

Федеральное агентство по образованию
ГОУ ВПО «Иркутский государственный университет»

С. Г. Шашин
С. П. Примина

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАСЕЙНЫ СИБИРИ

Конспекты лекций

Иркутск 2007

УДК 553.98(571.53)
ББК 26.325

Печатается по решению ученого совета геологического факультета
Иркутского государственного университета

Шашин С. Г., Примина С. П.
Нефтегазоносные бассейны Сибири : конспекты лекций /
С. Г. Шашин, С. П. Примина. – Иркутск : Иркут. гос. ун-т, 2007. – 66 с.

ISBN 978-5-9624-0168-3

Предназначены студентам-геологам очного и заочного обучения.

ISBN 978-5-9624-0168-3

© Шашин С. Г., Примина С. П., 2007
© ГОУ ВПО «Иркутский государственный
университет», 2007

Учебное издание

Сергей Георгиевич **Шашин** Светлана Павловна **Примина**

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАСЕЙНЫ СИБИРИ

Конспекты лекций

ISBN 978-5-9624-0168-3

Редактор Э. А. *Невзорова*
Компьютерная верстка А. В. *Врон*
Дизайн обложки: М. Г. *Яскин*

Темплан 2007. Поз. 45. Подписано в печать 06.05.07. Формат 60x84 1/16.
Усл. печ. л. 3,5. Уч.-изд. л. 3,1. Тираж 150 экз. Заказ 57.

РЕДАКЦИОННО-ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ОТДЕЛ
Иркутского государственного университета
664003, г. Иркутск, бульвар Гагарина, 36

Оглавление

<i>Введение</i>	4
<i>Лекция 1.</i> Краткий обзор развития нефтегазовой промышленности России и роль нефтяной геологии	5
<i>Лекция 2.</i> Основы геологии нефти и газа	7
<i>Лекция 3.</i> Основные закономерности в распределении нефтяных и газовых месторождений	11
<i>Лекция 4.</i> Районирование нефтегазоносных территорий ..	14
<i>Лекция 5.</i> Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция.....	17
<i>Лекция 6.</i> Нефтегазоносные районы западной части Непско-Ботуобинской антеклизы.....	21
<i>Лекция 7.</i> Восточная часть Непско-Ботуобинской антеклизы.....	25
<i>Лекция 8.</i> Типы залежей нефти и газа. Районирование Лено-Тунгусской провинции.....	29
<i>Лекция 9.</i> Перспективы нефтегазоносности древних толщ Сибирской платформы.....	32
<i>Лекция 10.</i> Нижне-Непский нефтегазоносный резервуар...	35
<i>Лекция 11.</i> Хатангско-Вилуйская провинция.....	38
<i>Лекция 12.</i> Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция	39
<i>Лекция 13.</i> Фроловская нефтегазоносная область	43
<i>Лекция 14.</i> Среднеобская нефтегазоносная провинция ...	47
<i>Лекция 15.</i> Федоровское нефтяное месторождение	51
<i>Лекция 16.</i> Вартовско-Советское нефтяное месторождение	54
<i>Лекция 17.</i> Надым-Пурская нефтегазоносная область	57
<i>Лекция 18.</i> Гыданская нефтегазоносная область	61
<i>Библиографический список</i>	66

Введение

Нефтяная и газовая отрасли являются важнейшей частью в энергетическом балансе России. Все острее встает вопрос об увеличении энергетических ресурсов в мире и в том числе углеводородного сырья. В этих условиях нефтяная геология, разработанная российскими учеными во главе с И. М. Губкиным, играет исключительную роль.

От понимания геологических особенностей перспективных нефтегазоносных районов Сибири зависит успешное их освоение.

Важно знание геологических разрезов, типов структур и типов залежей разведываемых районов, что в значительной степени облегчит поиски новых месторождений. Многолетний труд геологов-нефтяников производственников и научно-исследовательских организаций Сибири позволил открыть месторождения нефти и газа в Западной Сибири и сделать этот регион основной базой нефтегазодобывающей промышленности России. Восточная Сибирь по результатам нефтегазопроисловых работ является одной из перспективных территорий, где будут открыты новые, крупные месторождения нефти и газа. Это новая перспективная область добычи нефти и газа на востоке России.

Большая часть новых представлений о нефтяной геологии Сибири изложена в данных лекциях в объеме, необходимом для студентов очного и заочного обучения и геологов-производственников.

Лекция 1. КРАТКИЙ ОБЗОР РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ И РОЛЬ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

В 1745 году русский купец Федор Прядунов построил в пещерских лесах на Ухте первый в мире завод, перерабатывающий нефть на осветительное масло, а в 1823 году на Кавказе братья Дубинины построили завод для получения фотогена (керосина).

Бурение на нефть впервые в России на Апшеронском полуострове начато техником Семеновым в 1848 году. Механическое бурение на нефть было начато на Кубани в 1864 году. Систематическая добыча нефти в России начата в 1863 году. В 1873 году годовая добыча нефти в России составляла 68,3 тыс. тонн, а в 1901 году уже 11 млн 900 тыс. тонн, что позволило ей занять первое место в мире по добыче нефти. В дальнейшем Россия утратила ведущие позиции в мире, по причине не вкладывания необходимых средств на поиски и разведку новых месторождений (это было не выгодно иностранному капиталу – основному держателю акций).

В 1913 году в России нефти было добыто только 9 млн 234 тыс. тонн. До революции 1917 года добыча нефти была сосредоточена на Кавказе (около Баку и Грозного). В результате гражданской войны и иностранной интервенции добыча нефти снизилась до 3 млн 780 тыс. тонн (1920/21 гг.).

За первые 10 лет мирного периода добыча нефти увеличилась до 10,2 млн тонн. В это время начаты широкие плановые геологоразведочные работы в других районах России и опоскование более глубоких горизонтов осадочного разреза. Возглавлял эти работы выдающийся ученый-нефтяник И. М. Губкин. Важнейшим результатом этого периода являлось открытие новых нефтегазоносных районов на огромной территории между Волгой и Уралом, получившей в дальнейшем название – Второе Баку.

Этот район в годы Отечественной войны (1941–1945) явился надежной базой снабжения фронта и тыла нефтепродуктами, а в дальнейшем – успешному развитию послевоенного восстановления народного хозяйства страны. В годы Отечественной войны было упорядочено газовое хозяйство страны и начались геологоразведочные работы по поиску чисто газовых месторождений в Саратовской области. В послевоенные годы открыто ряд крупных газо-

вых месторождений в нижнем Поволжье, Куйбышевском районе и на северном Кавказе.

Рост мировой добычи нефти в капиталистических странах. С 1880 по 1953 г. характеризовался следующими цифрами: 1880 г. – 3 млн 442 тыс.; 1900 г. – 9 млн 496 тыс.; 1920 г. – 98 млн 130 тыс.; 1929 г. – 191 млн 401 тыс.; 1940 г. – 262 млн 120 тыс.; 1942 г. – 254 млн 70 тыс.; 1944 г. – 315 млн; 1948 г. – 435 млн 925 тыс.; 1953 г. – 598 млн 500 тыс. (Ульянов, Хельквист, 1983).

Крупные запасы нефти имелись лишь в небольшом количестве стран. В те годы в руках американских и английских монополий находилось 95 % всех разведочных запасов капиталистических стран. Если XIX столетие было веком угля, то XX век можно назвать веком нефти. Нефть в мировом энергетическом балансе изменялась от 3,7 % в 1900 г. до 24 % в 1947 г. Если в 1914 году только 4 % всех судов мирового торгового флота работало на нефти, то в 1947 году это количество увеличилось до 80 %. В результате использования нефти для синтетического каучука и взрывчатых веществ ее значение еще больше возросло.

Хотя нефть, природный газ, асфальты и твердые парафиновые соединения были разведаны давно, научное изучение условий их залегания и происхождения началось сравнительно недавно. Эти вопросы входят в состав специальной науки – нефтяной геологии, которая, изучая условия залегания нефти и газа в земной коре, опирается на общие геологические законы. Эта наука была создана в советское время академиком И. М. Губкиным, который является не только отцом русской геологии нефти, но и создателем школы советских геологов-нефтяников. Естественно научный рост геологии нефти с ее, специфическими чертами следовал непосредственно за развитием нефтяной и газовой промышленности. Первые нефтяные скважины были заложены без участия геологов. Скважины располагались вблизи выходов нефти на поверхности и получаемые фонтаны не требовали изучения условий залегания нефти и газа. Быстрое увеличение спроса на нефть способствовало постановке специальных изысканий обуславливающих обнаружение скоплений нефти и газа промышленных значений. Так, путем наблюдений сначала над поверхностью, а затем в результате изучения глубинного строения была установлена приуроченность нефтяных залежей к сводам антиклинальных складок, в которых газ, нефть и вода размещались соответственно их удельным весам. Эта закономер-

ность получила название антиклинальной и гравитационной теорией образования нефтяных месторождений. Научный подход к поиску нефтяных месторождений с поддержкой правительства способствовал успеху и передовым позициям в мире советской нефтяной геологии.

Вопросы для самоконтроля

1. Первые сведения о нефти и газе России.
2. Успехи России в добыче нефти.
3. Научный подход к поиску залежей.

Лекция 2. ОСНОВЫ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Нефть по своему составу является сложным минеральным веществом, состоящим из смеси газообразных, жидких и твердых углеводородов. По внешнему виду это маслянистая жидкость с характерным запахом, обычно темно-коричневого цвета до бесцветного (природные бензины). Как правило, нефть легче воды. Ее удельный вес меняется от 0,75 до 0,940. Встречаются и тяжелые нефти удельный вес 1,0 и более. Нефти с удельным весом менее 0,9 относятся к легким и соответственно более 0,9 – тяжелые. Химический состав нефти определяется содержанием углерода (84–87 %) и водорода (12–14 %). На долю этих двух элементов приходится от 97 до 99 % всего состава.

Содержанием серы, кислорода, азота составляет 1–2 %. Азот присутствует в виде нафтеновых кислот, а сера в виде органических соединений и, частично, в свободном состоянии.

Углерод и водород являются главными составными частями нефти и присутствуют в виде различных углеводородов, среди которых различают парафиновые (C_nH_{2n+2}), нафтеновые (C_nH_{2n}) и ароматические (C_nH_{2n-6}) углеводороды. В зависимости от преобладания в составе углеводородов различают нефти: парафиновые и ароматические, а также промежуточных типов. По содержанию парафина нефти делятся на беспарафиновые (парафина до 1 %), слабопарафинистые (1–2 %) и парафинистые (более 2 %).

По содержанию серы различают малосернистые нефти (серы менее 0,5 %) и высокосернистые (более 0,5 %).

По содержанию смол и асфальтенов: малосмолистые (смол менее 8 %), смолистые (смол 8–28 %) и сильно смолистые (более 28 %).

Основными физическими свойствами нефти является вязкость, поверхность натяжения, тепловые свойства, растворимость и др.

Нефть не растворяется в воде, но хорошо растворима в бензоле, хлороформе, четыреххлористом углероде, эфире.

Характерной особенностью нефти является оптическая активность.

Газ отличается от нефти большей подвижностью и способностью проникать и накапливаться в слабо проницаемых породах. Газ, выделяющийся в природных условиях, из недр земли называется природным. В зависимости от газообразных процессов выделяются 4 группы:

- 1) *биохимического* происхождения;
- 2) *воздушного* происхождения, за счет проникновения в литосферу атмосферного воздуха;
- 3) *химического* происхождения в результате химических процессов;
- 4) *радиоактивного* распада различных веществ.

В природных условиях нефть всегда содержит газ в растворенном состоянии, если количество газа превышает его растворимость, то избыток газа образует над нефтью скопления – газовая шапка.

Газы нефтяных месторождений в основном горючие и состоят из метана (CH_4). В виде примесей присутствуют: азот, углекислый газ, редкие газы (аргон, гелий, криптон, ксенон). Присутствие их указывает на связь газа с нефтяной залежью.

Количество газа 1 м^3 на 1 тонну добываемой нефти называется газовым фактором. Важнейшее свойство газа – его теплотворная способность, выражаемая количеством тепла в калориях при сгорании 1 м^3 газа.

Газ широко применяется в быту и промышленности. Наиболее сложным вопросом в науке о нефти является ее происхождение.

Начиная с Ломоносова, эта проблема спорная. Существует две точки зрения: органическая и неорганическая. Неорганическая теория исходит из идей её появления в результате химических процессов (карбидная теория) Менделеева, вулканическая и космиче-

ская теория и образование нефти с основными изверженными породами Кудрявцев 1951 год.

В свете современных данных образование нефтеподобных продуктов неорганическим путем не исключается, но считать, что все промышленные скопления нефти могут образоваться только этим путем, нельзя, о чем свидетельствует анализ природной геологической обстановки. Поэтому наиболее распространена органическая теория происхождения нефти, предполагающая в качестве исходного материала для нефти материал животного и растительного мира. Вопрос о том, морские или наземные животные и организмы служили исходным материалом для нефти, склоняется в пользу морских. О чем свидетельствует факт, что более 90 % нефтяных месторождений связано с морскими осадочными образованиями, а продуктивность моря значительно выше, чем суши.

Согласно данным количество органической массы морских водоемов равно 198,8 до 10 425 кг/га (Зернов С. А.).

По этим данным фитопланктон верхнего 100-метрового слоя мирового океана дает 60 млрд тонн органического углерода. Наиболее благоприятными участками для накопления ОВ служат лиманы, лагуны, эстуарии, вдоль морских берегов, где наибольшее скопление органики из водорослей, мелких животных, планктона и других организмов.

Наибольшим количеством ОВ обогащены мелкообломочные глинистые породы. В качестве наиболее типичного представителя таких осадков служит сапропель (от греч. *sapros* – гнилой, *pelos* – грязь, ил), состоящий из углерода (55,8 %), водорода (37,2 %), кислорода, серы и азота. Сапропели образуются в пресной и соленой воде. Наибольший интерес представляет сапропель, образующийся в морских условиях (в соленой воде), что важно для превращения ОВ в УВ (нефть). ОВ до превращения в нефть подвергается разложению химическим и биохимическим путем. Этот процесс проходит в аэробных условиях (при доступе кислорода воздуха) и в анаэробных (при отсутствии воздуха). В зависимости от условий отложения ОВ происходит образование различных видов углей или битумов нефтяного ряда. Если ОВ живого вещества захороняется в морском водоеме среди минеральных веществ, образующих пески, глины и другие породы, органика в них превращается под действием биохимических факторов, тепла и давления в углеводородные нефть и газ. Под влиянием давления вышележащих пород и склад-

кообразовательных сил, нефть и газ передвигается (мигрирует) из менее пористых пород в пористые и затем в наиболее приподнятые участки. Так образуются промышленные скопления нефти и газа. На этой особенности нефти, газа и воды основана антиклинальная или гравитационная теория. Это стало основным положением нефтяной геологии, согласно которой наиболее благоприятными структурными формами нефтяных месторождений является антиклинальные складки.

Однако антиклинальные складки не являются единственными благоприятными типами структур. Все наиболее приподнятые участки, состоящие из пористых тел, являются благоприятными для скопления нефти и газа. Нефтяные и газовые залежи могут образовываться при однообразном наклоне пластов при моноклинальном залегании на значительном удалении от сводов антиклинальных складок. И. М. Губкин, впервые в мире выявил залежь нефти в Майкопском районе (1909–1911) не связанную с антиклинальной складкой, названная им «рукавообразной». Им было доказано существование залежи в зависимости от характера литологического состава.

Последующими работами геологов Майкопа и Краснодара выявлены два типа залежей литологического типа – заливообразные и лентообразные.

В районах второго Баку были открыты нефтяные месторождения, связанные с рифогенными известняками. Нефтяные залежи, характеризующиеся резкой изменчивостью литологического состава пластов объединены в группу литологически ограниченных или зональных. Существует значительное количество классификаций залежей нефти и газа, в основу которых положены различные признаки: тектоническое строение, форма залежи, характер контура нефтеносности, литологический состав пород – пластов коллекторов, режим залежи. В соответствии со спецификой геологических особенностей все залежи подразделены на три группы:

I группа – сводовые залежи в антиклинальных складках с выдержанной характеристикой литологического состава продуктивных пластов;

II группа – литологически ограниченные (зональные) залежи;

III группа – залежи связанные с угловыми несогласиями (стратиграфические).

I группа залежей – сводовые залежи антиклинальных структур. Контуры нефтеносности II группы ограничены помимо водонефтяного контакта и переходом пласта – коллектора в нефтенепроницаемую породу. Залежи III группы полностью выклиниваются по восстанию пластов, а по падению ограничены водонефтяным контактом.

В результате крупных дизъюнктивных нарушений строения залежи может быть осложнено. Губкин И. М. для залежей, ограниченных по восстанию пластов поверхностью нарушения применил термин «козырьковая залежь».

По предложению Ливорсена (США), все залежи, не приуроченные к сводам антиклиналей, называются «стратиграфическими». У нас стратиграфическими называются только залежи третьей группы. Существует деление залежей нефти на первичные, в которых нефть находится в тех свитах, в которых она возникла из органического материала и на вторичные, в которых нефть появилась после своего образования путем сложной миграции.

Вопросы для самоконтроля

1. Основные свойства нефти.
2. Свойства природного газа.
3. Основные положения о скоплении углеводородов в недрах.

