1, Нх-Ш-1У) свит.

В отложениях суходудинской свиты верхнего валанжина – готерива выявлены газовые залежи в песчаных горизонтах Сд-1У-УП и Сд-Х1.

Горизонт Сд-1У-УП выделен в верхней части суходудинской свиты. Общая толщина горизонта довольно выдержана в пределах залежи и составляет в среднем порядка 55 м. Слагающие горизонт песчаники полимиктовые, пористость их достигает 23,4%, проницаемость 106, в отдельных случаях –  $300 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ . Тип коллектора поровый. Газоводяной контакт установлен на абсолютной отметке –2255 м. Высота залежи составляет 4 м. Она классифицируется как газовая, антиклинальная, массивная, сводовая, высокодебитная, по величине запасов газа – средняя. Флюидоупором для залежи служит пласт аргиллитов, толщина которого в пределах ловушки довольно постоянная и составляет 10–12 м.

Газовая залежь в нижней части суходудинской свиты приурочена к песчаному горизонту Сд-Х1, достаточно выдержанному по мощности (38–46 м) в пределах залежи. Песчаники, слагающие горизонт, аналогичны по составу песчаникам пластов Сд-1У-УП. Пористость их достигает 23,3% (в среднем 15%), проницаемость – до  $300 \times 10^{-15} \text{ мкм}^2$ .

По материалам ГИС и результатам испытания газоводяной контакт принят на абсолютной отметке –2446 м. Высота залежи 3 м. Она классифицируется как антиклинальная, массивно-сводовая, высокодебитная по величине запасов. Флюидоупором для залежи пласта Сд-Х1 служит пачка переслаивания алевролитов и аргиллитов мощностью 12–15 м.

Нефтяная залежь Нх-1, базовая залежь месторождения, связана с песчаным горизонтом, приуроченным к кровельной

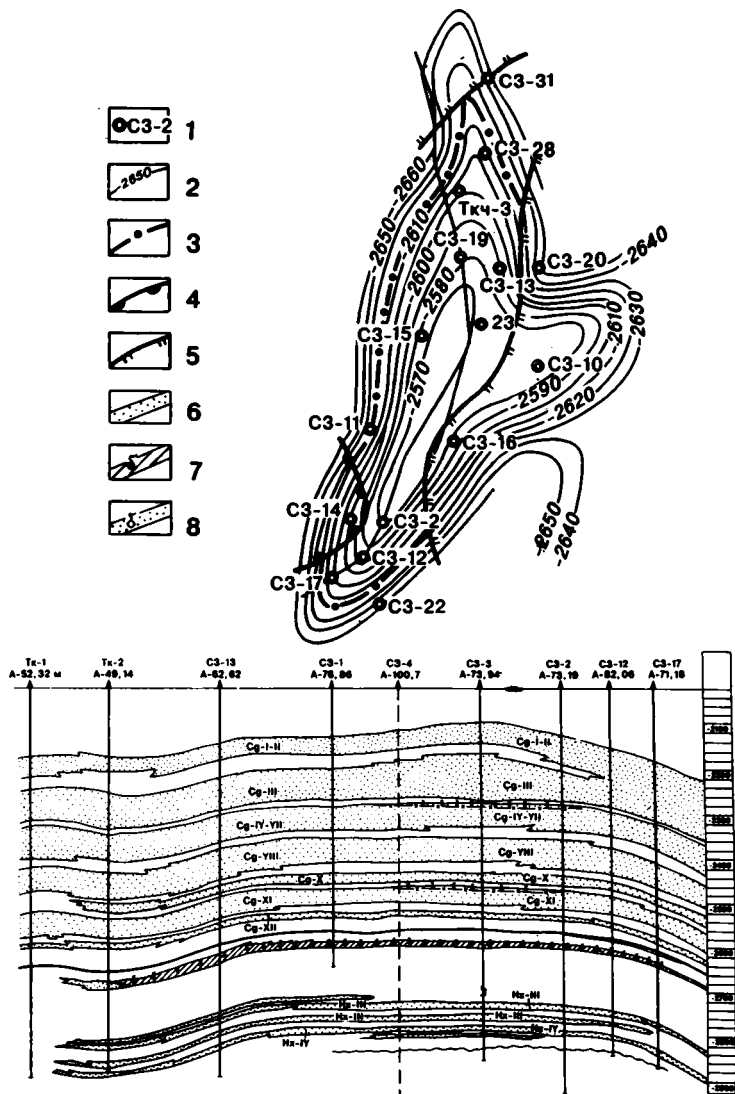


Рис. 16. Сузунское месторождение

А - структурная карта, Б - геологический разрез; 1 - скважины, вскрывшие кровлю нижнехетской свиты, 2 - изогипсы кровли нижнехетской свиты, 3 - контур и линия (на разрезе) водонефтяного контакта, 4 - контур газонефтяного контакта, 5 - линия глинизации пласта НХ-1, 6 - песчаные пласты, 7 - нефтяная залежь, 8 - газовая залежь

(в 20–30 м ниже кровли) части нижнехетской свиты ниже-валанжинского возраста. Эффективная толщина пласта изменяется в широких пределах – от 0 до 20,4 м. Зона отсутствия коллектора приурочена к восточному крылу ловушки, а также к ее северной и юго-западной периклиналям. Коллекторы пласта Нх-1 представлены песчаниками кварцполевошпатовыми мелко- и среднезернистыми, прослоями известковистыми. Открывая пористость их изменяется в пределах 11,2–24%, проницаемость от 3,2 до  $415 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Коллектор поровый и трещино-поровый. В зонах замещения песчаники переходят в алевролиты и аргиллиты. Дебиты нефти при испытании горизонта составляли 18,4–278,2 м<sup>3</sup>/сут на штупере 10 мм. По результатам испытания и материалам ГИС ВНК принят на абсолютной отметке –2628 м. Высота залежи 67 м. Пластовое давление в ней составляет 25,7 МПа, пластовая температура – 62°С. Залежь относится к пластово-сводовой, литологически ограниченной, высокодебитной, по величине запасов – средней.

Флюидоупором для залежи служит пачка аргиллитов толщиной 20–30 м. Пористость слагающих ее аргиллитов колеблется от 2,4 до 10%, проницаемость менее  $0,01 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Залежи нефти в горизонте Нх-Ш-1У, залегающем на 125–130 м ниже Нх-1, выявлены в пластах Нх-Ш<sub>1</sub> и Нх-Ш<sub>2</sub>. Залежи Нх-Ш<sub>1</sub> и Нх-Ш<sub>2</sub> связаны с пластами песчаников в верхней части горизонта Нх-Ш-1У. Песчаники кварцполевошпатовые, мелкозернистые. В пласте Нх-Ш<sub>1</sub> на северо-восточной (скв. 18) и южной (скв. 12) периклиналях песчаники замещаются глинистыми алевролитами. Песчаники пласта Нх-Ш<sub>2</sub> полностью замещаются непроницаемыми алевролитами на западном крыле залежи.

Общая мощность песчаников непостоянна и изменяется в пласте Нх-Ш<sub>1</sub> от 0 до 20 м, в пласте Нх-Ш<sub>2</sub> от 0 до 14 м. Пористость коллектора колеблется в пределах 17,5–19%. Для песчаников этих пластов характерны при сравнительно хороших емкостных свойствах ухудшенные фильтрационные свойства.

Водонефтяные контакты залежей пластов Нх-Ш<sub>1</sub> и Нх-Ш<sub>2</sub> приняты на абсолютных отметках соответственно –2727 и –2754 м. Залежи относятся к пластово-сводовым, литологически ограниченным, по величине рабочих дебитов – к низкодебитным, по величине запасов – к мелким.

Нефти нижнехетской свиты по составу метано-нафтеносные (ароматических УВ менее 15%) с небольшим содержанием смол и асфальтенов (около 4,5%). Плотность нефти при 20°С равна 0,83 г/см<sup>3</sup>, вязкость – около 8 сСт. В составе попутных

газов преобладает метан - 92-95%, этана и пропана - 4-4,5%, азота - до 2%.

В целом, по величине разведанных запасов нефти месторождение относится к категории крупных.

Лодочное газоконденсатнонефтяное многозалежное месторождение контролируется одноименным поднятием, осложняющим Большехетский мегавал. В процессе поискового бурения на Лодочной площади открыто семь залежей: четыре - в яковлевской свите (пласты Як-1-1У), одна в малохетской (пласт Мх-1) и две - в нижнехетской (пласты Нх-1 и Нх-Ш-1У).

Залежь пласта Як-1 приурочена к верхней части яковлевской свиты апт-альбского возраста. В процессе испытания пласта получены притоки газа на шайбе 14,2 мм дебитом до 299,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Залежь пласта Як-1 относится к газовым антиклинальным пластово-сводовым, литологически ограниченными, среднедебитным.

Залежь пласта Як-П отделяется от вышележащей алевруглистоглинистой пачкой мощностью 10-20 м. Песчаники пласта Як-П, общая мощность которого в пределах залежи изменяется от 17 до 30 м, по составу и коллекторским свойствам близки песчаникам пласта Як-1. Залежь, вероятно, нефтяная пластово-сводовая, частично литологически ограниченная, высокодебитная.

Залежь пласта Як-Ш расположена в нижней части разреза яковлевской свиты и отделена от вышележащего продуктивного пласта Як-П алевруглинистой пачкой мощностью 15-25 м. Слабгающие пласт Як-Ш песчаники по составу аналогичны вышезалегающим песчаникам. В процессе испытания трех скважин получены притоки газа (134 тыс. м<sup>3</sup>/сут, шайба 10 мм) и нефти (40 м<sup>3</sup>/сут, штуцер 8 мм). По типу залежь газонефтяная, пластово-сводовая, среднедебитная.

Залежь пласта Як-1У приурочена к песчаникам подошвенной части яковлевской свиты. При опробовании испытателем пластов получен приток свободного газа.

Залежь пласта Мх-1 расположена в кровле малохетской свиты готерив-барремского возраста под алевро-глинистой подошвенной пачкой яковлевской свиты. В процессе испытания из пласта получен приток газа дебитом до 205 тыс. м<sup>3</sup>/сут на шайбе 10 мм. Залежь относится к газовым пластово-массивным сводовым, среднедебитным.

Залежь пласта Нх-1 приурочена к пласту песчаника в прикровельной части нижнехетской свиты нижнего валанжина. В



процессе испытания пласта получены притоки газа с конденсатом и нефти. Дебит газа на шайбе 10 мм составлял 232,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Залежь, вероятно, газоконденсатная, пластово-сводовая, среднедебитная.

Залежь пласта Нх-Ш-1У связана с песчаниками в подошвенной части нижнехетской свиты. При испытании получен приток газа с конденсатом (56,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут) и нефти (51,2 т/сут) на штуцере 10 мм. Залежь пластово-сводовая, среднедебитная. По разведанным запасам газа месторождение относится к категории средних.

Месторождение находится на стадии оценки.

Тагульское газонефтяное многозалежное месторождение тектонически приурочено по юрско-меловым отложениям к одноименному поднятию, осложняющему Большехетский мегавал. Три газоконденсатнефтяных залежи открыты в песчано-глинистом разрезе яковлевской свиты алт-альбского возраста.