Лекция 3. ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ В РАСПРЕДЕЛЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Нефть является региональным полезным ископаемым и поэтому нефтяные месторождения широко распространены в недрах земли.

В распределении нефтяных и газовых залежей на поверхности земного шара существуют определенные закономерности.

Так, Д. И. Менделеев обратил внимание на параллелизм месторождения нефти с горными кряжами. На этой основе он выдвинул гипотезу происхождения нефти (1877 г.) в результате взаимодействия поверхностных вод с карбидами металлов, находящихся в недрах земли (карбидная теория). Губкин отверг эту гипотезу, ука-

зав, что в краевых зонах хребтов и в геосинклиналях во все геологические эпохи создавались условия благоприятные для скопления органического материала в породах, который и послужил исходным материалом для образования нефти.

Здесь возникли бассейны типа лагун, лиманов, эстуарий, в которых развивался растительный мир и животный планктон, необходимые для начала образования пород органического характера – каустобиолитов.

Факт приуроченности месторождений к зонам крупных горных хребтов и геосинклиналей дает основание рассматривать горные хребты, как области размыва (суши), которые формировались медленно, оставаясь такими в течение ряда геологических эпох. Можно считать, что все современные крупные нефтяные районы расположены в областях древних мелководных морей, заливах, внутренних морей. Так, нефтяные залежи Сибири образовались в шельфовой зоне морей, омывающих территорию суши Енисейского края, Саянской и Байкальской горных хребтов, являющихся областями сноса обломочного материала.

Изучение местоположения нефтяных месторождений дает основание говорить, что они располагаются в зонах, как правило, вытянутых в направлении параллельных ископаемых бассейнов.

Газовые месторождения встречаются вместе с нефтяными и в своем распространении следуют закономерностям, установленным для нефтяных месторождений. Иногда газовые месторождения располагаются на участках более удаленных от береговых линий бассейнов (Ставрополь, Кубань, Грозный).

Распределение нефтяных и газовых месторождений по геологическим системам

Нефтяные и газовые месторождения установлены в разновозрастных отложениях от рифея до верхнего плиоцена (третичная система). Относительные размеры добычи нефти по отдельным стратиграфическим комплексам по В. А. Успенскому, О. А. Радченко в % (на 1.01.1947 г.) третичные 53 (плиоцен-20, миоцен-21, олигоцен-7, эоцен-5); меловой-16; юрский-1; триасовый-0,06; пермский-8; каменноугольный-15; девонский-3; силурский-6; кембрийский-1; докембрийский-0,001.

В отложениях докембрия и кембрия установлены месторождения нефти и газа в Восточной Сибири. В отложениях кембрия из-

вестны газовые месторождения в США (штат Нью-Йорк) нефтяные в Ньюфаундленде и Новой Шотландии (Канада), в России – Сибирь (Ульянов, Хельквист, 1983).

В силурийских отложениях крупные скопления нефти в США (Оклахома, Техас, Чидгана, Огайо, Канзас), Канада. В России признаки нефтеносности установлены на Восточном Урале и Восточной Сибири, Ленинградская область.

С отложениями девона связаны крупнейшие промышленные скопления нефти и газа – в России – Ухте. В западном полушарии – Канада, Боливия, США.

В отложениях каменноугольного возраста известны крупные скопления нефти и газа в России – Краснокамск, Северокамск, Сызрань, Самарская, Саратовская область, Второе Баку, Западная Сибирь, в западном полушарии нефтяные месторождения в США и Англии.

Пермские нефтегазоносные отложения известны в Эмбинском районе, Ишимбае, Приуралье (Бугуруслан, Верхне-Чусовские городки, Западная Сибирь). В США – крупные нефтяные месторождения этого возраста открыты в Техасе, в штатах Монтана, Юта, Вайоминг, в Аргентине и Боливии, газовое месторождение в США – Панхэнда. В Европе – это залежи нефти в Германии.

Промышленная нефтегазоносность триаса установлена в Казахстане, Китае, Германии, Франции, Албании, Испании и Англии (газ). В США (в штате Вайоминг), в Боливии и Бразилии.

В юрских отложениях промышленные залежи нефти обнаружены в Казахстане (Досор, Сагиз, Кулсары). В Европе – Германия, Франция, Англия (газ). В США – на Аляске и штате Монтана, а также в Канаде, Аргентине, Кубе, Бахрейнских островах, в Саудовской Аравии, на полуострове Катар, в Марокко и Китае.

В меловых отложениях залежи нефти в Казахстане, на Кавказе. В западном полушарии – в Мексике, США – Оклахома, Техас, Монтана, Вайоминг, Колорадо, Канаде, Колумбии, Перу, Боливии, Германии, Франции, на Бахрейнских островах, Саудовской Аравии, Кувейте, Катаре, Китае, Египте, Польше, Австралии, Румынии, Чехословакии, Албании, Италии, Германии.

В палеогеновых отложениях залежи нефти и газа установлены в западной Украине, на северо-западном Кавказе и Средней Азии.

С эоценовыми отложениями связаны нефтяные месторождения Краснодарского края, Средней Азии. В США – Калифорния, Техас,

Вайоминг; в Мексике, западной Венесуэле, Колумбии, Эквадоре, Перу, на острове Куба и Барбадос, в Иране, Ираке, Пакистане, Австралии. В Европе промышленная нефтеносность эоцена установлена в Германии, Румынии, Польше, Югославии, Албании, Франции, Испании, Чехословакии, Италии.

С олигоценовыми отложениями связаны нефтяные месторождения Кубано-Черноморской области, Азербайджана, Средней Азии и западной Украины, Тринидада, западной Венесуэлы, Перу, Колумбии, Ирана, Ирака, Индии, Бирмы, Японии, Австралии, острова Борнео. В Европе продуктивны олигоценовые отложения Албании, Австрии, Венгрии, Польши, Югославии, Румынии, Чехословакии, Италии, Франции, Испании.

В миоценовых отложениях нефтяные месторождения – Кубано-Черноморская область, Терско-Дагестанская область, Средней Азии, Сахалин, западная Украина. *Зарубежье* – США, Мексика, Венесуэла, Перу, Гаити, Иран, Ирак, Бирма, Китай, Япония, Египет, Марокко, Алжир, Индонезия.

Плиоценовые отложения нефтеносны: Азербайджан, Грузия, Кубано-Черноморская область, Калифорния, Венесуэла, Румыния, Чехия, Япония, Малайский архипелаг.

Вопросы для самоконтроля

1. Гипотезы о формировании нефти и газа.
2. Отложения, содержащие залежи нефти и газа в мире и Сибири.

Лекция 4. РАЙОНИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Описанию нефтегазоносных территорий предшествует разъяснение отдельных элементов районирования. В основу определения отдельных элементов районирования должны быть положены в первую очередь геологические особенности, так как в конечном итоге, нефтегазоносность территории определяется ее геологическим строением и всей ее геологической историей. Необходимо выделить следующие элементы нефтегазового районирования (Конторович и др. 1975):

- 1) залежь;

- 2) месторождение;
- 3) район;
- 4) область;
- 5) провинция.

Залежь нефти (газа) – естественное скопление в недрах земли нефти и газа. Различают промышленные и непромышленные залежи.

Месторождение нефти (газа) – совокупность залежей, связанных общим участком поверхности, характеризующимся наличием единой, структурной формы, контролирующей формирование этих залежей. При наличии на данном участке двух структурных этажей, различных по своим тектоническим особенностям и отдельных друг от друга поверхностью несогласия или надвига, каждый из этажей может рассматриваться как самостоятельное месторождение.

Нефтегазоносный район (НГР) – понятие более широкое по содержанию, чем месторождение, так как оно включает группу смежных месторождений, сходных по геологическому строению (Прикаспийский район).

Нефтегазоносная область (НГО) – совокупность нефтегазоносных районов, характеризующихся единой геологической историей и приуроченных к геотектоническим элементам второго порядка.

Нефтегазоносной провинцией (НГП) называется территория, объединяющая несколько нефтегазоносных областей, тяготеющих к крупному геотектоническому элементу первого порядка, геологическая история которого в целом подчинена единому плану в течение длительного отрезка геологического времени.

Нефтегазоносные провинции Сибири

В пределах восточной части России известны нефтегазоносные провинции: Западно-Сибирская, Лено-Тунгусская и Хатангско-Вилуйская (рис. 1).

Россия по суточной добыче нефти и газа в 2003 году вышла на первое место в мире (Труд, 20 авг., 2004). За последние полвека добыча нефти в мире возросла в 6,4 раза, а газа в 12,2 раза (Нефть России. 2001. № 1. С. 42).

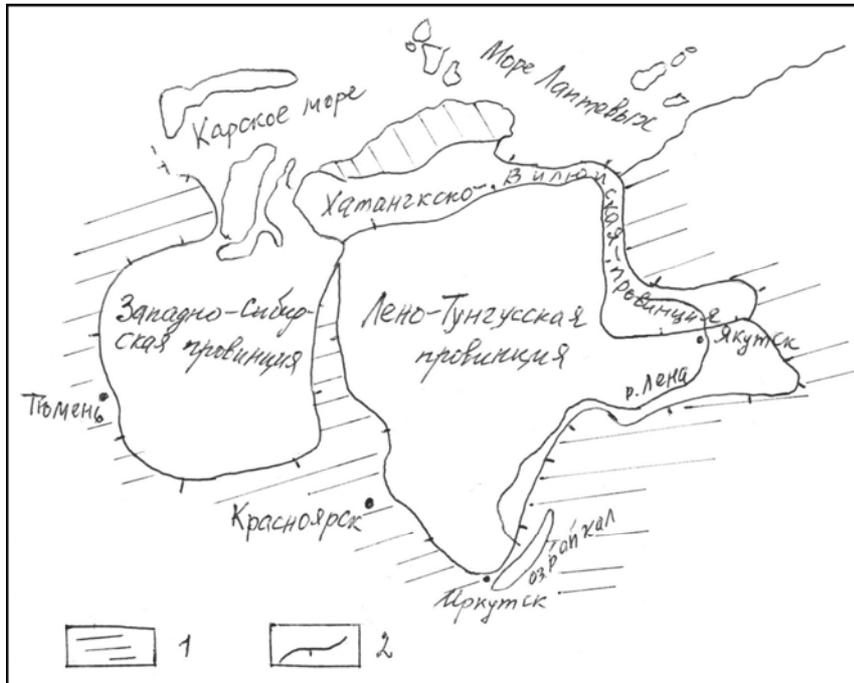


Рис 1. Схема расположения нефтегазоносных провинций Сибири
1 - горные сооружения; 2 - границы провинций

Самая богатая страна в мире (млрд тонн) это Саудовская Аравия, на долю которой приходится 35 782, затем следует ОАЭ, Ирак, Иран, Кувейт, Россия, запасы, которых свыше 10 000 тонн. Значительно скромнее выглядят запасы США, Нигерии, Мексики, Венесуэлы, Китая, Алжира, Ливии, и др. Считается, что запасы нефти к 2030 году будут исчерпаны в ряде стран: Великобритания, Норвегия, Алжир, США, Канада, Нигерия и Китай.

Вопросы для самоконтроля

1. Понятие о залежи и месторождении, их отличия.
2. Основа для выделения нефтегазоносных областей.

Лекция 5. ЛЕНО-ТУНГУССКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Занимает большую часть площади (2,5 млн км²) Сибирской платформы и территории трех регионов России – Красноярского края, Иркутской области и Саха Якутии (рис. 2).

На этой огромной территории, в результате поисково-разведочных работ установлено ряд месторождений нефти и газа в отложениях рифея, венда, нижнего кембрия. Признаки нефтегазоносности выявлены в отложениях силура (Красноярский край).

На западе Лено-Тунгусской НПП в пределах Красноярского края пробурено более 180 глубоких скважин, в общем объеме 540 тыс. пог. м. Для территории перспективных земель в 1,5 млн км² этого явно мало.

По результатам бурения выделен ряд нефтегазоносных областей: Северо-Тунгусская, Южно-Тунгусская, Байкитская, Катангская и самостоятельная Турухано-Норильская. Исследованиями Л. Л. Кузнецова, Ю. А. Жуковиним, П. П. Скоробогатовым в западной части провинции в отложениях рифея-кембрия выделены 4 нефтегазоносных комплекса (НГК): рифейский-карбонатный и вендский-терригенный; венд-нижнекембрийский – терригенно-карбонатный; нижне-среднекембрийский – сульфатно-галогено-карбонатный.

На основе анализа фильтрационно-емкостных свойств пород, результатов опробования и испытания скважин в каждом комплексе выделяются по несколько горизонтов – коллекторов. Схема выделения и индексация горизонтов выработана единая для нефтегазоносной провинции. Рифейские карбонатные пласты маркируются индексом «Р», вендского-терригенного «В», терригенно-карбонатного, нижнего кембрия «Б», сульфатно-галогенно-карбонатного индексом «А» (Анциферов и др., 1986).

Рифейский комплекс.

Промышленные скопления нефти и газа в породах рифейского возраста открыты в Байкитской НГО в пределах Юрубчено-Тахомской зоны НГН, на Куюмбинской, Юрубченской, Вэдрешевской и Терской площадях. Залежи УВ приурочены к трещинно-каверновым, трещинно-карстовым коллекторам.

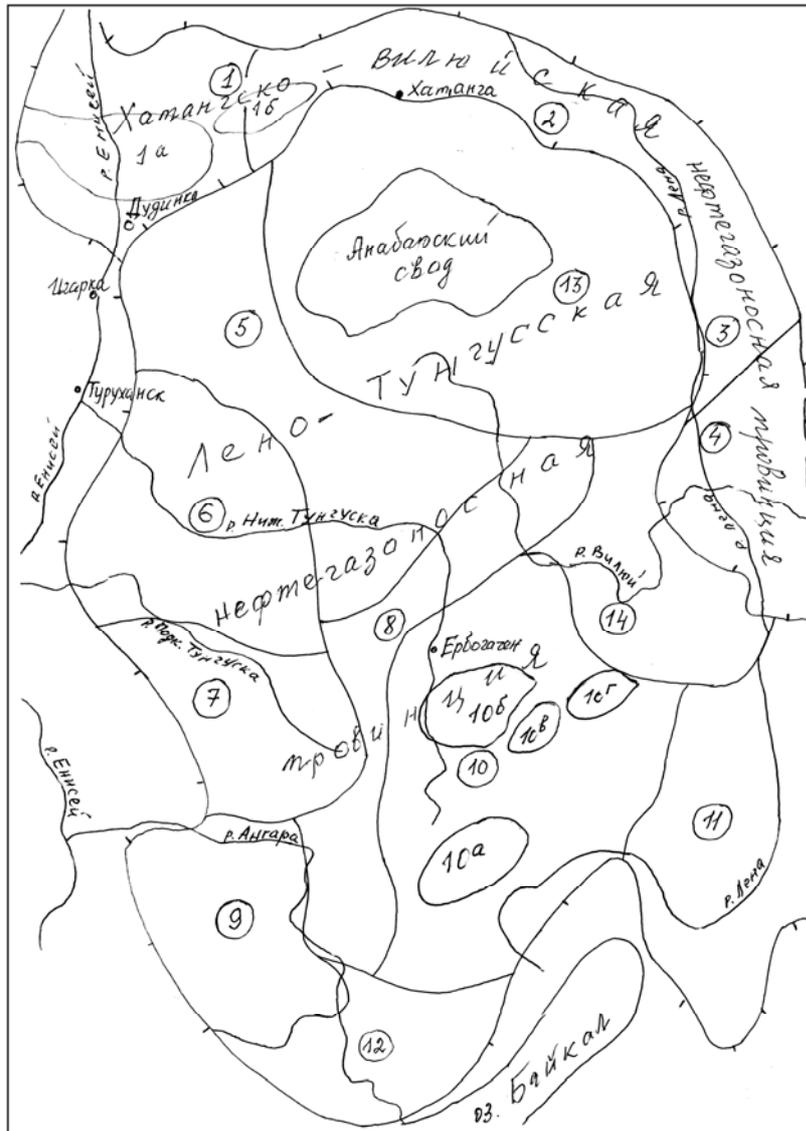


Рис. 2. Схема районирования Хатангско-Виллюйской и Лено-Тунгусской нефтегазоносных провинций:

Хатангско-Вилуйская провинция.

Нефтегазоносные области: 1. Енисей-Хатангская, 2. Лено-Анабарская, 3. Предверхоаянская, 4. Вилуйская.

Нефтегазоносные районы: 1а – Танамский, 1б – Рассохинский.

Лено-Тунгусская провинция.

Нефтегазоносные области: 5. Северо-Тунгусская, 6. Южно-Тунгусская, 7. Байкитская, 8. Катангская, 9. Присяяно-Енисейская, 10. Непско-Ботубинская.

Нефтегазоносные районы: 10а – Приленский; 10б – Непский; 10в – Ботубинский; 10г – Вилючанский; 11– Северо-Алданский, 12. Ангаро-Ленский, 13. Анабарский, 14. Западно-Вилуйский, 15. Турухано-Норильский.

Зона улучшенных коллекторов контролируется контуром древней палеосуши, а так же зонами трещиноватости. Глубина залегания эрозионной поверхности рифейских толщ не одинакова: на Камовском своде 2,2–2,5 км, на склонах Байкальской антеклизы и в Катангской седловине 2,5–3,3 км.

На крайнем западе Сибирской платформы они вскрыты на глубине 1,2 км, а далее вообще выходят на поверхность.

Отложения рифея с угловым несогласием ложатся на денудированную поверхность кристаллического фундамента, разобщены выступами и блоками.

На большей части территории рифейские отложения перекрывают вендскими терригенными породами.

Вендский (K_2) терригенный комплекс выделяется на западе в объеме ванаварской свиты и сложен песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Толщина комплекса изменяется от нескольких метров Юрубченская, Косьвинская, Хоркичская площади, западный склон Непско-Ботубинской антеклизы. Для большей части территории распространения вендского комплекса (терригенного) характерны аргиллитовые пачки ванаварской свиты и базальные горизонты (аргиллиты, мергели) платоновской свиты.

Промышленные скопления УВ установлены в Катангской НГО на Собинском и Пайгинском месторождениях, где в ванаварской свите выделяется шесть песчаных горизонтов Вн-I до Вн-VI. Мощность пластов-коллекторов изменяется от 0,8 м до 28 м. Наилучшими ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства) обладают пласты Вн-IV и Вн-V. Тип коллектора – поровый и трещинно-поровый. Наиболее перспективными районами на поиски залежей нефти и газа в этом комплексе являются Катангская седловина (глубина 2,6–4,0 км) и склоны Байкитской и Непско-Ботубинской

НГО (2,3–3,0 км). Прогнозируются перспективы на западном склоне Бахтинского мегавыступа и Анабарской антеклизы.

Венд-нижнекембрийский (K_3) терригенно-карбонатный продуктивный НГК включает отложения на западе оскобинской, катанской, собинской свит и их аналога платоновскую свиту, а также осинский горизонт усольской свиты.

Отложения комплекса представлены пачками доломитов, доломито-ангидритов, доломитовых мергелей, аргиллитов с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов в оскобинской свите. В отложениях этого комплекса выделяется до девяти горизонтов и пластов Б-I до Б-IX. Коллекторы – трещиноватые кавернозные доломиты 2–80 м (Б-I, Б-III) и песчаников 4–6 м (Б-VII) до 19 м (Б-IX). Тип коллекторов – трещинный и поровый. Проницаемость доломитов доли миллиарда (мд), песчаников 0,1 до 313 мд.

Продуктивность комплекса установлена на Оморинской (Б-VII, Б-VIII), Юрубченской (Б-VIII, Б-IX) площадях. Притоки пластовой воды получены на всех площадях.

Основные перспективы комплекса связываются с горизонтами Б-VIII и Б-IX в центральной части Байкитской антеклизы.

Нижне-среднекембрийский (K_4) сульфатно-галогенно-карбонатный продуктивный НГК выделяется в верхней части усольской, бельской, булайской и ангарской свитах и их аналогах. Породы-коллекторы представлены трещиноватыми и кавернозными доломитами, доломитами и известняками, переслаивающиеся с пластами каменной соли, аргиллитами и мергелями. В верхней части разреза в виде включений присутствуют гипс и ангидрит.

Сверху по разрезу комплекса выделяется *шесть* горизонтов-коллекторов (А-I до А-VI). В аналогах ангарской свиты А-I каверново-поровый содержит до 10 пластов, наиболее выдержаны *четыре* от кровли свиты в 5 м, 28 м, 33 м. Продуктивность второго и четвертого пластов этого горизонта установлена на Нижне-Тунгусской площади, где получены притоки газа до 210 тыс. м³/сут. и газа с конденсатом до 60 тыс м³/сут. В средней части булайской свиты и ее аналогов выделен горизонт трещинно-кавернового типа до 20 м (А-II). На Сухо-Тунгусской площади в скв. № 8 из этого горизонта получен газ с нефтью.

В аналогах бельской свиты выделяется *три* горизонта трещинно-порового типа (А-III,IV,V). В верхней части усольской свиты на Марковской площади впервые выделен горизонт-коллектор

каверново-трещинно-порового типа (А-VI), с которым связана залежь нефти.

Открытая пористость от 1 до 22 %, межзерновая проницаемость не превышает 20–30 млрд. Покрышками являются пласты каменной соли и ангидритов.

Вопросы для самоконтроля

1. Нефтегазоносный комплекс и его место в районировании территории.
2. Основания для выделения районов, комплексов.

Лекция 6. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ РАЙОНЫ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ НГП (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

Анализ геолого-геофизических материалов показывает, что в отложениях древних продуктивных комплексов выделяются зоны (районы) нефтегазонакопления. В западной и юго-западной части платформы преобладают зоны структурно-литологического и литолого-стратиграфического происхождения. В западных и северо-западных районах на уровне отложений силура и нижнего кембрия возможны обнаружения залежи нефти рифейского возраста Танадино-Моктаконский район (Анциферов, Бакин и др. 1981).

Северо-Тунгусская нефтегазоносная область (НГО) является наименее изученной и крупной (400 тыс. км²). По геологическим признакам и, прежде всего, тектоническим выделяют зоны нефтегазоносности (ЗНГН):

Чириндинская ЗНГН Основные признаки региональных исследований дают право считать зону нефтегазоносной: 1) уникальные размеры поднятия; 2) расположение на путях миграции УВ; 3) большая мощность платформенных отложений; 4) высокая закрытость недр; 5) длительный однонаправленный рост ловушки.

Ледянская ЗНГН приурочена к одноименному выступу интерпретируемого по данным гравиметрических исследований как свод. Приподнятые зоны в отложениях ордовика, силура сложены органическими карбонатами ландовери по 2 скважинам колонкового бурения. В обеих скважинах карбонаты нефтенасыщены. Общая пористость пород до 23 %, открытая до 22,4 %, газопроницаемость до 6,5 млрд.

Аянская ЗНГН приурочена к Аянскому своду (по данным гравиметрических исследований). Расположение вблизи глубоко прогнута Ламско-Хантайского мегапрогиба создает благоприятные условия для накопления УВ.

Анамская ЗНГН прогнозируемая на основании благоприятных структурных условий. По данным региональной гравиразведки и магнитным данным. Вероятным продуктивным уровнем могут быть силурийские рифогенные карбонаты. Прямые признаки нефтебитумного проявления установлены в районе озера Дюпкун и Бельдучан. Битуминозны базальты нидымской свиты триаса.

Южно-Тунгусская НГО имеет площадь перспективных земель 180 тыс. км² по комплексу геолого-геофизических и геохимических данных выделено четыре зоны НГН.

Суриндоконская ЗНГН относится к категории выявленных. Промышленные притоки нефти и газа установлены на Нижнетунгусской, Таначинской и Моктаконской залежах. Отмечены нефтегазопроявления в кембрийских (Анакимская, Малькитконская площади) и силурийских (Холминская, Максимовская, Малькитконская площади).

Для Таначино-Моктаконской подзоны характерна смена фаций галогено-карбонатного типа кембрийского разреза на сульфатно-галогенно-карбонатный. Подтверждены промышленные притоки УВ из горизонтов А-I (Таначинская площадь), А-I, А-V, А-VI (Моктаконская площадь). Здесь сложные литофациальные условия и широко развиты дизъюнктивные нарушения, траппы.

В скв. 1 Моктаконской площади из горизонта А-VI получен приток нефти, дебит 196 м³/сут, газоконденсат из А-V 1200 м³/сут. В горизонте А-I получен газ, дебитом 330 тыс. м³/сут. На Таначинской площади из этого пласта получен газ дебитом 60 тыс. м³/сут.

Тынепская ЗНГН относится к прогнозируемым. Она расположена на юге Бахтинского мегавала. Здесь выявлено 5 локальных поднятий. Аяхтинской колонковой скважиной 1 из отложений силура с глубины 1 106 м получен непромышленный приток газа. По результатам бурения на Бахтинской площади ожидается высокая засоленность отложений нижнего и среднего кембрия и отсутствия коллекторов в горизонтах от А-I до А-V.

Имбацкая ЗНГН является прогнозируемой и неизученной. Сейсморазведкой выделено несколько локальных поднятий. Пер-

спективы нефтегазоносности могут быть связаны с карбонатными горизонтами нижнего кембрия и венда.

Бильчанская ЗНГН условно выделяется на СВ Южно-Тунгусской НГО. По данным структурно-геологической съемки и геологических исследований. На крыле Бильчанского поднятия триаса и нижнего кембрия сильно поражено интрузией трапов. Испытание двух интервалов под интрузией 2 922–3 035 м и 3 040–3 129 м подтвердило высокие ФЕС, получены пластовые рассолы дебитом 104–120 м³/сут. низкое пластовое давление.

Байкитская НГО является наиболее изученной в пределах которой выделяются 4 самостоятельных зоны НГН.

Юрубчено-Тохомская ЗНГН с доказанной промышленной газонефтеносностью выделена в пределах центральной части Камовского свода и включает Юрубченскую, Терскую, Мадринскую и возможно, южную часть Куюмбинской площади.

Предпосылкой для выделения зоны послужила единая гидродинамическая связь рифейского резервуара.

Контуры ЮТЗ совпадают с границами распространения терригенных отложений ванаварской свиты венда. В этой зоне кроме рифейских, продуктивны пласты Б-VIII, Б-IX оскобинской свиты. Коллекторы обладают низкими ФЕС и имеют линзовидное распространение. Объектом поисков являются карбонатные отложения верхней части рифея, горизонты Б-VIII, IX оскобинской свиты.

Оморинская ЗНГН является доказанной продуктивной. Здесь установлено одноименное газоконденсатное месторождение. Зона охватывает южные склоны Камовского свода и контролируется литологией песчаных пластов венда. Залежи связаны с трещинно-поровыми коллекторами песчаных пластов Б-XII (низы катангского) и Б-VIII (верх оскобинской), которые прослеживаются по простиранию нижнего склона Камовского свода в полосе 5–15 км. Возможно обнаружение залежей УВ в поровых коллекторах песчаных пластов Вн-II, Вн-IV-V из которых в скв 3 Оморинской площади получены притоки пластовой воды дебитом до 133 м³/сут. Мощность пластов 10–20 м.

Намечены еще две зоны, связанные с рифейскими отложениями.

Юдомо-Вайвидинская ЗНГН прогнозируется на западном склоне Байкитской антеклизы. Возможно обнаружение УВ в верх-

ней части рифея. Здесь выявлена Сосновская геохимическая аномалия.

Тайгинская ЗНГН приурочена к восточной переклинали Камовского свода. Основные перспективы связаны с рифейскими трещино-каверновыми коллекторами, особенно в зоне глубинных разломов.

Катангская НГО имеет площадь перспективных земель более 100 тыс. км², в ее пределах по комплексу геолого-геофизических, геохимических, гидрогеологических исследований выделены 3 зоны НГН.

Катангская ЗНГН охватывает всю территорию Катангской седловины. В отложениях венда (терригенные породы) пласта В.

На Собинском, Пайдинском, Желиндуконском и В. Желиндуконском поднятиях открыты газоконденсатонефтяные залежи. Здесь развиты терригенные отложения ванаварской свиты, в которой выделено до 5 песчаных пластов Вн-I, Вн-V. Ритмичное строение отложений ванаварской свиты обуславливает многозалежность месторождений. Кроме венда в этой зоне перспективы нефтегазности связываются с рифейским резервуаром. В оскобинской свите могут формироваться литолого-стратиграфические ловушки, приуроченные к кавернозным доломитам. Главенствующим фактором формирования ловушек является литолого-стратиграфический.

Желиндуконское и В. Желиндуконское месторождения, скорее всего неантиклинального типа, которые возможно протягиваются на юг узкой полосой вдоль восточного борта Катангской седловины.

Чамбинская ЗНГН прогнозируемая, приурочена к Ванаварскому структурному замку. Подготовлено ряд структур. Основные перспективы связаны с терригенными отложениями Ванаварской свиты венда. По типу залежи ожидаются антиклинальные пластовые, сводовые. В скв. 114 Чамбинской в интервале 3 257–3 357 м из терригенных отложений Ванаварской свиты получен приток пластовой воды 2,4 м³, нефти 1,1 м³, фильтрата 1,5 м³. Доломиты тертерской свиты и усть-кутского горизонта слабокавернозные, засоленные. Приведенные данные позволяют ожидать высокие перспективы зоны.

Вопросы для самоконтроля

1. Основы для выделения нефтегазоносных областей, районов.
2. Понятие зоны нефтегазонакопления.

Лекция 7. ВОСТОЧНАЯ ЧАСТЬ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НГО

В осадочном чехле НГО на основе детальной корреляции отложений, анализа литологического состава и ФЕС выделены и прослежено 9 резервуаров (НГК): нижненепский, верхненепский, нижнеиктехский (тирский), нижнеданиловский, верхнеданиловский, усольский, бельский, булайский, литвинцевский.

Нижненепский резервуар залегает на поверхности фундамента. Он представляет полосу 40–100 км вдоль юго-восточной и южной границ НБА, охватывает ее сводовую часть, склоны, южное окончание и Вимойскую седловину. В северо-восточной части он включает курсовскую свиту, бурулахскую и нижне-среднебочугунорская подсвиты. Мощность резервуара до 700 м. Проницаемый горизонт объединяет базальные отложения осадочного чехла (низы нижненепской п/свиты, курсовской свиты и бурулахской свиты). Он представлен пластами V_{13} (безымянный, талахский горизонты) и V_{14} (вилючанский горизонт). В составе горизонтов песчаные, глинисто-алеврито-песчаные и глинисто-песчано-алевритовые. Песчаники горизонта разномерные, частью гравелитистые плохой сортировки и окатанности. ФЕС горизонта низкая. Пористость 2–5 %, проницаемость до 0,01 мд, толщина пород-коллекторов до 20 м. В зонах выклинивания коллекторов свойства их улучшаются проницаемость $K_{пр}$ до 0,1 мд, пористость до 15 %.

Экраном служат отложения глинистой части нижненепской и курсовской свит. К нижненепскому резервуару приурочены залежи нефти и газа на Верхнечонском, Ярактинском, Аянском, Дулисьминском, Даниловском, Нижнехамакинском, Верхневилучанском, Вилуиско-Джербинском месторождениях.

Получены притоки газа в отдельных скважинах Марковской, Среднеботуобинской и Центральноталаканской площадей.

Верхненепский резервуар. Он имеет более широкое распространение мощностью от 10 до 100 м. Наибольшая толщина в юго-восточной части. Проницаемый горизонт выделен в объеме пласта В₁₀ (хамакинский на северо-востоке, чонский на северо-западе, марковский, ярактинский в юго-западной части). Отсутствие проницаемости резервуара установлено на Даниловской площади, севернее Ярактинского и Аянского месторождений, самый большой ореол охватывает Нижненепскую, Чияндинскую, Водораздельную, Восточно-Кийскую и Сунганскую площади. Выделяются песчаный, алевроито-песчаный, глинисто-алевритово-песчаный типы разрезов. Мощность песчаников проницаемой части до 20–30 м. Песчаники имеют высокие коллекторские свойства. Пористость 7–20 %, проницаемость 0,01 до 0,1 мд. Толщина коллектора 5–25 м. Улучшенные ФЕС в сводовой части антеклизы – Верхнечонская, Дулисьминская площади, Ярактинская полоса песчаников. Экраном является глинистая часть верхненепской подсветы и дополнительно нижеиктехского разреза.

В районе рек Тэтэра и Непа (западная часть свода) экранов нет. Эта зона является окном для миграции УВ в выше лежащие карбонатные резервуары. Верхненепский резервуар региональный. К нему приурочены залежи нефти и газа на Ярактинском, Аянском, Дулисьминском, Даниловском, Верхнечонском, Нижнехамакинском, Центральноталаканском месторождениях. Получены притоки УВ на Марковской и Преображенской площадях.

Нижненепский резервуар представлен терригенно-карбонатными отложениями нижеиктехской и верхнебогучунорской подсвет и тирской свиты. Толщина резервуара от 30 до 320 м (максимальные в Вилючанской седловине и наиболее прогнутых частях НБА). В составе резервуара выделены горизонты: Улаханский (В₁₂), харыстанский (В₆), ботубинский, парфеновский (В₅) и верхнетирский (В₃). Первые три распространены в северо-восточной части НБА и Вилючанской синеклизы, парфеновский и верхнетирский распространены в двух полосах субширотной ориентировки. Верхнетирская полоса Аян-Яракта, Токма, Верхняя Тира; парфеновская – от Криволукской, Марковской, Потаповской площадей до Верхнекатангской и далее на юго-запад в пределах Ангаро-Ленской ступени. Литологический разрез преимущественно песчаный, алевроито-песчаный, реже карбонатно-песчаный. Наиболее высокие коллекторские свойства резервуара на северо-востоке ан-

теклизы и севере Ангаро-Ленской, пористость 7–20 %, проницаемость до 500–700 мд. Толщина проницаемой части от 3 до 20 м. Экранированные породы терригенно-сульфатно-карбонатные и глинисто-карбонатные толщиной 30–300 м. Площадь развития проницаемого горизонта ограниченная, продуктивность высокая. Здесь выделены залежи УВ на Иреляхском, Верхнечонском, Иктехском, Марковском, Верхневилючанском, Средне-Ботуобинском, Таас-Юряхском и Озерном месторождениях. В Жигаловском и Братском районах открыты газоконденсатные месторождения. Получены промышленные притоки УВ на Криволукской, Потаповской, Касаткинской и Верхнетирской площадях. Основные выявленные запасы нефти и газа приурочены к Тирскому выступу фундамента.