Залежь пласта Як-1 вскрыта в своде ловушки на глубине 1734 м и приурочена к слабосцементированным песчаникам (пескам) и алевролитам в верхней части яковлевской свиты. В процессе испытания скв. 3 в интервале 1780-1785 м из пласта получен приток нефти дебитом 76 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 7 мм. Газовый фактор 8,84 м<sup>3</sup>/м. Вместе с тем, так как свободный газ из пласта Як-1 пока не получен, не исключено, что залежь будет чисто нефтяной. Залежь относится к антиклинальной пластово-сводовой, частично литологически ограниченной, среднедебитной.

Залежь пласта Як-П отделяется от вышележащей 16-метровой аргиллитовой пачкой в своде ловушки и кровля ее вскрыта на глубине 1765 м. Наличие газовой шапки здесь доказано наличием притока газа в процессе испытания.

Залежь пласта Як-Ш отделяется от вышележащей 25-метровой углистоглинистой пачкой. В результате испытания двух скважин получены притоки газа и нефти (до 215 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 10 мм). Залежь относится к газоконденсатнефтяным пластово-сводовым, литологически ограниченным, высокодебитным. По разведанным запасам месторождение относится к категории средних.

Месторождение находится на начальной стадии оценки.

Ванкорское газоконденсатнефтяное месторождение приурочено к одноименному поднятию размерами 9х3 км, амплитудой 30 м, осложняющему южную часть Большехетского мегавала. Здесь в отложениях нижнего мела открыто пять газонефтяных и газовых залежей с дебитами нефти 40-100 м<sup>3</sup>/сут и газа

дебитами от 200 до 900 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Общий этаж нефтегазонасности достигает 1800 м.

Промышленно нефтегазоносны терригенные отложения долганской, яковлевской и нижнехетской свит нижнего мела.

На Балахнинском мегавале открыто Балахнинское газовое месторождение (рис. 17), расположенное в его сводовой части. Структура имеет северо-восточное простирание, размеры 35x8 км и амплитуду до 800 м (в отложениях средней юры). Характерной особенностью складки является раздробленность на ряд блоков двумя системами разломов вкрест и вдоль простирания. Единственная залежь пласта ВМ-1 вымской свиты (верхний аален), вскрытая на глубине 1545 м, относится к категории пластово-сводовых и тектонически экранированных. Она разбита по меньшей мере на пять поперечных блоков с разным положением ГВК. Дебиты газа колеблются от 3,5 до 1500 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Вместе с газом в процессе испытания поступал конденсат. Продуктивная мощность песчаного пласта составляет 6-13 м, пористость и проницаемость соответственно до 19% и  $17 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Пластовые давления в целом близки условным гидростатическим, однако в приподнятом блоке (скв. 4) на глубинах 1,65-1,70 км давления несколько повышенные - 17,9-18,1 МПа, пластовая температура 30<sup>0</sup>С.

Получены также притоки газа (до 500 м<sup>3</sup>/сут) из коллекторов балахнинской (нижняя юра) свиты.

По величине извлекаемых запасов месторождение относится к категории мелких.

#### Закономерности размещения и условия формирования скоплений нефти и газа

В Енисей-Хатангском региональном прогибе выявленные залежи углеводородов приурочены к ритмично-слоистым толщам, сформированным в прибрежно-морских и прибрежно-аллювиальных условиях и контролируются распространением коллекторов и покрышек в разрезе.

Стратиграфический диапазон нефтегазонасности увеличивается с востока на запад, где трансгрессивно-регрессивный режим осадконакопления создал более благоприятные условия для чередования коллекторов и покрышек в разрезе.

В западной части прогиба залежи углеводородов встречены в широком стратиграфическом диапазоне от нижней юры (зим-

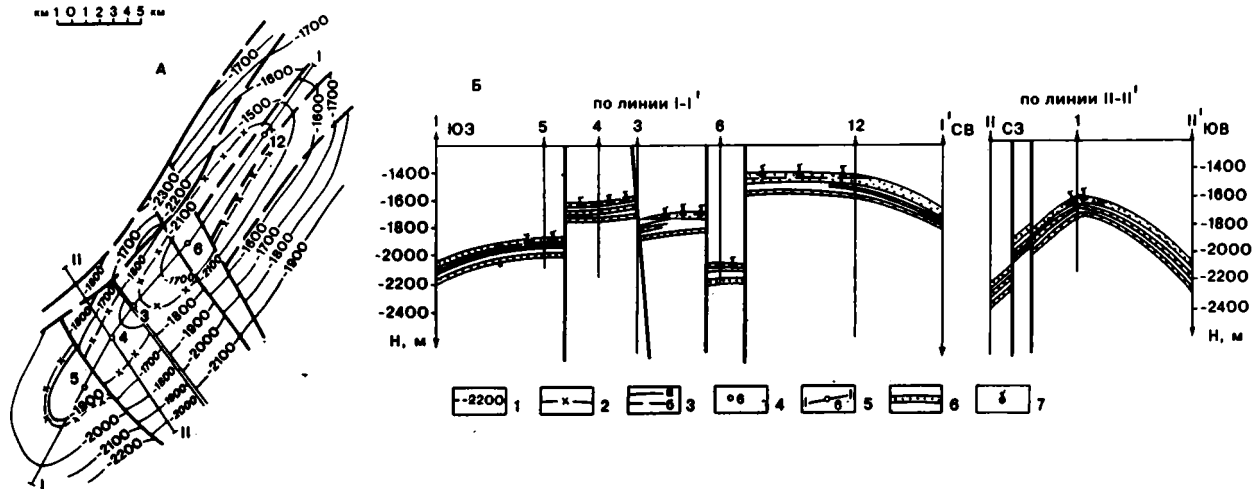


Рис. 17. Месторождение Балахнинское

А - структурная карта по кровле вымской свиты ( $J_2a_2$ ), Б - геологические профильные разрезы отложений вымской свиты; 1 - изогипса кровли вымской свиты средней юры, 2 - контур газоносности на карте и положение ГVK на разрезах, 3 - разрывные нарушения: а - установленные, б - предполагаемые, 4 - скважины глубокого бурения, 5 - линии геологических разрезов, 6 - преимущественно песчаные отложения, 7 - газовая залежь

няя свита) до верхнего мела (насоновская свита) включительно; в восточной части прогиба – лишь в отложениях вымской свиты средней юры.

Максимальное число залежей (наибольшие этажи нефтегазоносности в западной части прогиба) отмечается на месторождениях, приуроченных к мегавалам.

В нижнеюрских и верхнемеловых отложениях встречены единичные залежи. Наибольшее количество залежей разного типа и максимальные разведанные запасы углеводородного сырья (90%) сосредоточены в отложениях неокома (суходудинская – 72,6%, нижнехетская – 15,5% свиты).

Гидрогеологическая обстановка в юрских и нижнемеловых отложениях была благоприятной как для формирования, так и сохранения залежей углеводородов.

По данным А.А. Карцева и других (1987), в юрском водоносном комплексе на большей его территории распространены маломинерализованные гидрокарбонатнонатриевые воды с содержанием гидрокарбонатов до 50 мг-экв/л, к бортовым зонам минерализация вод возрастает, а содержание гидрокарбонатов снижается. Особенно резкое увеличение минерализации вод отмечается вблизи южного борта, где гидрокарбонатнонатриевые воды сменяются хлоридно-кальциевыми, в которых сначала с ростом минерализации содержание кальция и магния возрастает, а затем начинает убывать по мере приближения к вероятным очагам разгрузки вод более древних водоносных комплексов.

Воды нижнемелового водоносного комплекса с минерализацией вод от 2,5 до 13 г/л – гидрокарбонатнонатриевого типа хлоридной группы. Натрий-хлорный коэффициент колеблется от 1 до 2, отношение хлора к брому – от 110 до 367, отношение натрия к кальцию изменяется от 2 до 250; коэффициент  $\frac{Mg \times 100}{Ca + Mg}$  – от 12 до 60. Наименее минерализованные воды от 4–5 г/л приурочены к западной части Малохетско-Мессояхского мегавала. В Центрально-Таймырском мегапрогибе минерализация составляет 6 г/л. К северу от Центрально-Таймырского мегапрогиба в сторону Притаймырской моноклинали значения минерализации пластовых вод возрастают от 4 до 13 г/л. Южнее Малохетско-Мессояхского мегавала в сторону Большехетского мегавала минерализация возрастает от 4 до 13 г/л. Максимальное содержание гидрокарбонатов в нижнемеловом водоносном комплексе отмечено в западной части Малохетско-Мессояхского мегавала – до 40 мг-экв/л и на Рассохинском мегавале – до

30 мг-экв/л. К северному и южному бортам Енисей-Хатангского регионального прогиба содержание гидрокарбонатов снижается до 10 мг-экв/л и менее. Распределение натрий-хлорного коэффициента повторяет картину распределения гидрокарбонатов в комплексе: наибольшие его значения приурочены к центральной зоне регионального прогиба, а у бортов это отношение уменьшается.

В целом в юрском и нижнемеловом водоносных комплексах наблюдается рост минерализации от осевой части Енисей-Хатангского регионального прогиба к северному и южному его бортам. Гидрогеологическая обстановка этих двух водоносных комплексов сходна.

В верхнемеловом водоносном комплексе встречены пластовые воды гидрокарбонатнонатриевого типа хлоридной группы (по В.А. Сулину), а на Южно-Соленинской и Пеляткинской площадях зафиксированы воды и хлоридно-кальциевого типа. Средняя минерализация по комплексу достигает 10 г/л, хотя отмечены и низкие ее значения - 1,5-3 г/л. Максимальная минерализация 24,8 г/л зафиксирована на Пеляткинской площади в долганской свите. Натрий-хлорный коэффициент изменяется от 1 до 3 г/л, отношение кальция к магнию не превышает 4, а отношения натрия к кальцию колеблется от 10 до 160,  $\frac{Mg \times 100}{Ca+Mg}$  - от 20 до 70.

Выделяются три зоны с различной минерализацией вод. Зона повышенной минерализации (более 100 г/л) приурочена к западной части Малохетско-Мессояхского мегавала и Танамской структурной террасы. Так на Соленинском месторождении минерализация достигает 15-17 г/л, а на Пеляткинском - 24 г/л. Две зоны примерно одинаковой минерализации (около 5 г/л) фиксируются на Рассохинском мегавале и северном борту Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Распределение гидрокарбонатов в пластовых водах верхнемелового водоносного комплекса отличается от его распределения в двух нижележащих комплексах. На Пеляткинском месторождении содержание гидрокарбонат-иона минимальное - 1-4 мг-экв/л. На остальной территории прогиба оно значительно выше: на Озерной площади достигает 20-22 мг-экв/л, в районе Мессояхского месторождения - 80 мг-экв/л. Минимальные значения  $\frac{Na}{Cl}$  коэффициента отмечены на Пеляткинском месторождении - 0,9.

Гидрогеологическая обстановка в верхнемеловом комплексе принципиально отлична от обстановки в двух нижележащих комплексах. Здесь играют большую роль процессы инфильтрации

атмосферных вод, приводящие к изменению состава пластовых вод в верхнемеловом комплексе.