Нижнеданиловский резервуар распространен повсеместно. Мощность его от 90 до 140 м. Наибольшая толщина на крайнем северо-востоке и на Вилючанской площади. Проницаемый горизонт Б₁₂ (преображенский горизонт) его толщина 10–20 м. Он сложен доломитами с прослоями мергелей и доломито-ангидритов. Доломиты хемогенные, биогенные и биогенно-обломочные. Резервуар характеризуется низкими коллекторскими свойствами. Пористость 3–4 % до 14 %, проницаемость до 0,06 мд. Перекрывается резервуар толщей слабопроницаемых пород Верхнеданиловской свиты.

Верхнеданиловский резервуар. Он объединяет в юго-западной части НБА одноименную подсвиту и галогено-карбонатные отложения подосинской пачки усольской свиты в северо-восточной части и Вилючанской седловине – карбонатные породы верхнеиктехской подсвиты. Толщина резервуара от 90 до 120 м. Проницаемая часть представлена пластами Б₃ – Б₅. На Вилючанской площади и северо-востоке НБА им соответствует юряхский горизонт, в юго-восточной части – усть-кутский горизонт. Толщина проницаемой толщи от 5 до 90 м. юряхский горизонт представлен тремя пластами Б₃, Б₄, Б₅. По литологическому составу это доломиты, известняки, глинистые доломиты. Пласт Б_{3,4} представлен органогенно-обломочными доломитами с прослоями водорослей, доломитов и известняков. Коллекторские свойства не высокие. Пористость от 5 до 20 %, проницаемость до 0,1 мд. Толщина коллектора до 20 м. Промышленные залежи нефти и газа открыты на Даниловском, Верхнечонском, Верхневилюйском, Вилюйско-Джербинском ме-

сторождениях. Притоки УВ установлены на Преображенской, Чангильской, Кийской, Тэтэрской и Усть-Кутской площадях.

Усольский резервуар представлен галогенно-карбонатными породами. Проницаемая часть соответствует горизонту B_1 (осинский). В северо-восточной части НБА и на Вилючинской площади объем увеличивается за счет примыкания бессолевого аналога подосинской пачки (B_2). Мощность проницаемого горизонта 10–120 м обычно 50–70 м. На НБА намечено четыре зоны с повышенными значениями проницаемой части горизонта. Самая протяженная вдоль юго-западного и юго-восточного палеосклонов остальные в сводовой части. Одна в южной части Среднеботуобинского месторождения, другая охватывает восточный и западный участки (Верхнечонское, Даниловское месторождения), третья объединяет Восточно-Кийскую, Сунганскую и Юктанскую площади. Литологически он представлен известняками и доломитами. Известняки и доломиты органогенно-обломочные, водорослевые, кавернозные.

На Среднеботуобинской площади нижняя часть сложена плитчатыми доломитами, с прослоями биогенных известняков. Верхняя часть сложена биогенными известняками. Рифоподобные образования отмечены в своде НБА и установлены геофизическими работами в Пилюдинско-Рассохинской зоне. По отражающему горизонту Б (кровля даниловской свиты) эта зона представлена узкой цепочкой структур с крупными углами падения крыльев. Коллекторские свойства проницаемой части высокие: пористость 8–15 %, проницаемость более 100 мд. Экран галогенно-карбонатный 200–250 м на 80 % каменная соль.

Бельский резервуар распространен на всей НБА. Проницаемая часть представлена двумя пластами в нижней части (A_{14}), в верхней (A_{12}) сложенных доломитами. Пористость до 20 %, в среднем 4–5 %. Проницаемость до 1–2 мд. Более высокая перспективность комплекса предполагается на севере НБА.

Булайский резервуар распространен ограниченно. Проницаемая часть включает карбонатную булайскую свиту и карбонатно-сульфатную нижнеангарской подсвиты. В верхней части булайской свиты, выделен пласт – коллектор (A_{10}), а в нижней части ангарской свиты (A_8). Из ангарской свиты, получен приток нефти на Непской площади, установлена нефтегазонасыщенность булайских карбонатов на Гаженской и Мирнинской площадях.

Литвинцевский резервуар составляют карбонаты литвинцевской свиты и глинистые породы верхоленской свиты. В составе резервуара выделен проницаемый пласт доломитов (A_2). В этом пласте при бурении постоянно фиксируется поглощение бурового раствора, что свидетельствует о высоких коллекторских свойствах. Перспективен пласт в южной части НБА, так как здесь они залегают более глубоко (500–900 м) и выходят из зоны водообмена.

Вопросы для самоконтроля

1. Понятие о резервуаре и нефтегазоносном комплексе.
2. Резервуары песчано-глинистого состава, их возраст.
3. Резервуары карбонатного состава, их возраст.

Лекция 8. РАЙОНИРОВАНИЕ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ ПРОВИНЦИИ

Выделены НГО: Непско-Ботуобинская, Западно-Вилуйская, Алданская, Саяно-Енисейская, Преображенская. На территории Непско-Ботуобинской НГО открыто 16 месторождений нефти и газа, объединяющих 46 залежей. Кроме того, на ряде площадей получены притоки УВ в единичных скважинах. На территории НГО залежи выявлены в 13 продуктивных горизонтах венда, венд-кембрия и нижнего кембрия. Преобладают многозалежные месторождения. По стратиграфической и литологической приуроченности залежи могут быть разделены на три основные группы (Анциферов и др. 1986).

1-я группа – углеводородные скопления пластов группы Б. Тип коллектора карбонатный.

2-я группа – скопления УВ в пластах группы В (B_3, B_5). Залежи с терригенными породами-коллекторами и карбонатными покрышками.

3-я группа – скопления УВ в пластах B_6 - B_{14} с терригенным составом коллекторов и покрышек.

В качестве самостоятельной группы могут быть обособлены залежи, приуроченные к породам коры выветривания фундамента. По характеру структурного контроля 68 % залежей приурочены к антиклинальным и 32 % к неантиклинальным ловушкам. Широко развиты сводовые тектонически экранированные залежи – Озерное (B_{10}), Хотого-Мурбайское (B_5), Среднеботуобинское (B_5),

Верхневиллючанское (В₁₄)-Западно-Виллюйское НГО; Таас-Юрхское (В₅), Верхневиллючанское и Виллюйско-Джербинское (Б₃,Б₄) – Западно-Виллюйская НГО.

Литологический и стратиграфический контроль фиксируется на 40 % залежей антиклинального типа.

Структурно-стратиграфические залежи в пласте В₅ Иктехского, Нижнехамакинского, Озерного месторождений. Стратиграфически экранированные залежи антиклинального типа доказаны на Верхневиллюйском, Нижнехамакинском, Верхнечонском месторождениях. Для залежей антиклинального типа характерен пластовый тип резервуара.

Залежи неантиклинального типа приурочены к моноклинальным склонам НБА. Они выявлены на Марковском, Ярактинском, Аянском, Дулисьминском и Даниловском месторождениях. Тип резервуара пластовый, пластово-массивный. Основными факторами контроля контура нефтеносности является литологический и стратиграфический. Стратиграфический контроль доказан на Ярактинском, Аянском, Дулисьминском месторождениях. Проявляется выклинивание продуктивного пласта В₁₃. Определяющим в контроле неантиклинальных залежей является литологический фактор. Фактор литологического ограничения УВ скоплений проявляются в залежах Б₁, В₅ Марковского месторождения, в залежах В₃, В₁₀ – Аянского, в пластах Б₁, Б₄, Б₅, Б₁₂ – Даниловского, в залежи Б₁ Марковского и Б₁₋₂ Среднеботуобинского. Неантиклинальные залежи приурочены к южной и центральной частям НБА. Это связано с низкой контрастностью пликтивных дислокаций, а также с особенностями ландшафтных обстановок венда и венд-кембрия. Дизъюнктивное экранирование залежей в резкой форме выражено в северо-восточных районах НГО. Литологический контроль залежей фиксируется во всех продуктивных горизонтах, кроме пласта Б₅ в северной части антеклизы и пласта Б₁₄ в зоне сочленения с Предпатомским прогибом.

Ангара-Ленская НГО характеризуется песчаным (70 %) составом вендского резервуара на юге и юго-западе (Присянская зона) севернее к центру НГО (Тулунская, Ермаковская, Жигаловская скважины) песчаность до 40–60 %, а затем до 20–40 % (Леоновская, Литвинцевская). В составе резервуара выделяются два терригенных пласта В₁₀ (боханский горизонт) и В₅ (парфеновский). Боханский горизонт В₁₀ распространен локально. В восточной части

его толщина максимальная и состоит из *трех* слоев песчаников. Общая толщина более 110 м. В западной и северо-западной частях горизонт сложен песчаниками, толщина сокращается до 20–30 м. Горизонт изучен плохо, скважины вскрывшие горизонт единичны, керны мало, опробования и испытания единичны. Перспективы же горизонта высокие. Коллекторские свойства в разрезах скважин Братского района высокие – пористость 10–15 %, проницаемость до 100 мд. В малочисленном керне в скважинах восточной части коллекторские свойства не высокие и не дают представления об истинном значении коллекторских свойств. Из горизонта получены промышленные притоки газа на Атовской, Чиканской, Тутурской, Знаменской площадях. Газопроявления отмечены на Боханской, Парфеновской, Осинской, Тыптинской, Коркинской площадях.

Парфеновский горизонт (В₅) широко распространен в пределах Ангаро-Ленской НГО. Слагается песчаниками мелко-среднезернистыми, с прослоями гравелитовых разностей. Толщина горизонта в среднем 25–40 м. Проницаемая часть пласта характеризуется высокими коллекторскими свойствами в ряде районов, а в пределах выявленного Ковыктинского месторождения, пористость достигает 10–22 %, проницаемость от 1 до 2200 мд. В районах, где пласт представлен более мелкозернистыми песчаниками, коллекторские свойства ухудшаются. Это отмечается на Братской, Шамановской, Парфеновской площадях. Промышленная газоносность пласта В₅ доказана на Ковыктинском, Атовском, Братском месторождениях, Тыретской, Парфеновской, Шамановской, Чорской площадях. Газопроявления зафиксированы на Боханской, Грузновской, Бильчирской площадях. Перспективы горизонта наиболее высоки в Жигаловском районе и в западном направлении к Чорской площади.

Верхнепермский резервуар объединяет песчано-алевролитовые отложения тарагайской и перекрывающей педжелинской свит индского яруса в Вилюйской синеклизе и поздней перми мисаланской свиты, нижнетриасовые отложения (аргиллиты) оленекского яруса Лено-Анабарского прогиба и Анабаро-Хатангской седловины. Проницаемая толща представлена переслаиванием массивных песчаников, прослоями косослоистых. Породы коллекторы IV-VI класса. В районе Анабаро-Хатангской седловины и Лено-Анабарского песчано-глинистые отложения – мисалайская свита и перекрывающих базальтов и туфов с прослоями песчаников.

Вопросы для самоконтроля

1. Стратиграфические интервалы и приуроченность к ним залежей нефти и газа.
2. Индексация нефтегазоносных горизонтов.

**Лекция 9. ПЕРСПЕКТИВЫ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДРЕВНИХ ТОЛЩ
СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ**

Перспективы высоко оценены в 30-х годах прошлого столетия А. Д. Архангельским, И. М. Губкиным, Н. С. Шатским. Позднее эту оценку поддерживали и развивали С. П. Ситников, Ф. Г. Гурари, А. Н. Золотов, И. П. Карасёв, Ю. А. Притула, В. В. Самсонов, А. А. Трофимук. В начале 70-х годов территория НБА признана первоочередным районом концентрации региональных и поисковых работ в Ленно-Тунгусской НГП. В течение 50–70-х годов оценка перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы являлась предметом острой научной дискуссии. Наиболее острые и спорные вопросы сводились к следующему:

1. Могли ли древнейшие верхнепротерозойские и нижнепалеозойские осадочные толщи генерировать значительные массы УВ?
2. Могли ли в осадочной оболочке Земли и на Сибирской платформе сохраниться крупные скопления УВ, в столь древних отложениях?
3. Могли ли сохраняться скопления УВ в зонах интенсивного траппового магматизма, в зонах активного новейшего воздымания?
4. В каких районах можно ожидать максимальной концентрации УВ?

Ответы на эти вопросы не всегда однозначны. Наиболее осторожны в оценках специалисты ВНИГРИ (Базанов, Притула, Забалуев, Баженова, Макаров.) Исследования СНИИГГИМСА, ВСНИИГГИМСА и Сиб. ОАН и последующая практика поисково-разведочных работ дали однозначные высокие оценки. На базе крупных научных разработок теоретической геологии нефти и газа. Государством была принята программа геологоразведочных работ на Сибирской платформе на X и XI пятилетки, которые и привели к

открытиям и созданию новых центров нефтяной и газовой промышленности на востоке Страны (Бакин и др. 1986).

Основные предпосылки нефтегазоносности

Непско-Ботуобинская антеклиза располагается между очагами нефтегазообразования краевая зона платформы. (Предпатомский прогиб и Байкало-Патомская зона). Рифейско-вендские отложения прогибов выделены как толщи, обогащённые аквагенным органическим веществом генетически связанных с фитопланктоном типа сине-зелёных водорослей. Генерация углеводородов проходила в рифее и венде, и продолжалась в кембрии, когда над резервуарами начали формироваться мощные галитовые флюидоупоры. С конца кембрия в ордовике и среднем палеозое очагами углеводородов, поступивших в Непско-Ботуобинскую антеклизу, стали Присаяно-Енисейская и Кемпендяйские впадины. С момента накопления ордовика углеводороды могли поступать в антеклизу на её молодой С-З склон.

Признаки перспектив Непско-Ботуобинской антеклизы

1. Её расположенность в краевой зоне платформы к активной – в рифее и венде, расположенной на континентальном склоне области интенсивного нефтегазообразования.

2. Появление в конце раннего и среднего палеозоя, а затем и в мезозое новых очагов нефтегазообразования, менее мощных по генерационному потенциалу, способствующих деформированию скоплений углеводородов, поступление новых порций нефти и газа.

3. Наличие в рассматриваемых очагах нефтегазообразования нефтепроизводящих толщ со значительным нефтегазогенерационным потенциалом. Значения миграции углеводородов в терригенных и карбонатных отложениях венда и нижнего кембрия могла быть за счёт дополнительного прогрева осадочного чехла, в триасе, в период в массового поступления магмы в осадочный чехол.

Тектоническая позиция Непско-Ботуобинской антеклизы делает её длительно действующим очагом разгрузки элизонных вод, что способствовало поступлению с ними больших масс углеводородов из областей генерации нефти и газа.

Поступающие воды из Байкало-Патомского прогиба имели невысокую минерализацию, в них растворимость углеводородов достаточно велика. Эти воды, взаимодействуя с породами, способствовали формированию порово-ковернозного типа коллектора в карбонатных проницаемых комплексах. При комплексном гидро-

геологическом прогнозе наиболее предпочтительно в нефтегазовом отношении является осевая часть Непско-Ботуобинской антеклизы и её юго-восточные склоны, а также прилегающий бор Предпатомского прогиба. Пластовые рассолы характеризуются метановым составом водорастворённых газов, содержат бензол, нафтенческие кислоты, фенол, аммоний, йод, бор, стронций и другие компоненты, которые генетически связаны с углеводородами и являются прямыми показателями нефтегазоносности.

Скопления углеводородов на Непско-Ботуобинской антеклизе позволяют рассматривать её как единую зону газонефтенакопления, осложнённую ловушками антиклинального, неантиклинального и смешанного типов. Наличие в разрезе ряда проницаемых комплексов, разделённых надёжными флюидоупорами и существование мощного, длительно действующего очага разгрузки элизионных вод и внутри резервуарных источников углеводородов способствовали формированию многопластовых скоплений углеводородов.

Размещение зон нефтегазонакопления и строение отдельных месторождений контролируется в сильной степени литологическим фактором, закономерностями распространения пород-коллекторов. Наряду с первично-седиментационными факторами большое воздействие на их распространение и локализацию оказали вторичные эпигенетические факторы, в частности процессы засоления. Наличие в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы значительного числа залежей углеводородов позволяет оценивать геологические ресурсы углеводородов, используя метод внутренних геологических аналогий. В качестве решающих факторов локализации зон нефтегазонакопления в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы выступают литологические, тектонические и историко-геологические. Оценка проведена отдельно для каждого резервуара, что позволило дифференцировать распределение ресурсов углеводородов в пространстве. Резервуары карбонатно-соленосной толщи оценены объёмно-стратиграфическим методом, как часть единого нефтегазового бассейна.

Вопросы для самоконтроля

1. Предпосылки нефтегазоносности Непско-Ботуобинской антеклизы.

Лекция 10. НИЖНЕ-НЕПСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РЕЗЕРВУАР

Он залегает в основании осадочного чехла на поверхности фундамента, сложен терригенными породами, распространён полосой 100–150 км вдоль склонов Непско-Ботуобинской антеклизы.

Резервуар перспективен на нефть и газ, начальные ресурсы которых составляют соответственно 2,5 и 3,9 % от ресурсов углеводородов всей нефтегазоносной области. Перспективные земли разных категорий подтверждены залежами нефти и газа на открытых месторождениях. Этот резервуар характеризуется наибольшей концентрацией углеводородов в центральной и северо-восточной частях нефтегазоносной области. В южных районах прогнозируется залежи нефти и газа преимущественно в литолого-стратиграфических ловушках, в северных – залежи в антиклинальных ловушках.

Верхненепский резервуар имеет более широкое распространение. Он отсутствует только в северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы и на Вилючанской седловине. Площадь распространения 170 тыс. км² или 68 % от всей Нефтегазоносной области. Это основной объект нефтегазопроисковых работ.

Начальные геологические ресурсы нефти 16,87 % для газа 23,2 % от нефтегазоносной области. Перспективные земли разных категорий:

III категория – северо-западная часть нефтегазоносной области и юго-западная часть. Первый перспективен на нефть, второй – на нефть и газ. Мало перспективные залежи в южной части Непско-Ботуобинской антеклизы, севернее Яракты к юго-востоку Верхне-Чонского месторождения. Площадь земель более низкой категории 34 тыс. км² (14 % площади нефтегазоносной области).

IV категория – ожидается в сводовой части НБА.

В юго-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы прогнозируются газонефтяные залежи литологические и стратиграфические экранированные, пластовые.

Нижнеиктешский нефтегазоносный резервуар (Тирский)

Резервуар сложен терригенными отложениями, распространён на территории 67 тыс. км² (27 % Нефтегазоносной области).

Выделяются два района развития резервуара:

1. Северо-восточная часть Непско-Ботуобинской антеклизы (48 тыс. км²) и Вилючанской седловины. Это территория земель II и III категории перспективности.

2. Юго-западная часть Непско-Ботуобинской антеклизы – земли IV категории.

Северо-восточная часть это основной объект нефтегазописковых работ. Начальные геологические ресурсы нефти 12 % газа 12,2 % от ресурсов нефтегазоносной области. В пределах Пеледуйского поднятия отмечается выклинивание проницаемого горизонта. Здесь прогнозируются залежи газа в карбонатных отложениях рифогенного типа.

Рифейские отложения сильно катагенетизированы их нефтематеринские свойства исчерпаны на большей части провинции, но местами близ эрозионной поверхности предвендского перерыва карбонатные разности подвергались гипергенным изменениям и стали коллекторами (на Байкитской антеклизе Юрубчено-Тохомская зона). Отложения терригенного комплекса венда весьма перспективны на Катангской и Байкитской антеклизах. Выделенные, одноимённые нефтегазоносные области являются наиболее богатыми по нефти и газу Байкитская нефтегазоносная область – текущие суммарные извлекаемые ресурсы нефти 750 млн тонн и газа – 1 650 млрд м³.

К высокоперспективным на газ отнесена Ангаро-Ленская нефтегазоносная область с ТСРГ в 1 600 млрд м³/км², и с плотность около 10 млн м³/км², где открыто Ковыктинское газоконденсатное месторождение. К преимущественно нефтеносным отнесены нефтегазоносные области. Турухано-Норильская (64/36 %), Западно-Тунгусская (83/17 %) Анабарская (79/21 %), Эвенкийская нефтегазоносная область (98/2 %).

Малоперспективная – Алданская нефтегазоносная область. Остальные нефтегазоносные области отнесены к преимущественно газоносным.

Нижнеданиловский резервуар залегает в основании катангской свиты и представлен карбонатными отложениями. Мощность его 90–140 м и небольшие значения на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы и Вилючанской седловине. Проницаемый горизонт соответствует пласту Б₁₂ преобразенский горизонт толщиной 10–20 м. Пласт сложен доломитами с прослоями доломито-

вых мергелей и доломито-ангидритов. Среди доломитов выделяют хемогенные, биогенные (фитолитовые, водорослевые), биогенно-обломочные. Последние часто подвергались перекристаллизации, выщелачиванию, что способствовало формированию коллектора. Фильтрационно-емкостные свойства горизонта невысокие пористость до 13 %, проницаемость до 1 мд. Эффективная толщина коллектора 10–15 м. В центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы горизонт проявил себя прямыми признаками нефтеносности, что привлекало внимание и предполагались открытия месторождений нефти, продуктивные пласты выявлены на Даниловской, Верхнечонской, Преображенской и Ербогачёнской площадях. Возможно, месторождения нефти будут обнаружены в зонах крупного палеоподнятия Сантаро-Могдинского, в центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы.

Верхнеданиловский резервуар выделен в составе даниловской свиты сложен карбонатными породами. Мощность 90–120 м. Проницаемый горизонт представлен усть-кутским горизонтом пластами Б₃ Б₅. На северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы им соответствует юрхский горизонт, в юго-западной части антеклизы – усть-кутский горизонт.

Юрхский горизонт состоит из трех пластов Ю-1, Ю-2, Ю-3. Первые два пласта слагают преимущественно доломиты, иногда известняки микро-тонкозернистые. Встречаются известняки чистые, доломитистые, прослоями микрофитолитовые с органогенно-обломочной проблематикой (до 30 % от пласта). Пласт Б₅ отделён глинистыми доломитами и доломито-ангидритами от вышележащего Б₃. Усть-кутский горизонт состоит из двух пластов. Пласты имеют доломитовый состав. Верхний пласт преимущественно органогенно-обломочные доломиты с прослоями водорослевых и зернистых доломитов.

Нижний пласт – доломиты водорослевые, интенсивно перекристаллизованные, битуминозные, засолонёные коллекторские свойства не высокие – пористость 5–20 %, проницаемость до 0,1–1,0 мд.

Эффективная толщина 3–15 м. Примечательно, что небольшие перспективы этого резервуара, и нижележащего, приурочены к центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы, и Байкитской нефтегазоносной области.

Вопросы для самоконтроля

1. Особенности строения непских резервуаров.
2. Перспективные земли разных категорий.
3. Перспективы карбонатных горизонтов нижнего кембрия.

Лекция 11. ХАТАНГСКО-ВИЛЮЙСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Хатангско-Вилюйская провинция занимает площадь 600 тыс. км² и расположена на северной и восточной окраинах Сибирской платформы, в пределах Енисей-Хатангского, Лено-Анабарского и Предверхоянского прогибов. В соответствии с тектоническим районированием в составе нефтегазоносной провинции выделены *три* нефтегазоносных области (НГО): Енисей-Хатангская, Лено-Анабарская и Лено-Вилюйская. Установлена промышленная газоносность провинции в верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских отложениях. (Самсонов и др. 1995)

Енисей-Хатангское НГО характеризуется газовым насыщением нижнеюрских отложений. Здесь разведано *три* небольших газовых месторождения: Дерябинское, Пеляткинское, Казанцевское. В Лено-Вилюйской НГО в пермских отложениях открыто 11 газоконденсатных месторождения: Среднетюнгское, Средневилюйское, Толон-Мастахское, Собо-Неджелинское, Нижневилюйское, Усть-Вилюйское, Собо-Хайнское и др.

В *Лено-Анабарской* НГО из отложений пермского и триасового возраста получены небольшие притоки нефти: Дерябинское, Пеляткинское, Казанцевское.

Верхнепермский резервуар. Выделено пять зон коллекторов с разными коллекторскими свойствами преимущественно V класса.

Нижнетриасовый резервуар представляют продуктивные горизонты таганджинской свиты (покрышка глины мономской свиты). В Лено-Анабарском прогибе проницаемый комплекс – осадки улахан-юряхской свиты (покрышки известково-глинистые породы чекановской и ыстыханской свит оленекского яруса). Коллектор таганджинской свиты обладает пористостью 10–29 %, проницаемость 0–494 мд.

Региональное развитие резервуаров на территории отражает соотношение коллекторов и покрышек.

Нижнеюрский резервуар представлен песчаниками кызылсырской и тюнгской свит нижнего и среднего лейаса. В Вилюйской синеклизе он представлен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Покрышки – глинистые породы сунтарской свиты лейаса. Проницаемая толща нижнего и среднего лейаса представлена коллекторами I–VI классов, преимущественно IV–V класс.

В Вилюйской синеклизе нижнеюрский резервуар высокого и среднего качества. Лучшие коллекторские свойства развиты в центральной и северо-западной части. Оптимальные условия для формирования залежей УВ в верхнепермском резервуаре существовали в южной части Вилюйской синеклизы, в нижнетриасовом, нижнепермском и нижнеюрском резервуарах – северо-западной и центральной областей Вилюйской синеклизы и юго-западе Енисей-Хатангского прогиба.

Вопросы для самоконтроля

1. Районирование провинции.
2. Перспективы разных НГО на нефть и газ.

Лекция 12. ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция расположена в пределах одноимённой платформы, имеет площадь перспективных земель 2 млн км². Административно она охватывает территории Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов, Красноярского края, Тюменской, Омской, Томской, Новосибирской и Свердловской областей. В тектоническом отношении здесь выделено три надрегиональных структуры: внешний тектонический пояс, вдоль бортовых частей, центральная и северная тектоническая область, внутренняя часть плиты мегасинеклизы. Фундамент представлен байкалидами, каледонидами, герценидами. Осадочный чехол сложен породами триасового, юрского, мелового, неоген-палеогенового возраста. Толщина осадков в центральной тектонической области достигают 4–5 км, в северной 5–7 км. Нефтегазоносные горизонты установлены в различных интервалах от юрского до палеоген-миоценового возраста. Глубины залегания горизонтов от 400–600 м до 6 км. Индексация пластов произведена

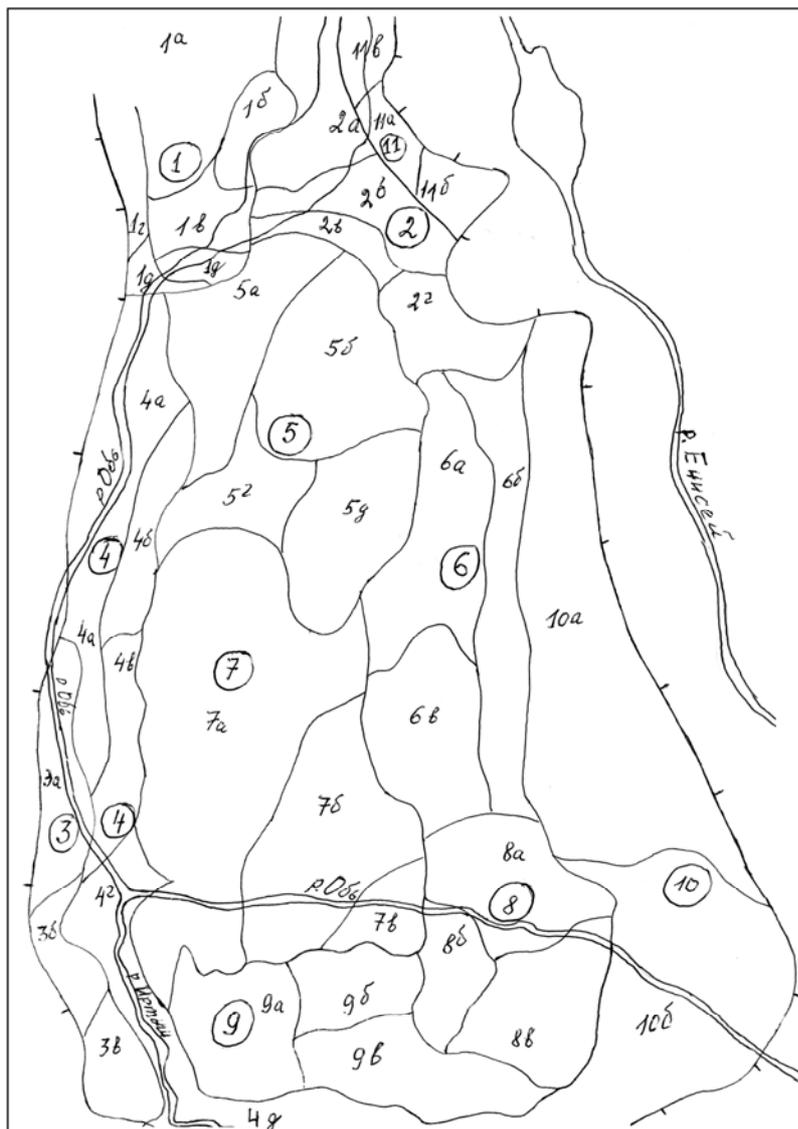


Рис. 3. Схема нефтегазового районирования Западно-Сибирской провинции

Нефтегазоносные области	Нефтегазоносные районы
1. Ямальское	1а – Малыгинский, 1б – Тамбейский, 1в – Нурминский, 1г – Нижнее-Ямальский, 1д – Щучинский.
2. Гыданское	2а – Северо-Гыданский, 2б – Гыданский, 2в – Напалковский, 2г – Мессовский,
3. Приуральское	3а – Березовский, 3б – Шакмский, 3в – Карабашский
4. Фроловское	4а – Казымский, 4б – Июльский, 4в – Краснолепинский, 4г – Ляминский, 4д – Тобольский.
5. Надым-Пурское	5а – Надымский, 5б – Уренгойский, 5в – Ярудейский, 5г – Губкинский, 5д – Вэнгапурский
6. Пур-тазовское	6а – Тазовский, 6б – Сидоровский, 6в – Толькинский.
7. Среднеобское	7а – Сургутский, 7б – Вартовский, 7в –
8. Васюганское	Салымский
9. Каймысовское	8а – Александровский, 8б – Васюганский, 8в – Пудинский.
10. Пайдугинское	9а – Демьянский, 9б – Каймысовский, 9в – Меховский
11. Усть-Енисейское	10а – Пайдугинский, 10б – Сильгинский.
	11а – Танамский, 11б – Дорофеевский, 11в – Предтаймырский

по горизонтам и районам. Пласты покурской свиты имеют индекс ПК, новопортовской – НП. Горизонты алымской и черкашинской свиты имеют индекс А, отложения нижевартовской подсвиты и мегионской свиты индекс Б, горизонты юры – Ю. В составе провинций выявлено 11 нефтегазоносных областей и 29 нефтегазоносных районов (Конторович и др. 1975).

Предуральская нефтегазоносная область (53 месторождения) характеризуется открытием газовых месторождений в трех НГР: Берёзовском (21 месторождение), в Шаимском (30 месторождений), Карабашском районах (1 месторождение). Все месторождения относятся к структурному типу. Залежи газа выявлены в юрских (до 300 м) и неокомских (350–600 м) отложениях. Залежи пластовые, стратиграфически-экранированные высокодебитные, с кол-

лекторами порового типа. Наиболее типичные представители Берёзовское, Дёминское (Берёзовский район) и Пунгинское (Карабашский район). Прогнозные и перспективные ресурсы нефти приурочены к неантиклинальным ловушкам.

Берёзовское газовое месторождение расположено в долине р. С. Сосьва, одноимённая локальная структура. Открыто в 1953 году. Индекс продуктивного горизонта (Π_{1-3}) верхняя юра. На месторождении одна залежь в этом пласте на глубине 1266–1321 м, приурочена к вогулкинской толще (верхняя юра). Толща сложена м/з, с/з песчаниками кварц-полевошпатовыми. Открытая пористость 30–32 %, проницаемость 1 400–2 000 мд. Дебиты газа 2 500–2 600 тыс. м³/сут. $P_{пл}$ – 125–129 кгс/см², $t_{пл}$ – 52–54 °С. Газ метановый (93–95 %), углекислый газ 0,3–1,0 %, азот – 3–5 %.

Дёминское газовое месторождение. В долине р. С. Сосьва на Дёминском поднятии размер 4,5х8,0 км. Месторождение открыто в 1955 году. На месторождении выявлено две залежи в пластах Π_{1-3} и H_1 на глубине 1 083–1 146, 1 219–1290 м. *Залежь Π_{1-3}* в вогулкинской толще (верхняя юра) – песчаники кварц-полевошпатового состава, мелко- и среднезернистые с обломками пелиципод. Открытая пористость 26–28 %, проницаемость до 5 000 мд. Мощность пласта до 37 м. Газ метановый.

Залежь пласта H_1 (баррем) представлен мелкозернистыми полимиктовыми песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Толщина 26–42 м. Открытая пористость 20–26 %, проницаемость до 94 мд. Газ метановый.

Пунгинское газовое месторождение у слияния рек малая Сосьва и Пунга. Выявлена одна залежь в пласте Π_{1-3} - Π_{ϕ} -Ю₂. (верхняя юра) в отложениях тюменской свиты, вогулкинской толще, коре выветривания и трещиноватых породах фундамента, которые образуют единый гидродинамический резервуар.

Тюменская свита – переслаивание гравелитов и песчаников с алевролитами и глинами. Вогулкинская свита с песчаниками, гравелитами и конгломератами (в низу) и органогенно-обломочными известняками вверху. Толщина до 100 м, открытая пористость 23–32 % (песчаники), проницаемость 500–6700 мд. Дебиты газа 205–1064 тыс. м³/сут. Газ метановый.

В Шаимском НГР установлены нефтяные многозалежные месторождения.