В Енисей-Хатангском региональном прогибе широко развиты многолетнемерзлые породы, мощность которых изменяется от 118 до 690 м. Минимальные мощности от 118 до 210 м развиты в пределах Малохетско-Мессояхского мегавала и Танамской структурной террасы. Общее направление роста толщины мерзлых пород - с юга на север. Наличие геокриолитозоны влияет на температурный режим, гидродинамические условия и химический состав вод и т.д. водоносных горизонтов, залегающих ниже этой зоны. Кроме того, толща многолетнемерзлых пород является первым от поверхности региональным флюидоупором.

Изучением теплового режима подземных вод занимались Двяконов Д.И., Равдоников О.В., Гинсбург Г.Д., Карцев А.А. и другие. По данным этих исследователей температура на поверхности среднеюрских отложений колеблется в пределах от 12 до 81,6<sup>0</sup>С, максимальные значения отмечаются в районе Среднеярвской и Сузунской площадей; минимальные величины (от 12 до 30<sup>0</sup>С) фиксируются в южной бортовой зоне в районе Малохетской (12<sup>0</sup>С), Суходудинской (21<sup>0</sup>С) и Джангодской (24,5<sup>0</sup>С) площадей. Увеличение температуры происходит также и на поверхности нижнехетских отложений в направлении к центру и с востока на запад. В региональном плане в рассмотренных комплексах происходит закономерное возрастание величин температуры с востока на запад. Так по кровле нижнехетских отложений наиболее прогретая часть расположена в районе Среднеярвской площади, где нижнемеловые отложения наиболее погружены. Температура здесь достигает 70,5<sup>0</sup>С. Второй относительный максимум температурного поля фиксируется в районе Сузунской площади. Наиболее охлажденная область выделяется в южной бортовой зоне в районе Нижнехетской, Малохетской, Суходудинской, Джангодской площадей, где температура снижается до значений 8,5-15,5<sup>0</sup>С. Эта низкотемпературная зона соответствует области наибольшего поднятия нижнемеловых отложений в гипсометрическом отношении.

При изучении распределения температуры на тепловых срезах (-1500 м, -2000 м, -2500 м) Карцевым А.А. и другими (1987) установлена общая тенденция повышения температуры с востока на запад и от бортов к центру. На уровне -1500 м увеличение температуры происходит с 22,8<sup>0</sup>С до 30-31,5<sup>0</sup>С с востока на запад и с 25<sup>0</sup>С до 31,5<sup>0</sup>С от бортов к центру. На поверхности -2000 м величины температур свыше 40<sup>0</sup>С (41-50,5<sup>0</sup>С) фиксируются в пределах Танамской структурной тер-

расы, Малохетско-Мессояхского и Рассохинского мегавалов, а в пределах Центрально-Таймырского прогиба и Притаймырской моноклинали температура не достигает  $40^{\circ}\text{C}$  ( $37,1-39,9^{\circ}\text{C}$ ). Аналогичная картина распределения температуры наблюдается и на срезе  $-2500$  м. В пределах мегавалов температура немного выше (более  $55^{\circ}\text{C}$ ), чем в прогибе и на моноклинали (меньше  $55^{\circ}\text{C}$ ).

В юрско-нижнемеловом разрезе Енисей-Хатангского прогиба пластовые давления изменяются в широких пределах: от давлений ниже условных гидростатических до давлений превышающих гидростатические. Последние зафиксированы на Южно-Соленинской площади в мальшевской свите средней юры на глубине 2663-2794 м с коэффициентом  $\frac{P_{пл}}{P_{у г}}$  равным 1,32-1,4 и на Среднеяровском в нижнехетских отложениях на глубине 2896 м, где давление превышает условное гидростатическое на 37%, в дярбинской пачке верхней юры на глубине 3186 м с отношением  $\frac{P_{пл}}{P_{у г}}$ , составляющим 1,48 и в мальшевской свите на глубине 3465 м с коэффициентом  $\frac{P_{пл}}{P_{у г}}$  равным 1,29. В целом наблюдается увеличение пластового давления с глубиной, а отношение его к условному гидростатическому ( $\frac{P_{пл}}{P_{у г}}$ ) независимо от возраста отложений изменяется от 0,8 до 1,48, с преобладанием величин до 1,0.

В кровле среднеюрских отложений отмечается нарастание приведенных давлений по мере удаления от выходов отложений под покровом более молодых пород к центру от 201 и 64,5 до  $486,8$  кгс/см<sup>2</sup> и, по всей вероятности, с востока на запад. В кровле нижнехетских отложений величины приведенных давлений также увеличиваются по мере удаления от зоны выходов нижнемеловых отложений под четвертичные осадки на бортах к центральной части рассматриваемого района от 166,3 (северный борт) и 65,9 кгс/м (южный борт) до  $387,4$  кгс/см<sup>2</sup> (Среднеяровская пл.), рост давлений происходит также и с востока на запад от 96,6 (Джангодская пл.) до  $387,4$  кгс/см<sup>2</sup> (Среднеяровская пл.). Отношение  $\frac{P_{пл}}{P_{у г}}$  в нижнемеловых и юрских отложениях в региональном плане имеет тенденцию роста в западном направлении от 0,8-0,83 до 1,38.

Анализируя распределения современных пластовых давлений с глубиной и по площади в юрско-меловых отложениях А.А. Кар-

цев, Н.В. Полова и П.К. Серебрякова пришли к выводу, что основной областью питания и создания напора является центральная часть Енисей-Хатангского прогиба (район Среднеярвской, Пеляткинской пл.), а также, возможно, разновозрастные отложения Западно-Сибирского гидродинамического бассейна, основные области разгрузки располагаются в зонах выходов под четвертичные отложения меловых и юрских отложений по бортам прогиба, где эти разновозрастные породы гидродинамически сообщаются друг с другом. Юрско-нижнемеловой комплекс отложений рассматриваемого бассейна ими отнесен к природной водонапорной системе элизионного типа.

Реконструкция палеогидродинамических условий позволила им установить, что на протяжении большей части истории геологического развития осевая часть изучаемой территории (район Среднеярвской - Озерной пл.) являлась областью развития максимальных палеонапоров (палеопьезомаксимумов) и служила областью питания и эмиграции флюидов. Прибортовые и восточные части исследуемой территории, в сторону которых происходило движение отжимающихся седиментогенных вод, являлись зонами пьезоинимума, зонами "приема" отжимающихся вод.

Существование сверхгидростатических давлений в средне-верхнеюрских и нижнемеловых отложениях (мальшевской свите, ачимовской пачке, нижнехетской свите) свидетельствует о хороших флюидоупорных свойствах глин, способных удерживать высокие давления и это является дополнительным благоприятным условием для сохранения залежей нефти и газа.

Изучение состава газов, конденсатов и нефтей залежей, выявленных на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба, показало, что в западной части прогиба в составе газов (табл. 1), залегающих на глубинах до 1000 м содержание гомологов метана ( $C_{2+}$ ) не превышает десятых долей процента, на глубине до 2500 м - 2% (за редкими исключениями), далее наблюдается резкое увеличение "жирности" газов, достигающей на глубине 2800 м 16%. Исключением являются, по-видимому, погруженные части прогиба. Так, на Озерной площади в отложениях малохетской и, по-видимому, яковлевской свит на глубинах 1100-1400 м открыты залежи, газ в которых содержит до 3,76% тяжелых углеводородов, почти столько же, сколько газ в суходудинской продуктивной толще на глубинах более 2300 м на этой же площади, и значительно больше, чем газы в разновозрастных отложениях Мессояхского и Северо-Соленинского месторождений. В восточной части прогиба на Балах-



нинской площади на глубине 1545–1602 м (средняя юра) в составе газа содержание тяжелых углеводородов достигает 6,85%.

Сведения о свойствах и составе конденсатов приведены в табл. 2. Конденсаты легкие ( $\rho - 0,746-0,842$ ), температура начала кипения их варьирует от 47 до 156°С. На Северо-Соленинском и Пеляткинском месторождениях, характеризующихся сравнительно высоким этажом газоносности, заметна тенденция к облегчению конденсатов и уменьшению температуры начала кипения с увеличением глубины. Содержание парафинов в конденсатах до 0,64%; на Пеляткинском месторождении оно возрастает с глубиной. Пеляткинские конденсаты в большинстве проб содержат несколько больше серы, чем Соленинские, хотя те и другие малосернистые. Отмечаются значительные вариации в составе конденсатов внутри залежей; при этом конденсаты из более высоких частей залежей во внутреннем контуре ГВК обычно легче тех, которые отобраны из "водоплавающей" части залежи.

По углеводородному составу дистиллята практически все конденсаты ароматико-метаново-нафтеновые. Уловить какие-либо общие закономерности изменения состава в зависимости от глубины залегания не удается.

Единственный конденсат из юрских отложений, отобранный на Зимней площади, представляет собой жидкость, выкипающую почти полностью до температуры 150°С. Возможно, это узкая фракция, образовавшаяся вследствие специфических условий сепарации в скважине. Состав этого конденсата нафтеново-ароматико-метановый. Если принимать его во внимание, можно говорить о "метанизации" углеводородов с увеличением глубины залегания. Однако для уверенного суждения об этой тенденции необходимы новые факты.

Среди нефтей, отобранных из меловых отложений, четко выделяются две группы. К первой относятся нефти долганской и суходудинской свит, залегающие на глубинах 800–1200 м при температурах пласта 10–12°С. Эти нефти тяжелые (плотность 0,924–0,930), высокомолистые (11,1–19,8%), содержат 0,18–0,99% серы. Фракции до 200°С составляют в них всего около 20%. В составе дистиллятной части значительную роль (18,9–26,4%) играют ароматические углеводороды (табл. 3).