Трёхозёрное нефтяное месторождение. В устье реки Мульмы. На месторождении выявлена залежь нефти в пласте П_{1,3}-П_ф-Ю₂ на глубине 1 463–1 503 м в отложениях верхней юры (тюменской и вагулкинской свиты). Тюменская свита – алевролиты, песчаники с прослоями бурых углей. Открытая пористость песчаников от 2 до 27 %. Проницаемость 0,1–145 мд. Вогулкинская свита – мелкозернистые песчаники (нижняя часть толщиной 0.6м., средняя – алевролиты и глины толщиной до 10 м, верхняя пачка – мелкозернистые песчаники и органогенно-обломочные известняки). Пористость песчаников и известняков 3,5–30–35 %, проницаемость 0,1–1363 мд. Дебит нефти 180–200 м³/сут. на 8 мм штуцере.

Даниловское нефтяное месторождение водораздел рек Мульмы – Конда. Месторождение открыто в 1965 г. Залежь выявлена в пласте П_{1,3}-П_ф-Ю₂ на глубине 1 690–1 790 м. Песчаники пласта П₁ имеют пористость 10–15 %. Дебит нефти 204 м³/сут. на 10 мм штуцере. Нефть нефтеново-метановая.

Яхлинское месторождение. В одноимённой структуре Верхнекондинского мегапрогиба. Месторождение открыто в 1971 г. Выявлены две залежи нефти в отложениях тюменской свиты. Залежь пласта Ю_{6,7} в отложениях тюменской свиты. На глубине 2 290–2 370 м. Пласт сложен песчаниками, алевролитами и глиной. Коллекторские свойства изменчивы.

Залежь пласта Ю_{2,5} в кровле тюменской свиты. Состоит из песчаников алевролитов и глин. Дебит нефти 2–4 м³/сут.

Вопросы для самоконтроля

1. Геологическое строение платформы.
2. Индексация продуктивных горизонтов.
3. Районирование провинции.

Лекция 13. ФРОЛОВСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ (8 месторождений)

Суммарная площадь ресурсов нефти более 40 тыс. т/км², газа 1,5 млн м³/км².

В этой НГО выявлены месторождения структурного и не структурного типа, простого и сложного строения. Все месторождения расположены в трех нефтегазоносных районах: Казымовском, Краснолененском, Тобольском. Основные ресурсы нефти

(50 %) в неантиклинальных ловушках, земли перспективны для прироста запасов нефти. Установлены простые и сложные по строению месторождения.

Простое

Месторождение простого строения. Северо-Казымовское газовое, Расположено на правом берегу р. Казым. Одноименное локальное поднятие выявлено сейсморазведкой размер 5x14 км. Месторождение открыто в 1965 г.

Залежь пласта Ю_{6,7} (средняя юра, батский ярус) приурочена к кровле перегребниской пачки тюменской свиты. Пласт сложен песчаниками с углистым детритом, с прослоями глин. Пласты 6 и 7 в своде разделены глинистой перемычкой. Опробован пласт Ю₇, Ю₆ не опробован.

Сложное

Каменное нефтяное месторождение на левом берегу Оби в 100 км к С-З от Ханты-Мансийска. Месторождение открыто в 1962 году. Выявлены две залежи. Залежи пласта Ю_{2,5} (верхняя–средняя юра) в тюменской свите и в вогулкинской толще на глубине 2 288–2 478 м. Пласт Ю_{2,5} – П₃ (верхняя–средняя юра) сложен чередованием песчаников, гравелитов, глин, алевролитов. Пористость песчаников 16–17 %, проницаемость 0,1–853 мд. Характерно отсутствие притоков воды.

Залежь пласта ПК_{1,2} (нижний альб.) на глубине 1 450–1 510 м. Пласт сложен песчаниками и алевролитами с прослоями глин. Коллектор поровый.

Каймысовская нефтегазоносная область.

В её составе три нефтегазоносных района: Демьянский (5 месторождений), Каймысовский (9 месторождений), Межовский (8 месторождений). Площадь извлекаемых запасов более 20 тыс. т/км² нефти, ¼ ресурсов в залежах неантиклинального типа. Месторождения нефтяные структурного типа, в основном, простого строения. Примером простого является Оленье нефтяное месторождение. На месторождении одна залежь Ю₁ (верхняя юра) на глубине 2 533–2 563 м. в васюганской свите. Пласт сложен песчаниками, глинами и алевролитами. Толщина 60 м. Пористость песчаников 16–20 %, проницаемость до 1485 мд. Дебит нефти 57–100 м³/сут. на 8 мм штуцере.

Сложное-Первомайское нефтяное месторождение приурочено к одноимённой структуре (поднятия) по сейсморазведке МОВ.

Залежи пласта Ю₁ приурочена к отложениям васюганской свиты, на глубине 2 340–2 460 м. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин и алевролитов.

Пористость песчаников 16,5 %. Дебит нефти 57,5 м³/сут. на 8 мм штуцере. Нефть метановая малосернистая.

Пайдугинская нефтегазоносная область. Площадь извлекаемых запасов нефти 2 тыс. т/км². Месторождение структурного и неструктурного типа. В двух Нефтегазоносных районах Пайдугинском (1 месторождение), Сильгинском (5 месторождений). В Пайдугинском районе открыто Усть-Сильгинское месторождение (газоконденсатное). Залежь в пласте Ю₁ (верхняя юра) – верхи наунакской свиты. Пласт представлен песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Пористость песчаников 11–18 %, Проницаемость 0,4–143 мд. Дебит газа 100–106 тыс. м³/сут. на 22 мм шайбе. $\frac{3}{4}$ залежи не антиклинального типа.

Васюганская нефтегазоносная область состоит из трёх нефтегазоносных районов (Пудинский, Васюганский, Александровский) и 24 месторождений газоконденсатных и нефтяных. Месторождения структурного и неструктурного ряда. Газоносный комплекс Турон-Сеноманский 2/3 перспективных и прогнозных ресурсов падают на долю неантиклинальных ловушек.

Мыльджинское газоконденсатное месторождение на одноименном поднятии, размером 15х40 км. Открыто в 1964 году. На месторождении выявлено пять залежей газоконденсата в пластах Ю₂, Ю₁, БВ₁₉, БВ₁₀, на глубине 2 090–2 434 м.

Залежь пласта Ю₂ приурочена к верхней части тюменской свиты, сложена песчаниками с прослоями глин. Залежь пластовая, литологически ограниченная.

Залежь пласта Ю₁ (верхняя юра) кровля наунакской свиты. Пористость песчаников 15–17 %, Проницаемость 25–30 мд. Покрышка глинистая. Дебит газа 400–464 м³/сут. на шайбе 22,25 мм. Залежь имеет нефтяную оторочку.

Залежь пласта БВ₁₉ (берриас) в ачимовской толще, кулонзинской свиты. Пласт сложен линзовидными песчаниками с прослоями глин. Пористость песчаников 4–23 %, Проницаемость 3–26 мд. Покрышка глинистая. Дебит газа 6,3–58,5 тыс. м³/сут.

Залежь пласта БВ₁₆ (валанжин) приурочена к средней части куломзинской свиты. Пласт развит в северной части поднятия, на юге он замещается глинистыми породами. Пласт сложен разнотер-

нистыми и мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов. m_0 песчаников 5–25 %, $K_{пр}$ 50–150 мд. Дебит газа 110–366 тыс. м³/сут., конденсата 16,8–68,6 м³/сут. Пластовое давление 224–226 кгс/см². Залежь пластовая, с литологическим экраном, среднедебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БВ₁₀ (валанжин) в верхах куломзинской свиты. Пласт сложен мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролита и глин. Пористость песчаников 2–29 %, Проницаемость до 1 779 мд. Дебит газа 182–864 тыс. м³/сут., конденсата до 38,4 м³/сут. Залежь пластовая, высокодебитная.

Северное (Охтеурьевское) газонефтяное месторождение в 50 км северо-восточнее пос. Александрово. Месторождение открыто в 1962 году. На месторождении выявлено 8 залежей нефти и газа в пластах Ю₂₋₃, ПК₁₅, АВ₄₋₅, БВ₅, БВ₆, БВ₇, БВ₁₀₋₁₁ и БВ₁₆ на глубинах 413–1880 м.

Залежь пласта БВ₁₆ (валанжин) в куломзинской свите. Сложен песчаниками и глинами.

Залежь пласта БВ₁₀₋₁₁ (валанжин) в верхах куломзинской свиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Залежь нефтяная, пластовая, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

Залежь пласта БВ₇ (валанжин) в средней части Тарской свиты. Пласт сложен песчаниками и глинами. Залежь нефтяная, пластовая, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БВ₆ (валанжин) в кровле Тарской свиты. Мощность 15–27 метров. Залежь нефтяная, пластовая, водоплавающая, среднедебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БВ₅ (валанжин) в низах вартовской свиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин. Залежь газовая, пластовая, среднедебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта АВ₄₋₅ (готерив) в вартовской свите. Пласт сложен песчаниками в своде и в северной части купола. Залежь газовая, пластовая, с осложнением литологическим экраном.

Залежь пласта ПК₁₅ (акт) в средней части покурской свиты. Пласт сложен песчаниками, которые к своду замещаются глинисто-алевролитовыми породами. Залежь газовая, с нефтяной оторочкой, пластовая, среднедебитная, поровый тип коллектора.

Залежь пласта Ю₂₋₃ (Турон, Коньяк и Сантон) в нижней части ипатовской свиты. Пласт сложен мелкозернистыми песчаниками с

глинами и опоками, толщиной до 35 м. Открыто в 1962 году. Залежь газовая, массивная с возможным литологическим экраном, малодебитная, коллектора порового типа.

Вахское нефтяное месторождение. Приурочено к одноимённому поднятию, выявлено сейсмическими исследованиями. Открыто в 1965 году. На месторождении выявлено три залежи в пластах Ю₁, Ю₂ и БВ₇ на глубинах 2 212–2 288 м.

Залежь пласта Ю₁ (верхняя юра) в низах наунакской свиты. Пласт сложен мелкозернистыми полимиктовыми песчаниками. Пористость песчаников 10–22 %, Проницаемость 0,01–612 мд. Дебит нефти 85–117 м³/сут, газа 5 м³/сут. Залежь пластовая, средне- и высокодебитная, с коллекторами порового типа.

Залежь пласта Ю₁ (верхняя юра) в верхах наунакской свиты. Пласт сложен мелкозернистыми песчаниками. Залежь пластовая, возможно осложненная литологическим экраном по падению пласта. Высокодебитная.

Залежь пласта БВ₇ (валанжин) в тарской свите. Пласт представлен мелкозернистыми песчаниками только в северной половине Вахского поднятия, на остальной территории глинисто-алевролитовые породы. Залежь пластовая, осложнённая литологическим экраном по восстанию пласта, среднедебитная, коллектор поровый

Вопросы для самоконтроля

1. Нефтегазоносные области, где юрские отложения наиболее нефтегазонасыщенные.
2. Наиболее крупные газовые месторождения.

Лекция 14. СРЕДНЕОБСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

В составе нефтегазоносной области выделено три нефтегазоносных района: Салымский (7 месторождений), Сургутский (33 месторождения), Нижневартовский (31 месторождение). Месторождения структурного и неструктурного типа, простого и сложного строения. Преобладают многозалежные нефтяные месторождения. Наиболее типичными из группы сложных являются: Мамонтов-

ское, Усть-Балыкское, Фёдоровское, Самотлорское и Вартовско-Советское месторождения.

Мамонтовское нефтяное месторождение (Сургутский район) к юго-западу от г. Нефтеюганска. Открыто в 1965 году. Вскрыты верхнеюрские, меловые и палеогеновые отложения. Толщина осадочных отложений 2 860–2 920 м. На месторождении выделено пять залежей нефти в пластах БС₁₁, БС₁₀, БС₈, АС₅₋₆, АС₄.

Залежь пласта БС₁₁ (валанжин) южно-балыкская пачка мегионской свиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. К своду песчаники замещаются глинисто-алевритовым породами. Пористость песчаника 18–20 %, проницаемость до 100 мд. Дебит нефти 120 м³/сут. на 8 мм штуцере, Р_{пл.} – 243 кгс/см², t – 78 °С. Залежь пластовая с литологическим экраном, высокодебитная, поровый тип коллектора.

Залежь пласта БС₁₀ (валанжин) южно-балыкская пачка мегионской свиты. Пласт сложен песчаниками мелко- и среднезернистыми полимиктовыми с прослоями глин и алевролитов. Пористость песчаника 18–22 %, проницаемость – 113–180 мд. Покрышка – пласт глины 26–32 м. Дебит нефти 40–150 м³/сут. на 8 мм штуцере, Р_{пл.} – 243 кгс/см², t – 73–81 °С. Залежь пластовая сводовая, средне-высокодебитная, коллектора поровые, нефть нафтенo-метановая.

Залежь пласта БС₈ (валанжин) в тепловской пачке вартовской свиты. Пласт сложен песчаниками с линзовидными прослоями глин и алевролитов.

Пористость песчаника 22 % (средняя), проницаемость более 100 мд. Покрышка – глины вартовской свиты 22–25 м. Дебит нефти 55 м³/сут. на 8 мм штуцере. Залежь пластовая сводовая, водо-плавающая среднедебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта АС₅₋₆ (баррем) в верхней пачке, верхней под-свиты вартовской свиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Покрышка – глины до 20 м. Дебит нефти 30–69 м³/сут. Залежь пластовая сводовая, водоплавающая среднедебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта АС₄ (баррем) в кровле вартовской свиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Покрышка – глины 120 м. Дебит нефти 107 м³/сут. на 8 мм штуцере. Залежь пластовая осложнённая литологическим экраном, высокодебитная.

Усть-Балыкское нефтяное месторождение (Сургутский район) к западу от города Сургут, в долине р. Оби. Открыто в 1961 году. На фундаменте лежат верхнеюрские, меловые и палеогеновые отложения. На месторождении выявлено 14 залежей нефти в пластах Ю₂, БС₁₉, БС₁₀, БС₉, БС₈, БС₅, БС₄'', БС₄', БС₄, БС₂₋₃, БС₁, АС₁, нефтепроявления отмечены в пластах Ю₀, БС₂₀, БС₂₁, БС₇ (юра валанжин и борремские отложения).

Залежь пласта Ю₂ (нижний келловей) верхи тюменской свиты. В пласте песчаники, алевролиты и глины. Дебит нефти 7–15 м³/сут. Залежь массивная, с возможным литологическим экраном, малодебитная.

Залежь пласта БС₁₉ (барреас) ачимовская толща мегионской свиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. $m_{0 \text{ песч.}}$ 15–20 % , $K_{\text{пр}}$ 1,5–26,4 млрд. Покрышка – глины мегионской свиты. Залежь пластовая, осложнённая литологическим экраном, малодебитная.

Залежь пласта БС₁₀ (валанжин) в верхах мегионской свиты. Сложена песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Пористость песчаника 23 % , проницаемость 460 млрд. Пласт на северо-западном направлении замещается глинами. Дебит нефти 1,3–65 м³/сут. на 8 мм штуцере, $P_{\text{пл.}}$ – 243 кгс/см², t – 74–78 °С. Залежь пластовая, осложнённая литологическим барьером, среднедебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БС₁₀ северо-западная (мел) в верхах мегионской свиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Залежь пластовая, осложнённая литологическим экраном, малодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БС₁₀ западная (мел) в верхах мегионской свиты, расположена в северо-западной части Усть-Балыкского поднятия. Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Залежь пластовая, осложнённая литологическим экраном.

Залежь пласта БС₉ (валанжин) в низах вартовской свиты. Пласт сложен алевролитами с прослоями песчаников. Залежь только в пределах Усть-Балыкского поднятия. Дебит нефти 48 м³/сут, на 8 мм штуцере $P_{\text{пл.}}$ = 225–229 кгс/см², t – 71 °С. Залежь пластовая, сводовая, с литологическим экраном, среднедебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БС₈ (мел) приурочена к тепловской пачке вартовской свиты. Залежь только в пределах Солкинского поднятия.

На Усть-Балыкской структуре, где залегание пласта более высокое, нефти не зафиксировано. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин и известняков. Покрышка – глины вартовской свиты 20 м. Залежь пластовая, водоплавающая, малодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта BC_5 (нижний мел) в низах Усть-Балыкской пачки, вартовской свиты. Пласт сложен мелкозернистыми полимиктовыми песчаниками с линзовидными прослоями глин. Пористость песчаника 22–25 %, проницаемость до 300 мд. Покрышка – пласт глин 5–12 м. Пласт нефтенасыщен только на Усть-Балыкском поднятии. Дебит нефти от 11–220 м³/сут, на 10 мм штуцере $P_{пл} = 213,7$ кгс/см², $t = 69,5$ °С. Залежь пластовая, сводовая, водоплавающая, средне – высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта BC_4^I (готерив) заключена в небольшой линзе песчаника толщиной 1,5 метров в сводовой части Усть-Балыкского поднятия.