Ко второй группе относятся нефти суходудинской свиты – легкие (0,831–0,870 г/см<sup>3</sup>), смолистые (3,1–6,82%), малосернистые (0,01–0,1%), парафинистые (1,1–4,5%). Ароматические углеводороды в составе их дистиллята занимают 13,8–16,8%,

Состав природных газов залежей Енисей-Хатангского регионального прогиба по данным ЦЛ Главтюменьгеологии, НКЛ ТюменьНИИГИПРОГаза и НИИГа

Месторождение, площадь	Скважина	Интервал глубин, м	С о д е р ж а н и е, %											C <sub>2+</sub>	$\frac{CH_4}{C_{2+}}$
			CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	N	He	A			
<b>ВЕРХНИЙ МЕЛ</b>															
Казанцевская	5	576-586	99,76	0,08	н.о. <sup>*</sup>	н.о.	н.о.	н.о.	0,04	0,11	-	-	0,08	1242	
Пеляткинская	1	681-676	98,5	0,35	0,037	0,0063	4 · 10 <sup>-4</sup>	-	-	1,08	-	-	0,039	248	
Мессояхская		809-877	98,90	0,06	0,003	н.о.	н.о.	н.о.	0,45	0,55	0,014	0,015	0,063	1568	
<b>АПТ - АЛЬБ</b>															
Северо-Соленинская	16	1448-1466	98,99	0,12	н.о.	н.о.	н.о.	-	н.о.	0,89	-	-	0,12	820	
Северо-Соленинская	18	1468-1477	96,90	1,45	0,01	0,02	н.о.	-	0,34	1,26	-	-	1,48	65	
Озерная	5	1095-1115	95,15	2,77	0,24	0,26	0,14	-	0,40	1,04	-	-	3,41	28	
Озерная	7	1390-1398	94,76	2,94	0,30	0,35	0,19	-	0,12	1,32	-	-	3,76	25	
<b>ВАЛАНЖИН - ГОТЕРИВ</b>															
Нижнехетская	3	513-524	98,8	0,05	н.о.	н.о.	н.о.	-	-	1,1	0,014	0,016	0,09	1000	
Джангодская	усредн.	969-1040	97,56	0,09	0,013	н.о.	н.о.	-	-	1,2	0,014	0,011	0,10	976	
Джангодская	-"	1184-1208	95,8	2,20	0,35	0,25	0,05	-	-	1,68	0,014	0,019	2,85	34	
Малохетская	-"	534-538	98,80	0,016	0,0021	н.о.	н.о.	н.о.	-	1,19	0,032	0,104	0,018	5444	
Зимняя	-"	1734-1764	97,86	0,86	0,04	0,015	н.о.	-	0,18	1,11	0,012	0,018	0,91	108	
Северо-Соленинская	15	2173-2185	96,52	2,59	0,02	2 · 10 <sup>-4</sup>	0,32	-	0,15	0,40	-	-	2,93	33	
Северо-Соленинская	15	2340-2350	94,51	3,70	0,12	0,16	0,91	-	0,34	0,25	-	-	4,9	19	
Северо-Соленинская	13	2365-2379	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Казанцевская	4	2365-2375	92,96	5,65	0,008	0,105	0,135	-	-	0,79	-	-	6,04	15	
Озерная	2	2366-2381	94,41	3,98	0,08	0,36	0,05	н.о.	0,30	0,50	-	-	4,82	21	
Пеляткинское	14	2404-2423	95,97	3,17	0,12	0,14	0,24	-	0,09	0,23	-	-	3,67	28	
Пеляткинское	14	2492-2510	95,74	3,14	0,13	0,23	0,54	-	0,11	0,07	-	-	4,04	24	
Пеляткинское	14	2586-2610	93,01	3,94	0,51	0,23	1,96	-	0,18	0,05	-	-	6,64	14	
Пеляткинское	3	2589-2601	89,12	4,22	0,51	0,80	2,75	-	0,63	1,75	-	-	8,28	11	
Пеляткинское	5	2615-2625	89,52	4,05	1,82	0,28	2,48	-	0,40	0,96	-	-	8,63	10	
Южно-Соленинская	8	2290-2305	94,51	3,21	0,29	0,23	1,50	-	0,02	0,01	-	-	5,23	18	
Южно-Соленинская	138	2345-2360	95,75	3,18	0,14	0,08	0,56	-	0,15	0,02	-	-	3,96	24	
Южно-Соленинская	128	2406-2424	94,59	3,61	0,13	0,10	0,94	-	0,34	0,25	-	-	4,78	20	
Южно-Соленинская	129	2428-2438	93,66	4,19	0,27	0,27	0,81	-	0,74	0,81	-	-	5,54	17	
Сузунская	1	2519-2523	98,05	0,29	0,04	н.о.	н.о.	н.о.	0,22	1,39	-	-	0,33	294	
Северо-Соленинская	1	2767-2773	85,9	7,7	3,69	1,20	0,29	-	0,12	1,10	0,01	0,009	13	7	
<b>ВЕРХНЯЯ ЮРА</b>															
Нижнехетская	1	892-905	98,27	0,04	н.о.	н.о.	н.о.	н.о.	0,5	1,17	0,014	0,021	0,04	2458	
<b>СРЕДНЯЯ ЮРА</b>															
Малохетская	усредн.	566-570	98,62	0,011	н.о.	н.о.	н.о.	н.о.	-	1,34	0,013	0,017	0,011	990	
Балахнинская	2	1545-1556	96,41	1,94	0,39	0,49	-	-	-	0,61	-	-	2,92	33	
Балахнинская	2	1588-1602	91,75	4,17	2,00	0,68	-	-	-	1,22	-	-	6,85	13	
Зимняя	усредн.	1825-1870	97,54	0,44	0,10	н.о.	н.о.	н.о.	0,73	1,17	0,014	0,036	0,45	217	
Мессояхская	1	2445-2480	91,26	4,82	2,17	0,22	н.о.	н.о.	0,68	0,49	0,017	0,058	7,21	13	
<b>НИЖНЯЯ ЮРА</b>															
Малохетская	15	1020-1027	97,82	0,06	0,009	н.о.	н.о.	-	-	1,92	0,019	0,073	0,069	1360	
Тампейская	1	2420-2746	89,05	5,30	0,38	0,27	н.о.	-	-	5,01	0,015	0,127	5,45	15	
Зимняя	1	2670-2944	86,07	7,80	2,86	0,69	0,18	0,02	0,7	1,65	0,018	0,024	11,58	8	

н.о. - не обнаружено.

Физико-химические свойства конденсатов (по данным Сорокова Д.С., Гинсбурга Г.С., 1975, 1977)

Месторождение	Номер скважины	Интервал опробования, м	Пласт	Плотность при 20°C, г/см <sup>3</sup>	Кинематическая вязкость, сСт		S, %	Парафин, %	Смолы, %	Температура начала кипения, °C	Фракционный состав				Остатки, потери, %	Углеводородный состав на дистиллят, %		
					при 20°C	при 50°C					отогнано, объемы, %					Me	Na	Ar
											до 150°C	до 200°C	до 250°C	до 300°C				
Из меловых отложений																		
Южно-Солонни-ское	7	2310-2320	Сд-УШ	0,806	1,47	0,89	0,007	0,21	-	107	26	63	90	98	2	32,4	61,5	6,1
Южно-Солонни-ское	8	2290-2305	Сд-УШ	0,792	1,05	0,73	0,001	0,25	0,44	102	58	85	94	98	2	37,0	50,7	12,3
Южно-Солонни-ское	3	2413-2440	Сд-Х	0,842	2,06	1,74	0,06	-	-	123	6	28	55	89	11	11,9	76,9	11,2
Южно-Солонни-ское	128	2404-2441	Сд-Х-Х1	0,815	1,80	1,18	-	-	-	145	1,0	58	85	97	3	30,5	61,9	5
Северо-Солонни-ское	15	2173-2185	Сд-Ш	0,821	2,44	1,48	-	-	-	158	-	30	73	95	5	31,0	67,3	1,7
Северо-Солонни-ское	15	2340-2350	Сд-УШ	0,819	1,56	1,02	-	-	-	131	13	60	83,5	97	3	22,1	60,3	17,6
Северо-Солонни-ское	14	2340-2355	Сд-УШ	0,776	0,96	0,70	-	-	-	104	72	94	98,5	-	1,5	25,2	62,2	12,6
Северо-Солонни-ское	13	2365-2379	Сд-1Х	0,785	1,21	0,88	0,006	0,27	-	88	53	81	93	-	7,0	40,85	48,65	3,73
Пеляткинское	8	2450-2456	Сд-1У	0,829	2,42	1,41	0,014	0,06	0,16	142	1,5	37	74	97,5	2,5	48,3	49,1	2,6
Пеляткинское	14	2404-2423	Сд-1У	0,798	1,87	1,00	-	-	-	113	31,0	68	83	98,5	1,5	28,5	68,7	2,8
Пеляткинское	14	2492-2510	Сд-У1	0,780	1,09	0,78	-	-	-	84	64,5	83	93,5	99	1,0	16,0	81,2	2,8
Пеляткинское	5	2617-2625	Сд-УШ	0,746	0,99	0,74	0,01	0,41	1,16	47	69	83	90	отс.	10	35,4	33,1	8,7
Из нижнеюрских отложений																		
Зимнее	1	2825-2844	3М	0,743	-	0,63	0,95	0,31	0,38	68	97	-	-	-	3	62,7	13,7	23,6

Таблица 3

Физико-химические свойства нефтей Енисей-Хатангского регионального прогиба (по данным Сорокова Д.С., Гинсбурга Г.С., 1975, 1977)

Месторождение	Номер скважины	Интервал опробования, м	Пласт	Плотность при 20°C, г/см <sup>3</sup>	Кинематическая вязкость, сСт		S, %	Парафин, %	Смолы смиккагельные, %	Асфальтены, %	Температура начала кипения, °C	Фракционный состав				Углеводородный состав на дистиллят, %			
					при 20°C	при 50°C						отогнано, объемы, %				Me	Na	Ar	
												до 150°C	до 200°C	до 250°C	до 300°C				
Нефти меловых отложений																			
Мессояхское	109	823-855	Дл-1	0,930		26,3		16,8		264	нет	нет	нет	20	6,92	66,62	26,46		
Мессояхское	148	822-874	Дл-1	0,930		18,3	0,18	19,8	0,63	250	нет	нет	нет	25,5					
Джангодское	2	1103-1184	Сд-0	0,924		6,38	0,99	11,1	0,59				10,44		40,2	40,9	18,9		
Солонни-ское	5	2448-2455	Сд-Х	0,850		5,11	2,58	0,05	1,1	4,12	0,57	100	14	38	50	62			
Пеляткинское	5	2685-2697	Сд-1Х	0,842		5,76	3,09	0,04	4,12	3,96	отс.	81	14	27	38	51	60,6	26,6	13,8
Казанцевское	5	2491-2500	Сд-УШ	0,870		16,53	5,43	0,1	4,5	5,65	0,3	123	4	16	24,5	37			
Казанцевское	6	2535-2527	Сд-УШ	0,865		11,59	3,70		3,54	6,17	0,35	105	13	23	32,5	46,5	34,3	49,2	16,5
Казанцевское	5	2613-2625	Сд-Х	0,866		18,5	7,16	0,08	4,21	6,82	0,38	145		7,4	21	39			
Казанцевское	5	2690-2671	Сд-Х1-ХП	0,831		4,3	2,42	0,01	4,25	3,1	0,29	97	11	28	49,5	66	54,0	29,2	16,8
Солонни-ское	1	2767-2783	Нх-1У	0,833		2,25			9,08	8,0		60	16	29	50	64	71,7	16,5	11,8

количество нафтеновых находится в пределах 26,6–49,2%, метановых 34,3–60,6%. Эти нефти залегают на глубинах 2400–2700 м при пластовых температурах 40–60°С.

Таким образом, среди нефтей, известных в пределах рассматриваемой территории и прилегающих структур, весьма четко различаются две группы, не зависящие от возраста вмещающих пород. Первая представлена тяжелыми нефтями, рас-

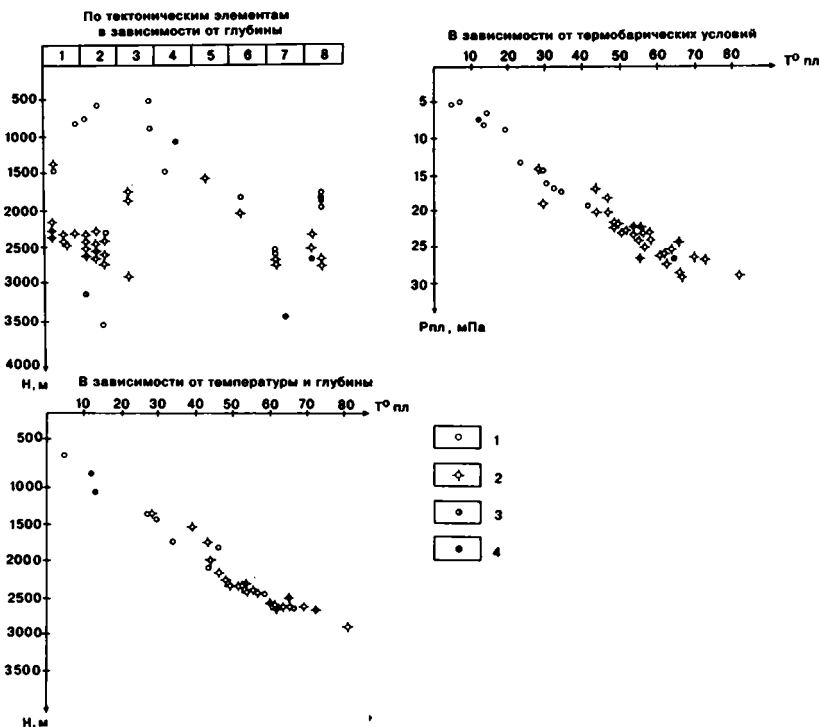


Рис. 18. Распределение скоплений УВ в юрско-меловых отложениях по фазовому состоянию

Залежи: 1 - газовые, 2 - газоконденсатные, 3 - газонефтяные, 4 - нефтяные; тектонические элементы: 1 - Соленинско-Мессояхский вал, 2 - Танамская структурная терраса, 3 - Малохетский вал, 4 - Рассохинский мегавал, 5 - Балахинский мегавал, 6 - Таймырский выступ, 7 - Носковско-Агапский мегапрогиб, 8 - Большехетский мегавал

пространенными до глубин порядка 1500 м при пластовых температурах примерно 28<sup>o</sup>С. Вторая группа представлена легкими нефтями, которые в меловых отложениях установлены в интервалах глубин 2250–3000 м при пластовых температурах 40–60<sup>o</sup>С.

Подобный температурный контроль свойств нефтей характерен и для северной части Западно-Сибирской провинции.

Комплексный анализ распределения скоплений углеводородов в зависимости от глубинной, термобарической и стратиграфической приуроченности (рис. 18) позволяет сделать следующие выводы.

Нет четко выраженной стратиграфической приуроченности в скоплении преимущественно нефти или газа. Залежи нефти встречаются как в юрских, так и в меловых отложениях.

Наблюдается наличие глубинной и термобарической зональности контролирующего фазовое состояние скоплений углеводородов. На валах в интервале глубин 900–1500 м расположена газонефтяная зона, на глубинах 1500–2250 м – зона развития преимущественно газоконденсатных скоплений; на глубинах 2250–3000 м – зона развития газоконденсатнонефтяных скоплений.

Во впадинах газонефтяная зона прослеживается до глубины 2300 м, интервалу глубин 2300–3250 м соответствует газоконденсатная зона, интервалу глубин 3250–3750 м – газоконденсатнонефтяная зона.

Этим зонам соответствуют определенные интервалы температур и давлений.

Это позволяет интерполировать и экстраполировать физическое состояние углеводородов в неразведанных частях разреза и региона.

## НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В Енисей-Хатангском региональном прогибе содержится 16,3% всех суммарных геологических ресурсов углеводородов Сибирской платформы, в том числе около 8% всех ресурсов нефти, почти четверть всех ресурсов газа и газового конденсата.

В общем объеме суммарных геологических ресурсов УВ Енисей-Хатангского регионального прогиба доля нефти составляет 21%, газа 73%, конденсата 6%; 75% геологических ресурсов сосредоточено в мезозойских отложениях. Всего разведано порядка 4% суммарных георесурсов углеводородов, в том числе порядка 7% нефти, 4% газа и 2% конденсата.

Вопросами нефтегеологического районирования Енисей-Хатангского регионального прогиба более чем 30 лет занималось значительное количество авторов, зачастую придерживающихся различных точек зрения на этот регион.

Первые попытки районирования относятся ко времени открытия газовых и газоконденсатных месторождений на Малохетско-Мессояхском мегавале и Танамской структурной террасе. Так, Г.Е. Рябухин в 1969 г. выделял на территории прогиба Усть-Енисейскую газоносную область, относимую им к Западно-Сибирской НП и перспективную территорию Хатангско-Оленекской впадины; границу между ними он проводил по Янгодо-Горбитскому выступу. Н.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и К.А. Шпильман (1971) выделяли здесь две НГО: Усть-Енисейскую, включавшую в себя семь нефтегазоносных районов, и Хатангскую без расчленения на районы. Д.Б. Тальвирский (1976) предложил расчленить выделяемую им Енисей-Хатангскую НГО на три района - Усть-Енисейский, Пясинский и Балахнинский; Л.А. Кузнецов и В.Д. Накаряков в 1977 г. вновь обращаются к разделению прогиба на две НГО - Усть-Енисейскую, состоящую из

шести нефтегазоносных районов: Соленинско-Пайяхский, Малохетский, Рассохинский, Большехетский, Енисей-Пясинский, Дорофеево-Горбитский и Хатангскую (три района - Балахнинский, Жданихинский, Байкурский). С.Л. Арутюнов, В.В. Забалуев, Н.В. Мельник, К.И. Микуленко и В.С. Стародубцев (1980) выделяют Енисей-Хатангскую нефтегазоносную область без расчленения на НГР в составе Хатангско-Вилуйской нефтегазоносной провинции. Таких же взглядов придерживались в 1981 г. и А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук. Г.Х. Дикенштейн, С.П. Максимов, В.В. Семенович в 1983 г. выделяли два газоносных района (Танамский и Рассохинский) в Енисейско-Хатангской газоносной области в составе Енисейско-Анабарской газонефтеносной провинции. Такие же представления имели и А.Н. Золотов, Г.Х. Дикенштейн, В.И. Ермаков, С.П. Максимов в 1987 г., однако газонефтеносные районы ими были выделены другие - Притаймырский и Танамский. А.Н. Дмитриевский, Л.Н. Илюхин, Ю.В. Самсонов, С.Б. Вагин, Л.Ш. Донгарян, Е.Ю. Шапошникова в 1990 г. выделяли Енисей-Хатангскую НГО без разделения на районы в составе Енисей-Анабарской газонефтеносной субпровинции Хатангско-Вилуйской НП.

Следует отметить, что В.А. Кригин, В.Е. Касаткин и другие при прогнозной оценке перспектив нефтегазоносности Красноярского края (1989) относили район Большехетского мегавала к Пур-Тазовской НГО Западно-Сибирской НП.

Исходя из особенностей тектонического строения, учитывая литолого-фациальные признаки перспективных толщ, оказывающих большое влияние на распределение в разрезе залежей углеводородов, на рассматриваемой территории нами выделяются Усть-Енисейская и Хатангская нефтегазоносные области (НГО), в составе Енисей-Анабарской газонефтяной субпровинции Хатангско-Вилуйской НП.

Усть-Енисейская нефтегазоносная область охватывает западную часть прогиба. Восточная граница области обусловлена резким сокращением мощности меловых осадков и переходом алевроито-песчаной толщи мальшевской свиты батского возраста в преимущественно глинистую толщу. Эта граница условно проведена от Янгодо-Горбитского выступа на юго-восток между Курьинским куполовидным поднятием и Волочанской структурой и далее по западному борту Боганидского прогиба к Сибирской платформе. Западная и юго-западная границы Усть-Енисейской области характеризуются появлением мощной толщи палеогеновых осадков, переходом в более глинистые фации верхнемеловых отложений.

Хатангская нефтегазоносная область расположена в восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. Восточная граница области проводится условно по зоне сокращения мощности ниже-среднеюрских преимущественно глинистых отложений. Эта граница совпадает с границей между Енисей-Хатангским региональным прогибом и Анабаро-Хатангской седловиной.

Усть-Енисейская нефтегазоносная область подразделяется на девять районов: Пеляткинско-Соленинский, Малохетский, Западно-Рассохинский, Дерябинско-Носковский, Агалский, Пясинский, Волочанский, Янгодо-Горбитский и Большехетский.

Пеляткинско-Соленинский газоносный район расположен в юго-западной части Усть-Енисейской области и объединяет локальные поднятия Танамской структурной террасы и Мессояхского вала. Для района характерна большая мощность нижнемеловых отложений (до 2100 м), в том числе 650-850 м приходится на валанжин - готерив. Эти отложения отличаются благоприятным для нефтегазонакопления чередованием относительно выдержанных пачек пород-коллекторов и зональных алевроито-глинистых покровов. Особенности локальных поднятий являются: асимметричная форма, большие размеры (в основном более 100 км<sup>2</sup>), небольшая амплитуда (до 100 м) и малые углы падения крыльев. Соответственно, интенсивность структур (отношение амплитуды структуры к ее площади) невелика - 0,1-1,2 м/км<sup>2</sup>. Юрские и меловые структурные планы в основном совпадают. По генезису поднятия разнообразны: встречаются ранне- и позднеобразованные сквозные, унаследованные сквозные и погребенные, позднеобразованные навешанные. В районе открыты Пеляткинское, Казанцевское, Южно-Соленинское, Северо-Соленинское, Мессояхское, Ушаковское, Турковское газоконденсатные и Нанадянское газовое месторождения. Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями верхнего валанжина (суходудинская свита). Мелкие газовые залежи обнаружены в апт-альбских, баррем-аптских и верхнетуронских осадках.

Все месторождения Пеляткинско-Соленинского района приурочены к брахантиклиналям близкой к изометричной формы, небольшой амплитуды и относительно пологими крыльями. Основная нефтегазоносность приурочена к отложениям нижнего мела (причем почти все газоконденсатные залежи находятся в суходудинской свите), месторождения, как правило, многопластовые, залежи не нарушены дизъюнктивами.



Малохетский газоносный район расположен в юго-западной части Усть-Енисейской области и включает поднятия Малохетского вала. Особенности юрско-мелового разреза рассматриваемого района являются: частичный или полный разрыв в предчетвертичное время верхнемеловых отложений, сокращенный (на более 1540 м) разрез нижнемеловых и частое выпадение из разреза за счет предваланжинского размыва верхнеюрских и частично среднеюрских осадков. Разрез верхнего валанжина - готерива имеет небольшую мощность (до 150 м), преимущественно песчано-алеуритовый состав; надежные по-крышки отсутствуют.

Локальные поднятия Малохетского района характеризуются небольшими размерами (менее 100 км<sup>2</sup>) и значительными амплитудами (первые сотни метров), большой интенсивностью (до 10 м/км<sup>2</sup>) и развитием дизъюнктивной тектоники. Большинство локальных структур прослеживается как в юрских, так и в меловых отложениях, т.е. они являются сквозными. Поднятия в основном раннеобразованные, но встречаются и унаследованные.