Залежь пласта BC_4 (готерив) в средней части Усть-Балыкской пачки вартовской свиты. Пласт сложен мелко- и среднезернистыми песчаниками. Пористость песчаника 22 %, проницаемость 200–1200 мд. Покрышка – глины пласта вартовской свиты до 10 м. Залежь только в пределах Усть-Балыкского поднятия. Дебит нефти от 65–200 м³/сут, на 8 мм штуцере $P_{пл} = 210–216$ кгс/см², $t = 63–66$ °С. Залежь пластовая, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта BC_{2-3} (готерив) в верхах Усть-Балыкской пачки вартовской свиты. Залежь только в пределах Усть-Балыкского поднятия. Пласт сложен мелкозернистыми и среднезернистыми песчаниками с прослоями глин. В основании пласта галька глинистых пород диаметром 1 см. Пористость песчаника 20–25 %, проницаемость до 300–1000 мд. К крыльям поднятия увеличивается количество прослоев глинистых пород, и ухудшаются коллекторские свойства. Покрышка глинистые породы тимской пачки толщиной до 35 м. Дебит нефти от 90–200 м³/сут, на 8 мм штуцере $P_{пл} = 214–217$ кгс/см². Залежь единая на Солкинской и Усть-Балыкской структурах. Залежь пластовая, сводовая, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта AC_7 (баррем) в средней пачке верхней подсвиты вартовской свиты. Пласт развит только в своде Солкинского поднятия. Сложен мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Пористость песчаника 21–25 %, проницаемость

40–468 млд. Покрышка – пласт глин вартовской свиты толщиной 3–10 м. Дебит нефти от 44 м³/сут, на 6 мм штуцере $R_{пл} = 61,5$ кгс/см². Залежь пластовая, осложнённая литологическим экраном вниз по падению. Среднедебитная, коллектор поровый.

Вопросы для самоконтроля

1. Крупные залежи нефти нефтегазоносной области.
2. Какое развитие имеют залежи неантиклинального типа.

Лекция 15. ФЁДОРОВСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

В Сургутском районе Тюменской области. Оно приурочено к Северо-Сургутскому, Фёдоровскому, Северо-Фёдоровскому, Моховому и верхне Моховому локальным поднятиям. В восточной части Чернореченского куполовидного поднятия Сургутского свода открыто в 1963 году. на Северо-Сургутском поднятии. На месторождении открыто 9 пластов с залежами нефти. В пластах АС₅₋₆, АС₄, имеются газовые шапки.

Залежь пласта Ю₂ в кровле Тюменской свиты. Пласт сложен чередованием глин и алевролитов с прослоями песчаников. Дебит нефти 4 м³/сут. Залежь массивная с литологическим экраном, коллектор поровый.

Залежь пласта БС₁₉ в отложениях ачимовской толщи мегионской свиты. Пласт сложен линзами мелкозернистых песчаников, известковых глин и алевролитов. Дебит нефти 16 м³/сут. Залежь пластово-литологическая, коллектор поровый.

Залежь пласта БС_{10-м} в пределах Мохового локального поднятия. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин. Дебит нефти 155 м³/сут., на 8 мм штуцере. Залежь высокодебитная, пластовая, сводовая, коллектор поровый.

Залежь пласта БС_{10-ВФ} на Восточно-Фёдоровском поднятии. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин. Дебит нефти 166 м³/сут., на 8 мм штуцере. Залежь пластовая, сводовая, коллектор поровый.

Залежь пласта БС_{10-ЗФ} на Западно-Фёдоровском поднятии. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин. В западном направ-

лении происходит замещение песчаников глинами. Дебит нефти 42 м³/сут., на 8 мм штуцере. Залежь пластовая, сводовая, с возможным литологическим экраном в западных и южных участках площади. Коллектор поровый.

Залежь пласта БС₁ единая в пределах Фёдоровского, Западно-Фёдоровского и Мохового поднятий. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин. Пористость песчаника 25–28 %; проницаемость до 150 мд. Дебит нефти 82 м³/сут., на 8 мм штуцере. Залежь пластовая, коллектор поровый.

Залежь пласта БС₁-СС приурочено к Северо-Сургутскому поднятию. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин. Дебит нефти 33 м³/сут., на 8 мм штуцере. Залежь пластовая, сводовая, коллектор поровый.

Залежь пласта АС₇ прослежена в пределах Фёдоровского и Мохового поднятий. Пласт сложен мелкозернистыми песчаниками с прослоями глин. Дебит нефти 16 м³/сут., на 12 мм штуцере. Залежь пластовая, сводовая, с возможным литологическим экраном. Коллектор поровый.

Залежь пласта АС_{5,6} прослежена в пределах всего месторождения. Пласт сложен чередованием песчаников, алевролитов, глин. В сводовых частях залежь имеет газовые шапки. Дебит нефти 16 м³/сут., дебит газа – 405 м³/сут. На 11 мм штуцере. Залежь пластовая, массивная, коллектор поровый.

Залежь пласта АС₄ развита в пределах всего месторождения. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Дебит нефти 42 м³/сут. на 11 мм штуцере, газа 285 м³/сут. Залежь газовая с нефтяной оторочкой, пластовая, коллектор поровый.

Самотлорское нефтяное месторождение к северо-западу от г. Нижневартовск на правом берегу Оби. Приурочено к Самотлорскому, Мартовскому, Белозерскому, Мыхпайскому, Малосамотлорскому, Папийскому поднятиям по сейсморазведке. Месторождение открыто в 1965 году. На фундаменте залегают породы тюменской свиты, выше юра, мел и палеоген. Осадочный чехол 2 700–2 900 м. Залежи выявлены в пластах БВ₁₁, БВ₁₀, БВ'₁₀, БВ₈, АВ₆, АВ₄₋₅, АВ₂₋₃, АВ₁, и ПК₁(валанжин).

Залежь пласта БВ₁₁ на глубине 2 150–2 230 м. в средней части мегионской свиты. Залежь прослежена в пределах Самотлорского поднятия. Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Толщина покрывки 5–6 м. Залежь пластовая осложнённая

литологическим экраном вниз по падению, высокодебитная, поровый тип коллектора.

Залежь пластов BV_{10} , BV_{10} (мел) залегает на глубине 2 125–2 225 м в средней части мегнионской свиты. Залежь в пределах Самотлорского, Белозерского, Пачуйского поднятий. Пласт сложен песчаниками с линзовидными прослоями глин. В северо-западном направлении песчаники замещаются глинами. Покрышка – глины мегнионской свиты 60–70 м. Дебит нефти от 52–160 м³/сут, $R_{пл}= 220$ кгс/см², $t - 75$ °С. Залежь пластовая, сводовая, осложнённая литологическим экраном, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта BV_8 (валанжин) на глубине 2 020–2 135 м в верхах мегнионской свиты, приурочены к локальным поднятиям Самотлорскому, Мартовскому, Пауйскому и Белозерскому. Пласт представлен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Покрышка глинистая 5–8 м. Дебит нефти 100–200 м³/сут. на 8 мм штуцере, $R_{пл}= 210$ –218 кгс/см², $t - 65$ –77 °С. Залежь пластовая, сводовая, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта $AB_{4.5}$ (баррем, нижний мел) на глубине 1 685–1 748 м. в средней части верхней подсвиты вартовкой свиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин.

Пористость песчаника 9–29 %, проницаемость до 1 170 мд. Толщина покрышки 20–40 м. Дебит нефти 93–162,6 м³/сут, $R_{пл}= 172$ –178 кгс/см², $t - 57$ –62 °С. Залежь пластовая, осложнённая литологическим экраном внизу по поднятию, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта $AB_{2.3}$ (баррем, мел) на глубине 1 640–1 750 м в верхах вартовской свиты в пределах Самотлорского, Мартовского, Белозерского, и Паийского поднятий. Пласт сложен чередованием песчаников, глин, и алевролитов. Нижняя часть пласта замещается глинисто-алевролитовыми породами, непроницаемыми. Покрышки – глины вартовской свиты 2–5 м. Дебит нефти 66–137 м³/сут. на 8 мм штуцере, $R_{пл}= 169$ –182 кгс/см², $t - 57$ –65 °С. Залежь пластовая, осложнённая литологическим экраном, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта AB_1 (нижний мел, апт.) залегает на глубине 1 610–1 780 м. в низах алымской свиты в пределах Самотлорской группы локальных поднятий. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Покрышка – глины котайской подсвиты 20–25 м. Дебит нефти 66 м³/сут. на 8 мм штуцере. Залежь имеет

газовую шапку с дебитом газа 400–500 тыс. м³/сут. с газом всегда поступает нефть.

Залежь пласта ПК₁ приурочена к кровле покурской свиты и развита только в пределах Самотлорского поднятия. Залежь газовая, массивная, коллектор поровый. Дебит газа – 200 м³/сут.

Вопросы для самоконтроля

1. Наиболее крупные нефтяные месторождения НГО.
2. Породы коллекторы и покрышки.

Лекция 16. ВАРТОВСКО-СОВЕТСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Вартовско-Советское нефтяное месторождение в долине реки Оби к юго-востоку от Самотлорского месторождения. Оно приурочено к Нижневартовскому, Соснинскому, Советскому и Медведевскому локальным поднятиям. Месторождение открыто в 1963–1964 годы. Фундамент вскрыт в пяти скважинах, сложен углисто-глинистыми сланцами и доломитизированными известняками. На фундаменте вскрыты юрские, меловые и палеогеновые отложения. На месторождениях выявлены залежи в пластах Ю_ф, Ю₂, Ю₁, БВ₁₀, БВ₈, БВ₇, БВ₄₋₆, БВ₂₋₃, БВ₁, АВ₄, АВ₂₋₃ и АВ₁.

Залежь пласта Ю_ф (средняя юра, ален.) на глубине 2 700–2 730 м в верхах медведевской пачки тюменской свиты, только на Медведевской площади. Пласт лежит на фундаменте и сложен песчаниками. Пористость песчаников достигает – 20 % к своду песчаники выклиниваются – литолого-стратиграфическая ловушка. Покрышка глинистая (баграсская пачка тюменской свиты). Дебит нефти – 90,4 м³/сут. на 8 мм штуцере, Р_{пл} = 278 кгс/см², t – 90,5 °С. Залежь пластовая, осложнённая литолого-стратиграфическим экраном вверх по восстанию, среднедебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта Ю₂ (средняя юра) на глубине 2 520–2 527 м в верхах тюменской свиты и распространена только на Медведевском поднятии. Пласт сложен линзовидным чередованием песчаников, алевролитов и глин. Покрышка глинистая 30 метров низов васюганской свиты. Залежь массивная, с возможными литологическими экранами малодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта Ю₁ (верхняя юра) на глубине 2 449–2 459 м в верхах васюганской свиты на Медведевском поднятии. Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Пористость песчаников – 15–23 %, проницаемость – 6–835 мд. Покрышка глинистая 35–40 м. Дебит нефти – 72 м³/сут.,

$P_{пл} = 254 \text{ кгс/см}^2$, $t = 79 \text{ }^\circ\text{C}$. Залежь пластовая, сводовая, водо-плавающая, среднедебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БВ₁₀ (валанжин) вскрыта на глубине 2 160–2 185 м в верхах куломзинской свиты на Нижневартовском поднятии и северном куполе Соснинского поднятия. Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Покрышка глинистая 45–50 м куломзинской свиты. Дебит нефти – 102 м³/сут. на 8 мм штуцере, $P_{пл} = 218 \text{ кгс/см}^2$, $t = 78\text{--}82 \text{ }^\circ\text{C}$. Залежь пластовая, сводовая, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БВ₁₀ южная (валанжин) распространена в пределах куполовидного осложнения. Залежь пластовая, сводовая, водо-плавающая, среднедебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БВ₁₀ восточная (валанжин) вскрыта на глубине 2 120–2 165 м в пределах Соснинского и Советского поднятий, пористость песчаников – 23–29 %, проницаемость – 110–547–3485 мд. Покрышка глинистая 30–35 м. Дебит нефти – 150–200 м³/сут., $P_{пл} = 209\text{--}219 \text{ кгс/см}^2$, $t = 74 \text{ }^\circ\text{C}$. Залежь пластовая, сводовая, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БВ₈ (валанжин) на глубине 2 050–2 070 м в средней части тарской свиты на Нижневартовском поднятии. Пласт сложен песчаником с редкими линзовидными прослоями глин. Покрышка 6–8 м глин. Дебит нефти – 124,9 м³/сут. на 8 мм штуцере, $P_{пл} = 209 \text{ кгс/см}^2$, $t = 74 \text{ }^\circ\text{C}$. Залежь пластовая, сводовая, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БВ₇ (валанжин) на глубине 2 040–2 055 м в верхах тарской свиты. На восточной переклинали Нижневартовского поднятия. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин. Покрышка 2 м глин. Дебит нефти – 24,7 м³/сут. на 8 мм штуцере. Залежь пластовая, с литологическим экраном, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БВ₄₋₆ (валанжин) на глубине 1 990–2 020 м низы вартовской свиты. Пласт сложен чередованием песчаников и глин. Покрышка 5 м глин. Дебит нефти – 65 м³/сут. Залежь пласто-

вая, с литологическим экраном, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БВ₂₋₃ (нижний мел, готерив) на глубине 1 934–1 944 м в вартовской свите в пределах Советского купола. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин. Пористость песчаников – 24–25 %, проницаемость – 0,3 до 1,2 мд. Покрышка глинистая 5 м. Дебит нефти – 1,86 м³/сут., $t_{пл}$ – 59 °С. Залежь пластовая, сводовая, водоплавающая, малодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БВ₁ (нижний мел) на глубине 1 900–1 910 м в верхах нижней подсвиты вартовской свиты на северном куполе Советского поднятия. Пласт сложен песчаниками, которые по простиранию замещаются глинистыми породами. Пористость песчаников – 25–28 %. Покрышка глинистая 10–14 м. Дебит нефти – 140,5 м³/сут. на 8 мм штуцере, $R_{пл}$ = 195 кгс/см². Залежь пластовая, сводовая, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта АВ₄ (нижний мел) на глубине 1 730–1 740 м в средней части верхней подсвиты вартовской свиты, в пределах Соснинской структуры. Пласт сложен песчаниками, которые по падению замещаются глинисто-алевролитовыми породами. Покрышка глинистая 9–15 м. Дебит нефти – 1 м³/сут. на 8 мм штуцере, $R_{пл}$ = 183 кгс/см². Залежь пластовая, осложнённая литологическим экраном по падению пласта, низкодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта АВ₂₋₃ приурочена к наиболее приподнятой части месторождения. Пласт сложен чередованием песчаников, алевролитов и глин. Дебит нефти – 100 м³/сут. на 8 мм штуцере.

Залежь пласта АВ₁ (нижний мел) на глубине 1 650–1 695 м в нижней подсвите алымской свиты, в пределах Медведевского, Советского, Соснинского и восточная часть Нижневартовского поднятия. Пласт сложен песчаниками с линзовидными прослоями алевролитов и глин, Пористость песчаников – 20–25 %, проницаемость – 1–2 до 146 мд. Залежь пластовая, сводовая, осложнённая литологическим экраном по простиранию пласта, высокодебитная, коллектор поровый.

Южно-Сургутское нефтяное месторождение является неструктурным, на южном склоне Сургутского свода. Месторождение открыто в 1973 году. В пределах месторождения выявлены нефтяные залежи в пластах БС₁₂, БС₁₁, БС₁₀. Все пласты гидродинамические связаны (возможно).

Залежь пласта БС₁₀₋₁₂ (нижний мел) верхи мегионской свиты. Пласт сложен песчаниками заливообразного развития. Вверх по восстановлению песчаники замещаются глинами. Дебит нефти – 128 м³/сут. на 8 мм штуцере. Залежь литологическая, высокодебитная, коллектор поровый.

Месторождение Большой Салым. Объединяет по пласту Ю₀ (глинистые отложения баженовской свиты (верхняя юра)). Верхнее-Шаншынское, Верхнее-Салымское, Салымское, Западно-Лимпинское и Правдинское месторождения. Выделяются залежи пластов Ю₀, Ю₅, Ю₂₋₃, БС₂₀₋₂₁, БС₂₁, БС₁₉, БС₁₆, БС₁₁, БС₁₀, БС₇, БС₆, БС₄₋₅, БС₄, АС₁₁, АС₁₀.

Описание залежей приводится подробно по пласту Ю₀, уникальному как коллектор и условиям залегания. Баженовская свита в пределах площади Большой Салым выражена линзовидным чередованием массивных и пластинчато-листоватых битуминозных глин. Толщина свиты 30–34 м. Эффективная мощность по 5 скважинам 17,3 м. Состоит из четырёх пачек массивных, плитчатых глин, листовато-пластинчатых. $m_{от}$ колеблется от 3 до 4,4 % во второй пачке. Проницаемость по трещинам 1,44 млрд, абс. проницаемость 0,002 млрд. Значения пористости по керну и геофизике существенно разнятся. Сорок скважин вскрыли этот горизонт; в двух скважинах при испытании притока не получено, в остальных – притоки (фонтаны) нефти или нефтепроявления. Характерно, что ни в одной из скважин не получено притоков воды.

Вопросы для самоконтроля

1. Типы коллекторов выявленных месторождений.
2. Какие залежи Вартовско-Советского месторождения не связаны со структурными формами?
3. Чем характерны коллекторы пласта Ю₀ Салымского месторождения?

Лекция 17. НАДЫМ-ПУРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ (25 месторождений)

Нефтегазоносные районы Пурнейский, Уренгойский, Надымский. Здесь некоторые месторождения структурного типа. Наиболее типичны Губкинское и Уренгойское месторождения. Плотность

прогнозируемых и извлекаемых ресурсов нефти более 30 тыс. т./км², а по газу и конденсату 120 млн м³/км². Значительная часть ресурсов (примерно 65 %) приурочено к неантиклинальным ловушкам. Для нефтегазоносной области высок нефтегазовый потенциал (Оруджев, 1981).