В районе открыты Нижнехетское и Зимнее газовые месторождения.

Залежи приурочены к песчаным толщам нижнего мела (малохетская, суходудинская, нижнехетская свиты), верхней (сиговская свита) и нижней (зимняя свита) юры.

Западно-Рассохинский газоносный район выделяется в юго-восточной части области и объединяет локальные поднятия западной части Рассохинского мегавала. Мощность нижнемеловых отложений сокращена (не более 1260 м) за счет уменьшения валанжин-готеривских отложений, представленных еще более песчаными разрезами. В западной части района мощность верхнеюрских отложений достигает 630 м.

Локальные поднятия Западно-Рассохинского района по морфологии аналогичны структурам Малохетского. Они также ориентированы вдоль оси вала, имеют вытянутую форму и амплитуда их достигает сотен метров. На некоторых поднятиях наблюдается резкое несовпадение структурных планов по юрским и меловым отложениям, развита дизъюнктивная тектоника. По генезису поднятия раннеобразованные, сквозные.

Открыто два газовых месторождения - Озерное и Джангодское.

Залежи газа выявлены в неокотских (суходудинская, малохетская свиты) отложениях.

Дерябинско-Носковский нефтегазоносный район выделен в центре области и приурочен к западной части Цент-

рально-Таймырского прогиба (Дерябинский выступ, Западно- и Восточно-Носковский прогибы). Для мелового разреза района характерно увеличение мощности малохетской и яковлевской свит нижнего мела и количества глинистых пачек значительной мощности при сохранении пластов-коллекторов. В то же время, в суходудинской свите происходит замещение коллекторов алевро-глинистыми слабопроницаемыми породами. Песчаные пласты небольшой мощности сохраняются только в верхней части свиты. Алевро-песчаные породы верхней юры - нижнехетской свиты неокома, развитые в районе, образуют клиноформные тела в отличие от ранее описанных районов, где они имеют пластообразную форму.

Поднятиям Дерябинско-Носковского района свойственны малые амплитуды и значительные площади. По времени формирования структуры, главным образом, новообразованные.

В пределах района открыто Дерябинское газоконденсатное и Пайяхское нефтяное месторождения. Залежи литологически-экранированные, приурочены к песчаным отложениям верхней юры - нижнехетской свиты неокома.

Агапский возможно газонефтеносный район объединяет локальные поднятия Агапского прогиба. Выявленные в районе поднятия в большинстве своем инверсионные, выраженные только по меловым отложениям, позднеобразованные, связанные, главным образом, с тектоническими движениями неоген-четвертичного времени. Глубокое бурение в районе практически не велось. Скважины пробурены лишь на Среднеясинской площади, осложняющей южный борт прогиба.

Судя по материалам сейсморазведки ОГТ разрез юрско-меловых отложений в центральных частях района имеет несколько большую мощность (порядка 8 км), чем в Дерябинско-Носковском районе, за счет увеличения мощности верхней юры.

Волочанский возможно газоносный район охватывает структуры центральной части Рассохинского мегавала. Мезозойский разрез осадочного чехла представлен отложениями средней - верхней юры и триаса. Отложения мела и верхней юры размыты. Коллекторы выявлены лишь в отложениях зимней свиты нижней юры. В районе широко развита дизъюнктивная тектоника.

Пясинский газоносный район охватывает Таймырский выступ и Пуринскую моноклинал. Глубоким бурением изучен лишь Таймырский выступ. Мощность юрско-мелового разреза 2-2,5 км. Особенности юрско-мелового разреза являются частичный или полный размыв верхнемеловых отложений, частич-

ное выпадение из разреза за счет предваланжинского размыва верхнеюрских осадков, сокращенный до мальшевской свиты разрез средней юры, а в северных частях - их полное отсутствие, и отсутствие отложений юры. Для нижнехетского разреза (неоком) характерно клиноформное строение. В пределах района открыто Хабейское газоконденсатное месторождение. Залежи литологические, приуроченные к песчаным коллекторам нижнехетской свиты.

Янгодо-Горбитский возможно газоносный район, приуроченный к одноименному выступу и Дудыптинский возможно нефтегазоносный район, охватывающий Диамутский и Дудыптинский прогибы, практически не изучены. Сведения о разрезе юрско-меловых отложений и нефтегазоносности отсутствуют.

Большехетский нефтегазоносный район выделен в южной части Усть-Енисейской нефтегазоносной области. По строению разреза меловых отложений (опесчанивание и ухудшение экранизирующих свойств туронской покрывки), а также по отсутствию в верхах разреза достоверно установленных палеоген-неогеновых осадков этот район больше тяготеет к Усть-Енисейской, а не к Пур-Тазовской нефтегазоносной области. В него объединены локальные поднятия Большехетского мегавала. Для нижнемеловых отложений характерны относительно большая мощность суходудинской свиты (600 м) и преимущественно песчаный ее разрез, близкий по строению разрезам Малохетского и Западно-Рассохинского районов. Относительно выдержанные алевроито-глинистые пачки прослеживаются только в нижней части свиты. Благоприятным для нефтегазонакопления чередованием относительно выдержанных пачек коллекторов и покрывок мощностью до 80 м отличаются отложения яковлевской свиты.

Юрские отложения практически не изучены.

Открыто четыре нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождения: Сузунское, Лодочное, Тагульское, Ванкорское.

Залежи нефти и газа выявлены в отложениях долганской, яковлевской, малохетской, суходудинской и нижнехетской свит.

Хатаангская нефтегазоносная область подразделяется на Притаймырский, Курьинско-Балахинский и Жданихинский районы.

Притаймырский возможно газоносный район приурочен к одноименной моноклинали. Для района характерен сокращенный до 500 м разрез неокомских и до 300 м среднеюрских отложений. Нижняя юра представлена лишь джангодской свитой. Развитые в меловом комплексе, главным образом, в суходудин-

ской свите песчано-алевритовые пласты имеют низкие коллекторские свойства. Юра представлена преимущественно глинистыми осадками.

Курьинско-Балахнинский газоносный район охватывает территорию одноименных куполовидного поднятия и мегавала. Для этого района так же как и для Притаймырского характерен сокращенный до 500 м разрез неокомских отложений и глинистый состав юры. Но здесь юра представлена всеми отложениями и имеет мощность свыше 2500 м. Лишь в наиболее приподнятых участках (сводовые части Балахнинского мегавала) отложения мела и верхней юры размыты. Проницаемые песчаные пласты имеются только в вымской свите средней юры, к которой приурочена небольшая газовая залежь на Балахнинском месторождении.

Все выявленные в районе локальные структуры имеют блоковое строение.

Жданихинский возможно нефтегазоносный район охватывает одноименный прогиб. Глубокое бурение в прогибе практически не велось. Пробурена лишь одна Массоновская скважина, вскрывшая на полную мощность лишь меловой разрез. Забой скважины в гольчихинской свите верхней юры. Мощность мела достигает 3700 м, в том числе неокома 2000 м. Наиболее мощные песчаные пласты (до 25 м) отмечаются в разрезе суходудинской толщи.

Наиболее перспективными являются Пеляткинско-Соленинский, Большехетский и Дерябинско-Носковский районы, где плотность начальных геологических ресурсов УВ оценивается от 50 до 100 тыс. т/км<sup>2</sup> (рис. 19).

В Пеляткинско-Соленинском районе этаж установленной нефтегазоносности включает отложения вымской и мальшевской свит средней юры, нижнехетской и суходудинской свит неокома, яковлевской свиты апта и долганской свиты альб-сеномана, однако основные ресурсы газа и конденсата сосредоточены в суходудинской свите. Эти отложения продуктивны на всех месторождениях района - Северо- и Южно-Соленинских, Мессояхском, Ушаковском, Пеляткинском, Казанцевском, Нанандянском; признаки и незначительные притоки получены и на других площадях. На большей части района перспективен и весь разрез малохетской свиты неокома, лишь на западе, в районе Казанцевского месторождения перспективна только ее кровельная часть. В Пеляткинско-Соленинском районе практически исчерпан фонд подготовленных к бурению структур и объектов, поэтому здесь необходимо провести комплекс поисковых геолого-геофизических

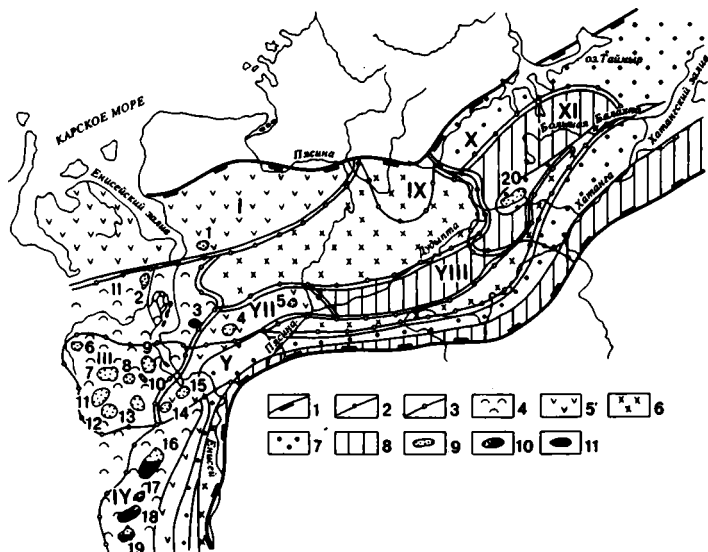


Рис. 19. Карта перспектив нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба

Границы: 1 - регионального прогиба, 2 - нефтегазоносных областей, 3 - нефтегазоносных районов. Плотность начальных геологических ресурсов УВ, тыс. т/км<sup>2</sup>: 4 - 50-100, 5 - 30-50, 6 - 20-30, 7 - 10-20, 8 - 5-10; месторождения: 9 - газовые и газоконденсатные, 10 - нефтегазовые, 11 - нефтяные; нефтегазоносные районы: 1 - Пясинский, П - Дерябинско-Носковский, Ш - Пеляткинско-Соленинский, 1У - Большехетский, У - Малохетский, У1 - Агапский, УП - Западно-Рассохинский, УШ - Волочанский, 1Х - Янгодо-Горбитский, Х - Притаймырский, Х1 - Курьянско-Балахнинский, ХП - Дудыптинско-Жданихинский. Месторождения нефти и газа: 1 - Хобейское, 2 - Дерябинское, 3 - Пайяхское, 4 - Озерное, 5 - Джангодское, 6 - Нанандянское, 7 - Пеляткинское, 8 - Ушаковское, 9 - Казанцевское, 10 - Турковское, 11 - Северо-Соленинское, 12 - Южно-Соленинское, 13 - Мессояхское, 14 - Зимнее, 15 - Нижнехетское, 16 - Сузунское, 17 - Ванкорское, 18 - Лодочное, 19 - Тагульское, 20 - Балахнинское

работ. В Пеляткинско-Соленинском районе возможно открытие мелких и средних по запасам месторождений в ловушках преимущественно пластово-сводового и литологически экранированного типа. В меловых отложениях здесь наиболее вероятно

открытие газовых и конденсатных залежей, в среднеюрских - нефтегазоконденсатных.

В Большехетском районе промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях нижнехетской, суходудинской, малохетской и яковлевской свит неоком-апта, а также долганской свиты верхнего мела. Основные запасы приурочены к нижнехетской и яковлевской свитам; нефтегазовые, газоконденсатные и нефтяные залежи установлены на Сузунском, Лодочном, Тагульском и Ванкорском месторождениях. Перспективные отложения юры в Большехетском районе вскрыты ограниченным числом глубоких скважин, причем это касается лишь сиговской свиты верхнего отдела. Тем не менее, определенные перспективы связываются здесь не только с сиговскими, но и с среднеюрскими, мальшевскими коллекторами. Долганская свита перспективна на Лодочном вале, далее на север перспективы этих отложений снижаются в связи с опесчаниванием туронской покрывки. Размещение залежей нефти и газа в нижнехетской, суходудинской и малохетской свитах контролируется структурным и литологическим факторами, а в яковлевской свите - лишь структурным.

Кроме вышеперечисленных месторождений, нуждающихся в дальнейшем изучении, к глубокому бурению могут быть рекомендованы Чарское и Токачинское поднятия, представляющие собой антиклинальные ловушки, возможно, осложненные литологическими экранами. Склоны Большехетского мегавала могут быть рекомендованы для детального изучения их строения геофизикой с целью выявления и подготовки новых объектов для бурения, а также прогноза распространения коллекторов сложнопостроенных мангазейского и сузунского горизонтов нижнехетской свиты неокома. Здесь возможно открытие мелких и средних по запасам месторождений.

В Дерябинско-Носковском районе основные перспективы связаны с неоком-аптскими отложениями нижнехетской, верхней части суходудинской, малохетской и яковлевской свит; промышленная нефтегазоносность установлена в нижнехетской свите. Здесь открыто два месторождения - Дерябинское газоконденсатное и Пайяхское газонефтяное.

В Дерябинско-Носковском районе возможно открытие газонефтяных месторождений в отложениях яковлевской, газоконденсатных - в малохетской и суходудинской свитах в ловушках пластово-сводового и комбинированного типов; газоконденсатных и нефтяных - в отложениях нижнехетской свиты в ловушках литологического типа; газовых - в нижележащих юрских в ловушках пластово-сводового и комбинированного типов.

В районе продолжается разведка Дерябинского и Пайяхского месторождений; подготовлены к глубокому бурению Танамская, Носковская, Яковлевская структуры; площадь объектов от 25 до 200 км<sup>2</sup>, амплитуда достигает 150 м. Сейсморазведкой в комплексе с данными глубокого бурения намечено три зоны предполагаемого развития песчаных тел в ачимовском горизонте. Две из них окаймляют Танамскую структурную террасу и протягиваются через Носковскую площадь к Пайяхской, третья простирается на юго-запад от Дерябинской площади. В районе необходимо продолжить сейсморазведочные работы МОГТ достаточно высокой плотности наблюдений с целью выяснения особенностей строения юрско-меловых отложений, оконтуривания наиболее перспективных зон и участков с их последующей детализацией в комплексе с параметрическим и поисковым бурением. Особое внимание следует уделить картированию зон развития коллекторов и отдельных песчаных тел в ачимовской пачке и сузунском горизонте. Для прогноза характера насыщения пластов имело бы смысл комплексирование сейсморазведочных работ с электроразведочными, в частности ЗС. На предполагаемых геологических ловушках в песчаных телах ачимовской пачки и совмещенных с ними электроразведочных АТЗ с целью изучения нефтегазоносности разреза и геологического обеспечения сейсмо- и электроразведочных работ следовало бы пробурить несколько параметрических скважин.

В Дерябинско-Носковском НГР возможно открытие крупных, средних и мелких по запасам месторождений.

Плотность начальных геологических ресурсов УВ территорий Пясинского, Западно-Рассохинского, Малохетского районов оценивается в 30-50 тыс. м/тм<sup>2</sup>.

В Пясинском газоносном районе перспективны отложения нижней и средней юры (зимняя, джангодская, вымская и малышевская свиты), а также неокома (нижнехетская свита). Нефтегазоносность установлена в двух последних толщах; с ними же связываются и основные запасы УВ.

Перспективы зимней, джангодской и вымской свит связаны с зонами их выклинивания, где залежи углеводорода могут быть встречены в ловушках неструктурного типа. В отложениях малышевской свиты залежи, вероятно, будут приурочены к ловушкам антиклинального типа, и, возможно, осложнены литологическими экранами. В разрезе нижнехетской свиты перспективы связаны, в первую очередь, с ачимовской пачкой, где преобладают литологические ловушки.

В пределах Пясинского района открыто одно месторождение - Хабейское (газоконденсатное); залежь приурочена к ачимовской пачке нижнехетской свиты. Месторождение находится в разведке. В районе подготовлено к глубокому бурению две структуры - Тарейская и Восточно-Тетояхская, выявлено два и намечено 16 объектов, однако из этого количества лишь четыре структуры выделены в юрско-меловых отложениях, остальные - в триасовых. Перспективность же последних весьма проблематична в связи с их низкой изученностью. В районе, в основном в его нижней части, необходимо провести дополнительные поисковые и геофизические работы для выявления зон выклинивания юрских отложений и поисков клиноформных объектов в ачимовской пачке в комплексе с глубоким бурением.

В пределах Пясинского газоносного района возможно открытие средних и мелких по запасам месторождений газа и газоконденсата в ловушках преимущественно неструктурного и литологического типов.

В Западно-Рассохином ГР перспективными являются зимняя и джангодская свиты нижней юры, нижнехетская, суходудинская, малохетская и яковлевская свиты нижнего мела; промышленная нефтегазонасность установлена в суходудинской и малохетской толщах. В нижнехетских отложениях перспективна их нижняя часть - мангазейская пачка; на северо-западном склоне возможно развитие литологических ловушек в предполагаемой здесь по геофизическим данным ачимовской пачке - возрастном аналоге мангазейской. В малохетской толще в связи с отсутствием в ее разрезе надежных глинистых экранов перспективна кровельная часть. Залежи углеводородов в Западно-Рассохином районе ожидаются: в юрских отложениях - в ловушках структурного типа; в нижнехетских - структурно-литологического и литологического типов; в суходудинско-яковлевских - структурного и структурно-литологического типов.

В настоящее время в районе открыто два месторождения газа - Озерное и Джангодское; в фонде подготовленных находятся Верхне-Кубинская (75 км<sup>2</sup>), Моховая (40 км<sup>2</sup>) структуры. Первая из них введена в глубокое поисковое бурение. На территории района необходимо продолжить поисковые геолого-геофизические работы с целью подготовки площадей к бурению, при этом особое внимание следует обратить на подготовку неантиклинальных объектов и АТЗ. В Западно-Рассохином районе ожидается открытие средних и мелких по запасам преимущественно газовых и газоконденсатных месторождений.



В Малохетском ГР по плотности начальных геологических ресурсов выделяются три зоны: с плотностью  $30+50$  тыс. т/км<sup>2</sup> (северо-западный борт вала и его юго-западная периклиналь), с плотностью  $10+20$  тыс. т/км<sup>2</sup> (центральная часть вала и частично Агапский выступ), с плотностью  $5+10$  тыс. т/км<sup>2</sup> (частично Агапский выступ). В районе перспективен весь разрез юры (от зимней до сиговской свиты) и низы нижнего мела (нижнехетская свита). Промышленная газоносность установлена в отложениях мальшевской, сиговской и нижнехетской толщ на Зимнем, Малохетском и Нижнехетском месторождениях. Зимняя, джангодская и вымская свиты нижней - средней юры перспективны на склонах вала, где с ними могут быть связаны залежи газа в стратиграфически экранированных ловушках. В мальшевской и сиговской толщах могут быть выявлены пластово-сводовые, литологически экранированные залежи УВ; в отложениях нижнехетской свиты перспективна мангазейская пачка - в ней вероятны структурно-литологические ловушки.

В Малохетском ГР возможно открытие мелких по запасам газовых месторождений.

Значительную площадь Усть-Енисейской НГО занимают районы, плотность начальных геологических ресурсов УВ в которых оценивается значениями  $20+30$  тыс. т/км<sup>2</sup>: Янгодо-Горбитский, Агапский и Дудыштинский возможно нефтегазоносные районы. Все три района характеризуются крайне низкой степенью изученности как глубоким бурением, так и геофизическими работами.

Основные перспективы Янгодо-Горбитского возможно газоносного района (ВГР) связываются с ниже- и среднеюрскими отложениями зимней, джангодской, вымской и мальшевской свит. Предполагается развитие неантиклинальных стратиграфически экранированных ловушек в зонах выклинивания потенциально продуктивных горизонтов. На южных склонах выступа перспективны и отложения нижнехетской свиты нижнего мела (ачимовская пачка), в которой возможно выявление литологически экранированных ловушек. Перспективы триасовых отложений неясны ввиду отсутствия каких-либо данных о наличии коллекторов в этих толщах.

На территории района пока не выделено ни одного поискового объекта; для геологического уточнения строения и ФЭС мезозойских отложений и перспектив нефтегазоносности здесь необходимо провести определенный объем региональных и поисково-рекогносцировочных работ в комплексе с параметрическим бурением.

Основные перспективы Агапского возможно нефтегазоносного района (ВНГР) по аналогии с Дерябинско-Носковским связываются с нижнехетской и верхней частью суходудинской свиты неокома. В нижней части первой, вероятно, развиты ловушки литологического типа (ачимовская пачка), в средней части — литолого-экранированного типа, а в верхней, на уровне сузунского горизонта, а также в суходудинской свите — ловушки пластово-сводового и комбинированного типов. Определенные перспективы связаны в районе и с отложениями мальшевской свиты средней юры, малохетской, яковлевской и долганской свит неоком-сеномана. Однако, учитывая общую тенденцию к меньшей дифференциации разреза меловых отложений, ухудшению фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и глинизации юрских отложений в восточном направлении, перспективы Агапского ВНГР несколько ниже чем в сходном по строению Дерябинско-Носковском. Впрочем, территория крайне низко исследована глубоким бурением (всего две скважины) и сейсморазведкой; подготовлено к глубокому бурению четыре структуры: Кубинская (140 км<sup>2</sup>, верхняя юра), Дюрюсинская (105 км<sup>2</sup>, верхняя юра), Якимовская (130 км<sup>2</sup>, нижний мел), Логовая (140 км<sup>2</sup>, нижний мел) и выявлена одна — Пуринская (380 км<sup>2</sup>, нижний мел). В Агапском районе необходимо проведение значительных объемов поисковых геолого-геофизических работ в комплексе с параметрическим и поисковым бурением с целью изучения геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств юрско-меловых отложений, поиска и подготовки новых перспективных объектов, в том числе и неантиклинальных, и уточнения оценки перспектив нефтегазоносности. В районе прогнозируется открытие средних и мелких месторождений газа в среднеюрских отложениях, нефти и газового конденсата в нижнехетско-суходудинских отложениях, а также газа, газоконденсата и, возможно, нефти в малохетско-долганских отложениях в ловушках различного типа.

В Дудыштинском районе предполагается развитие мощного (7–8 км) комплекса юрско-меловых отложений, разрез которых по литологическому составу близок к разрезам Дерябинско-Носковского и Агапского районов. По всей вероятности основные перспективы нефтегазоносности близки к перспективам последнего и связаны с теми же отложениями и соответствующими ловушками.

В районе нет ни выявленных, ни подготовленных к бурению объектов. Для уточнения перспектив нефтегазоносности, изучения геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств

юрско-меловых отложений, поиска и подготовки к бурению перспективных объектов на его территории необходимо провести определенный объем поисково-рекогносцировочных геофизических исследований в комплексе с параметрическим бурением. В Дудыптинском возможно нефтегазоносном районе вероятно открытие средних и мелких по запасам месторождений.

В Волочанском возможно нефтегазоносном районе плотность начальных геологических ресурсов УВ оценивается в 5–10 тыс. т/км<sup>2</sup>. Перспективными являются отложения зимней, джангодской и вымской толщ; верхнеюрские и более молодые породы в сводовых частях валов размыты. Наиболее перспективными являются отложения вымской свиты, в которых выявлены мощные хорошо проницаемые горизонты. Предполагается, что на склонах валов, где сохранился более полный разрез юрских отложений, возможно открытие мелких по запасам месторождений газа в ловушках структурного, комбинированного и стратиграфического типов. Вероятность обнаружения промышленных скоплений УВ здесь не велика, поскольку большая часть потенциально продуктивных отложений размыта, а сформировавшиеся ранее залежи, вероятно, разрушены.

В Хатангскую нефтегазоносную область входят три района: Жданихинский, Притаймырский и Курьинско-Балахинский.

В Жданихинском возможно нефтегазоносном районе плотность начальных геологических ресурсов УВ оценивается в 20–30 тыс. т/км<sup>2</sup>. Район слабо изучен сейсморазведкой и бурением. Основные перспективы района связываются с среднеюрскими отложениями вымской свиты, а также неокомскими: нижнехетскими, суходудинскими, малохетскими и яковлевскими. В первых возможно обнаружение структурных, пластово-сводовых ловушек. В нижнехетской толще прогнозируется развитие литологических ловушек в ачимовской пачке; на уровне сузунского горизонта и выше по разрезу – в суходудинской, малохетской и яковлевской толщах – пластово-сводового, комбинированного, а на бортах и стратиграфического типов. Единственная скважина, пробуренная в районе, вскрыла удовлетворительные коллекторы (водонасыщенные) только на стратиграфическом уровне сузунского горизонта; но учитывая большую (до 6–8 км) мощность юрско-меловых отложений и низкую степень изученности территории, перспективы ее нефтегазоносности довольно высоки.

В Жданихинском районе выделена одна (Массоновская) структура и пробурена одна глубокая скважина, забой которой находится в верхнеюрских отложениях. Дальнейшие геологораз-

ведочные работы позволят детально изучить его структурный план с целью выявления различного типа ловушек в неоконгломератном и среднеюрских отложениях и уточнить оценку перспектив нефтегазоносности района, а также выявить новые локальные объекты. В районе возможно открытие средних и мелких месторождений углеводорода.

В Притаймырском возможно нефтегазоносном районе плотность начальных геологических ресурсов УВ оценивается в 10–20 тыс. т/км<sup>2</sup>. Основные перспективы нефтегазоносности района связываются с пермскими отложениями по аналогии с прилегающими территориями Анабаро-Хатангской седловины, где в синхронных отложениях были открыты непромышленные залежи вязкой нефти на Норвикской, Чайдахской, Кожевниковской и других площадях. Пермские отложения в районе находятся на доступных бурению глубинах. Некоторые перспективы связаны и с ниже-среднеюрскими отложениями в зонах их выклинивания, где возможно обнаружение стратиграфически экранированных ловушек. Для уточнения оценки перспективности района, изучения его геологического строения и нефтегазоносности, здесь необходимо провести комплекс региональных геолого-геофизических исследований. В Притаймырском районе возможно открытие мелких по запасам УВ месторождений.

Плотность начальных геологических ресурсов УВ в Курьинско-Балахнинском газоносном районе оценивается в 5–10 тыс. т/км<sup>2</sup>; плотность начальных геологических ресурсов входящего в состав района Балахнинского мегавала несколько выше – 10–20 тыс. т/км<sup>2</sup>. Здесь открыто одно мелкое по запасам газовое месторождение – Балахнинское; залежь приурочена к маломощным песчаным коллекторам вымской свиты средней юры. Из этих же отложений получены незначительные притоки газа на Кубалахской площади.

Основные перспективы района связаны с ниже-среднеюрскими отложениями вымской свиты; меловые, а частично и верхнеюрские отложения в наиболее приподнятых участках размыты. В целом территория характеризуется не слишком благоприятными геологическими условиями для формирования залежей УВ: юрские отложения в большой степени глинизированы, коллекторы маломощны и невыдержаны по площади; разрез меловых отложений отличается монотонным песчано-алевритовым составом – здесь отсутствуют как надежные экраны, так и удовлетворительные коллекторы.

В районе выделено 13 локальных структур, на семи из них пробурено 13 скважин, открыто одно месторождение. Ожидается

открытие мелких по запасам газовых месторождений в среднеюрских отложениях вымской свиты, приуроченных к ловушкам пластово-сводового, литологически и стратиграфически экранированного и комбинированного типов.

Таким образом, перспективы западной и восточной частей Енисей-Хатангского регионального прогиба различны - более перспективной является западная, Усть-Енисейская область, где уже открыт целый ряд разнообразных по запасам, фазовому состоянию пластового флюида, стратиграфическому уровню, этажу нефтегазоносности, количеству залежей и типу ловушек месторождений УВ. Вместе с тем, значительная часть территории весьма перспективных Дерябинско-Носковского, Пясинского, Агапского, Янгодо-Горбитского и Дудыптинского районов в настоящее время остается мало изученной как геофизическими работами, так и глубоким бурением. Основной объем поисковых работ необходимо сосредоточить в районах, приуроченных к крупным отрицательным структурам и бортовым участкам поднятий - в первую очередь в Дерябинско-Носковском. В этом районе существует реальная возможность открытия крупных и средних по запасам газоконденсатных и нефтяных месторождений.

Весьма перспективны Пеляткинско-Соленинский и Большехетский районы, обладающие самой высокой плотностью начальных геологических ресурсов УВ; однако степень изученности этих территорий достаточно высока и в силу этого открытие здесь новых крупных месторождений маловероятно. Тем не менее, указанные районы требуют дальнейшего изучения поскольку здесь вполне возможно интенсивное наращивание запасов нефти и газа за счет средних и мелких месторождений; кроме того, малоисследованными остались юрские отложения, обладающие определенными перспективами.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Приведенный материал показывает различия в геологическом строении и перспективах нефтегазоносности западной и восточной частей Енисей-Хатангского регионального прогиба. Максимальные мощности юрских отложений (до 3300 м) фиксируются в восточной части прогиба. Наиболее полные разрезы и максимальные мощности (до 2350 м) меловых отложений вскрыты в западной его части. В наиболее прогнутых зонах западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (Центрально-Таймырский мегапрогиб) верхнеюрские - нижнехетские песчаники образуют клиноформные тела, на остальной изученной территории прогиба они залегают горизонтально и имеют пластообразную форму. В Центрально-Таймырском мегапрогибе наблюдаются также отличия в строении яковлевской свиты апт-альбского возраста, где она четко расслаивается на относительно мощные (до 80 м) глинистые и песчаные пачки.

В западной части регионального прогиба валы тяготеют к приплатформенному борту, а наиболее глубокие впадины расположены к северу от этих валов; в восточной части валы смещены к Таймырской складчатой системе, а наиболее глубокие впадины находятся южнее. В западной части структуры имеют субширотное простирание, в восточной - длинная ось структур вытянута на северо-восток.

Наиболее благоприятным сочетанием коллекторов и покрышек в разрезе и более высокими коллекторскими свойствами характеризуются юрско-меловые отложения западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Наиболее перспективной является западная, Усть-Енисейская область, где уже открыт целый ряд разнообразных по запасам, фазовому состоянию пластового флюида, стратиграфическому

уровню, этажу нефтегазоносности, количеству залежей и типу ловушек месторождений УВ. Вместе с тем, значительная часть территории весьма перспективных Дерябинско-Носковского, Пясинского, Агалского и Дудыптинского районов в настоящее время остается малоизученной как геофизическими исследованиями, так и глубоким бурением. Основной объем поисковых работ необходимо сосредоточить в районах, приуроченных к крупным отрицательным структурам и склонам поднятий, в первую очередь, в Дерябинско-Носковском, где существует реальная возможность открытия крупных и средних по запасам как газоконденсатных, так и нефтяных месторождений. Весьма перспективны Пеляткинско-Соляинский и Большехетский районы, обладающие самой высокой плотностью начальных геологических ресурсов УВ, однако степень изученности этих территорий достаточно велика и, в силу этого, открытие здесь новых крупных месторождений УВ маловероятно. Тем не менее указанные районы требуют дальнейшего изучения, поскольку здесь возможно интенсивное наращивание запасов нефти и газа за счет средних и мелких месторождений; кроме того, малоисследованными остались юрские отложения, обладающие определенными перспективами.

Приведенный анализ позволяет определить пути дальнейших поисков залежей нефти и газа и реальность новых крупных открытий.

## СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ВВЕДЕНИЕ . . . . .	3
<b>ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ</b>	
Литолого—стратиграфическая характеристика разреза	6
Тектоническое районирование . . . . .	23
Основные этапы геологического развития . . . . .	34
<b>НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ</b>	
Краткая характеристика и соотношение коллекторов и покрышек в разрезе . . . . .	53
Геохимическая характеристика органического вещества и катагенетическая зональность . . . . .	62
Характеристика месторождений нефти и газа . . . . .	66
Закономерности размещения и условия формирования скоплений нефти и газа . . . . .	89
<b>НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ . . . . .</b>	
ЗАКЛЮЧЕНИЕ . . . . .	115



ЛР № 020657 6В9(03)

ГЛАГОЛЕВ ПЕТР ЛЬВОВИЧ  
МАЗАНОВ ВИКТОР ФЕДОРОВИЧ  
МИХАЙЛОВА МАРИАННА ПАВЛОВНА

ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ  
ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО ПРОГИБА

Научное издание (монография)

Утверждено к печати Институтом геологии и разработки  
горючих ископаемых

Редактор Р.И. Устюгова

Художник Ю.Н. Сударев

Технические редакторы Т.А. Капкевич, Ю.Н. Сударев

Корректор Е.И. Бурцева

---

Подписано в печать 26/XI 1993 г.

Формат 60x84 1/16. Уч.-изд. л. 7,3.

Печ. л. 7 1/2 + 1 вкл.

Тираж 320 экз. Заказ 35.

---

Научное издание подготовлено в отделе внедрения,  
координации и изданий научно-технической продукции  
ИГиРГИ

Москва, 117312, ул. Ферсмана, 50

---

Отпечатано в отделе технической документации  
ИГиРГИ

Москва, 117312, ул. Ферсмана, 50.