Губкинское газонефтяное месторождение – юго-западный посёлок Тарко-Сале. Оно приурочено к Пурнейскому и Северо-Пурнейскому поднятиям. Месторождение открыто в 1965 году. Фундамент на глубине 3 500–4 000 м. Отложения юры, мела и палеогена. На месторождении выделены две залежи нефти и газа в пластах Ю₁, БУ₁₄, ПК₁.

Залежь пласта Ю₁ (верхняя юра) в васюганской свите. Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Покрышка глины баженовской свиты и низов мегионской свиты 50 м. Дебит нефти – 232,7 м³/сут., газа – 62 тыс. м³/сут. (интервал 2 889–2 903 м.) Р_{пл} = 376,4 кгс/см², превышает гидростатическое на 86 кгс/см². Залежь нефтяная, пластовая, с возможным литологическим экраном, высокодебитная, коллектор поровый, трещинный.

Залежь пласта БУ₁₄ (нижний мел) в отложениях мегионской свиты, мелкозернистые песчаники с линзовидными прослоями глин. К своду песчаники замещаются глинами, образуя ловушку литологического типа на востоке Пургнейского локального поднятия. Дебит нефти – 3 м³/сут., Р_{пл} = 226 кгс/см², t – 77 °С. Залежь нефтяная, пластовая, литологически экранированная, малодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта ПК₁ (Сеноман – верхний мел) в верхах уренгойской свиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Пористость песчаников – 25–35 %, проницаемость – до 7000 мд. Коллекторские свойства ухудшаются от свода к склонам структуры. Дебит газа – 160 тыс. м³/сут. до 8 млн м³/сут., Р_{пл} = 72–78 кгс/см², t_{пл} – 19,5–22 °С. Залежь газовая, массивная, высокодебитная, коллектор поровый.

Уренгойское газоконденсатное месторождение – 56 км к северо-западу от посёлка Уренгой. Приурочена к группе структур Нижнепуровского мегавала. Размер 25 × 80 км. Месторождение открыто в 1966 году. Фундамент не вскрыт и предполагается на глубине 5–5,5 км. Вскрыты меловые и палеогеновые отложения, неогеновые отсутствуют. Толщина осадков 4–4,5 км. Залежи в пластах БУ₁₅, БУ₁₄, БУ₁₂, БУ₁₁, БУ₁₀, БУ₉, БУ₈, БУ₇, БУ₅, БУ₁ и ПК₁.

Залежь пласта БУ₁₅ южная в отложениях мегионской свиты на юге Уренгойского вала. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин 10–25 м. Покрышка – глины 15 м. Дебит газа – 620 тыс. м³/сут. на штуцере 22 мм, конденсата 100 м³/сут. Залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, коллектор поровый.

Залежь пласта БУ₁₄ северная в отложениях мегионской свиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин, к своду количество глин увеличивается. Покрышка глинисто-алевролитовая (породы мегионской свиты) 80–150 м. Пласт на глубине 3 000 – 3 155 м. Дебит газа 93 тыс. м³/сут., 6,5 м³/сут. – конденсата, на 12 мм штуцере. Залежь газоконденсатная с нефтяной оторочкой, с литологическим экраном вверх по восстанию, среднедебитная.

Залежь пласта БУ₁₂ – южная. В южной части Уренгойского вала. Сложен песчаниками с линзовидными прослоями глин. Толщина покрышки 10–20 м. Дебит газа 353 тыс. м³/сут., на 12,5 мм штуцере. Залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, коллектор поровый.

Залежь пласта БУ₁₂ – северная. В южной части Уренгойского вала. Сложен песчаниками с прослоями глин. Покрышка из глин 15–18 м. Дебит нефти 31 м³/сут., газа 237 м³/сут. на 12,8 мм штуцере. Залежь нефтяная с газоконденсатной шапкой, средне- и высокодебитная, пластовая, сводовая, с возможным литологическим экраном по падению пласта, коллектор поровый.

Залежь пласта БУ₁₁ – северная. В верхах мегионской свиты. Сложен чередованием песчаников и глин. Покрышка глинистая 10–40 м. Абсолютно свободный дебит газа 1291 тыс. м³/сут., конденсата 145,5 м³/сут. на 14 мм штуцере. $P_{пл} = 287,6 \text{ кгс/см}^2$.

Залежь пласта БУ₁₀ по всему месторождению. Пласт сложен чередованием песчаников, алевролитов и глин. Дебит газа 1 225 тыс. м³/сут., конденсата 277 м³/сут. Залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БУ₉ северная в низах вартовской свиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин. Вскрыт на глубине 2 648–2 772 м. Покрышка глины вартовской свиты 8–12 м. Дебит газа 345 тыс. м³/сут. на штуцере 31 мм. $P_{пл} = 274 \text{ кгс/см}^2$, $t = 76 \text{ }^\circ\text{C}$. Залежь газоконденсатная с нефтяной оторочкой, пластовая, с возможным литологическим экраном, среднедебитная.

Залежь пласта БУ₉ южная. В южной части Уренгойского вала. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин. Покрышка глинистая 5–12 м. Дебит газа 1 267 м³/сут., конденсата 180 м³/сут. Залежь газоконденсатная, высокодебитная, пластовая, сводовая, коллектор поровый.

Залежь пласта БУ₈ на всём месторождении. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин. Вскрыт на глубине 2 648–2 772 м. Покрышка глины 4–15 м. Дебит газа 386 тыс. м³/сут. Газ содержит конденсат. Залежь газоконденсатная с нефтяной оторочкой, пластовая, сводовая, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БУ₇ развита в пределах месторождения. Пласт сложен песчаниками с линзами глин. Толщина покрышки 10–16 м. Дебит газа 145 тыс. м³/сут. на 16 мм штуцере, конденсата 20,5 м³/сут., нефти 1,7 м³/сут. Залежь газоконденсатная с нефтяной оторочкой, пластовая, сводовая, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БУ₅ только в северной части Уренгойского вала. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Количество глины растёт в южном направлении. Покрышка глинистая 10–15 м. Залежь газоконденсатная, пластово-массивная, сводовая, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БУ₁ развита в северной части месторождения. Пласт сложен песчаниками с линзами глин. Покрышка глинистая 6–15 м. Залежь газоконденсатная, высокодебитная, сводовая, пластово-массивная, коллектор поровый.

Залежь пласта ПК₁ (сеноман) мел верхней подсвиты. В верхах покурской свиты. Пласт сложен песчаниками с линзами алевролитов и глин. Пористость песчаников – 25–30 %, проницаемость – 950–1750 мд. Покрышка глинистая – 630 м. Дебит газа 1,4–7,9 млн м³/сут., $P_{пл} = 122$ кгс/см², $t_{пл} = 31–33$ °С. Залежь газовая, массивная, высокодебитная, коллектор поровый.

Медвежье газовое месторождение восточнее Салехарда на Надымском и Медвежьем поднятиях. Размер 25x125 км. Открыто в 1967 году. Скважины вскрыли верхи юры, мела, эоцена. Неогеновые осадки отсутствуют. Залежь в сеноманских отложениях (мел – верхней подсвиты) и валанжинских. Основная залежь в верхах уренгойского комплекса (сеноман). Пласт сложен песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Пористость песчаников – 24–30 %, проницаемость – 480–950 мд. Покрышка глинистая – 580–600 м.

Дебит газа 10–11 млн м³/сут., $P_{пл} = 116–118$ кгс/см², $t_{пл} = 31–32$ °С. Залежь массивная, высокодебитная, коллектор поровый.

Вопросы для самоконтроля

1. Роль ловушек неантиклинального типа.
2. Месторождения в отложениях неогена.

Лекция 18. ГЫДАНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Гыданская нефтегазоносная область (6 месторождений). Выделены нефтегазоносные районы: Ямбургский, Мессаяхский, Гыданский, Напалковский. Месторождения структурного и неструктурного типа. Наиболее интересно Ямбургское месторождение в южной части Тазовского полуострова, в 100 км севернее Уренгоя. Открыто в 1969 году. Выявлены газовые и газоконденсатные залежи в пластах БУ₁₂, БУ₇, БУ₆ и ПК₁. Глубины от 800 м на юге до 3 200 м в центральной части. Плотность суммарно извлекаемых ресурсов нефти в центральной части 11 тыс. т/км², газа 110 млн м³/км².

Залежь пласта БУ₁₂ в верхах мегинской свиты. Сложена песчаниками с прослоями глин. Покрышка 30 м. Дебит газа 5 900 тыс. м³/сут., конденсата 139 м³/сут. Залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БУ₇ в отложениях вартовской свиты. Чередование песчаников, алевролитов, глин. Покрышка 20–40 м глин. Залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта БУ₆ в отложениях вартовской свиты. Пласт сложен песчаниками с линзами глин. Покрышка глинистая 20–25 м. Дебит газа 5 300 тыс. м³/сут., конденсата 143 м³/сут. Залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта ПК₁ приурочена к верхам покурской свиты. Пласт сложен песчаниками, алевролитами и глинами. Залежь газовая, массивная, высокодебитная, коллектор поровый.

Южно-Ямальская НГО. Выделены нефтегазоносные районы: Байдарацкий, Нурминский. Выявлены только структурные место-

рождения. Наиболее крупные Бованенковское газоконденсатное, Харасовейское газоконденсатное, Крузенштерновское газоконденсатное, Новопортовское газоконденсатное.

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение восточнее Салехарда, на полуострове Ямал. Приурочено к локальному поднятию одноимённого названия, установлено в низах тюменской свиты. Открыто в 1964 году. Выявлено 11 залежей газа и нефти в пластах Ю₆₋₇, Ю₂, НП₁-НП₁₀, ПК₂₁ и ПК₁₆.

Залежь пласта Ю₆₋₇ (средняя юра) в верхах тюменской свиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Пористость песчаников – 10–15 %, проницаемость – 5–10 мд. Покрышка глинисто-алевролитовая порода 16 м. Залежь газоконденсатная, пластовая, осложнённая литологическим экраном, среднедебитная, коллектор поровый. Дебит газа 205 тыс. м³/сут.

Залежь пласта Ю₂ (средняя юра) в верхах тюменской свиты. В пласте песчаники с прослоями глин и алевролитов. Пористость песчаников – 10–20 %, проницаемость – 2–65 мд. Дебит газа 45 190 тыс. м³/сут., конденсата до 58 м³/сут. Залежь газоконденсатная, с нефтяной оторочкой, массивная, с возможными литологическими экранами, среднедебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта НП₉₋₁₀ (нижний мел, барриас) в низах новопортовской подсвиты. Пласт песчаный на южной переклинили. Пористость песчаников – 18–22 %, проницаемость – 150 мд. Покрышка глинистая 30–50 м. Дебит газа 200–400 тыс. м³/сут., газ с конденсатом. Залежь газоконденсатная с нефтяной оторочкой, пластовая, осложнённая литологическим экраном в верх по восстанию пласта, высоко- и среднедебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта НП₈ (валанжин) в новопортовской подсвите. В песчаных фациях на юге Новопортовского поднятия. Покрышка глинистая 6–10 м. Дебит газа 150–400 тыс. м³/сут. Залежь с нефтяной оторочкой, пластовая, ограниченная вверх по восстанию литологическим экраном.

Залежь пласта НП₇ (валанжин) в средней части новопортовской подсвиты. Пласт сложен песчаниками только на юге переклиналичного поднятия. Покрышка глинистая 5–10 м. Дебит газа 400 тыс. м³/сут. Залежь газоконденсатная, возможно с нефтяной оторочкой.

Залежь пласта НП₅₋₆ (валанжин). Пласт песчаный в своде и на южной переклинали. Покрышка глинистая, 15–20 м. Дебит газа

400–900 тыс. м³/сут. Газ с конденсатом $t_{пл.}$ 55–63 °С. Залежь газоконденсатная, возможно с нефтяной оторочкой, пластовая, ограниченная литологическим экраном по простиранию и падению, высокодебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта НП₄ (валанжин). В верхах новопортовской подсвиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Покрышка глинистая, 18–23 м. Дебит газа 830 тыс. м³/сут. Дебит нефти 215 м³/сут. Газ содержит конденсат $t_{пл.}$ 53–60 °С. Залежь газоконденсатная, с нефтяной оторочкой.

Залежь пласта НП_{2,3} (валанжин). В верхах новопортовской подсвиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Покрышка глинистая, 20–25 м. Дебит газа 60–120 тыс. м³/сут. Залежь газоконденсатная с нефтяной оторочкой, пластовая, сводовая, среднедебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта НП₁ (валанжин). В верхах новопортовской подсвиты. Пласт сложен песчаниками и алевролитами. Покрышка глинистая, 120–150 м. Дебит газа 1,1 млн м³/сут. $R_{пл} = 181,6$ кгс/см². Залежь газоконденсатная, с нефтяной оторочкой, высокодебитная.

Залежь пласта ПК₂₁ (нижний мел). Пласт сложен песчаниками с линзовидными прослоями глин. Покрышка глинистая, 4–5 м. Залежь нефтяная с газовой шапкой, пластовая, сводовая, среднедебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта ПК₁₆ (средний альб-мел нижней подсвиты). Пласт сложен песчаниками. Покрышка глинистая, 20–25 м. Дебит газа 28,3 тыс. м³/сут, $R_{пл} = 87,3$ кгс/см², $t = 24$ °С. Залежь газовая, пластовая, сводовая, среднедебитная, коллектор поровый.

Пур-Тазовская нефтегазоносная область (районы: Тольинский, Тазовский, Сидоровский). Выделено 6 нефтегазоносных комплексов с глубиной 800–1200 м; 2 700–2 800 м; 3 500–3 600 м. Все месторождения структурные. Плотность суммарных извлекаемых ресурсов нефти до 40 тыс. т/км², газа 140 млн м³/км².

Заполярное месторождение в 80 км. к юго-востоку от посёлка Тазовское. Открыто месторождение в 1965 году. Фундамент не вскрыт (глубина 5–6 км). Вскрыты отложения нижнемеловые, верхнемеловые, юрские, неогеновые отложения отсутствуют. Выявлены залежи газа и газоконденсата в пластах: БТ₁₀, БТ₈₋₉, БТ₆₋₇, БТ₅, БТ₃₋₄, АТ₃, ПК₁, ИТ₁₋₂.

Залежь пласта БТ₁₀ в верхах мегинской свиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Залежь газоконден-

сатная с нефтяной оторочкой, литологически экранированная, пластовая, высокодебитная.

Залежь пласта БТ₈₋₉ в низах вартовской свиты. Пласт сложен песчаниками с линзовидными прослоями алевролитов и глин. Дебит газа 728 тыс. м³/сут. на штуцере 18 мм, дебит конденсата 234 м³/сут. Залежь газоконденсатная с нефтяной оторочкой, высокодебитная.

Залежь пласта БТ₆₋₇ в отложениях вартовской свиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин. Покрышка глинистая, 4–10 м. Дебит газа 60 тыс. м³/сут, дебит нефти 22,4 м³/сут., на 18 мм штуцере. Залежь газоконденсатная, с нефтяной оторочкой, высокодебитная, пластовая.

Залежь пласта БТ₅ в отложениях вартовской свиты. Пласт сложен чередованием песчаников, алевролитов и глин. Залежь газоконденсатная с нефтяной оторочкой, высокодебитная, пластовая, сводовая.

Залежь пласта БТ₃₋₄ в отложениях вартовской свиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Покрышка глинистая, 10–15 м. Дебит газа 412 тыс. м³/сут, дебит конденсата 18,5 м³/сут., нефти 5,7 м³/сут. Залежь газоконденсатная, с нефтяной оторочкой, высокодебитная, сводовая, пластовая.

Залежь пласта АТ₃ в отложениях вартовской свиты. Пласт сложен песчаниками, алевролитами, глинами. Покрышка глинистая, 13–15 м. Залежь газоконденсатная, пластовая, среднедебитная, коллектор поровый.

Залежь пласта ПК₁ в верхах покурской свиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Пористость песчаников – 25–30 %, проницаемость – 1000–5000 мд. Покрышка глинистая, 40–45 м. Дебит газа 0,9–6,9 млн м³/сут., $P_{пл} = 133–135$ кгс/см², $t_{пл} = 34–37$ °С. Залежь газовая, массивная, сводовая, высокодебитная.

Залежь пласта ИТ₁₋₂ чередование песчаников, алевролитов и глин. Дебит газа 60 тыс. м³/сут., $P_{пл} = 127,4$ кгс/см². Залежь газовая, среднедебитная, пластовая, сводовая, коллектор поровый.

Русское газоконденсатное месторождение в 106 км к юго-востоку от пос. Тазовское. Открыто в 1968 году. Наиболее крупной залежью является ПК₁₋₁₃. В газовой части присутствует плёночная нефть. Залежь газонефтяная.

Усть-Енисейская нефтегазоносная область (районы: Танамский, Дорофеевский, Предтаймырский) месторождения структурные. Типовым является Солёнинское месторождение.

Солёнинское газоконденсатное месторождение в 35 км к северо-западу от Мессояхского поднятия. Открыто в 1969 году. Залежь в пяти пластах $CX_{3,8,9}$, $ЯК_{1,2}$.

Залежь пласта CX_9 (суходудинская свита, нижний мел) Пласт сложен песчаниками с прослоями глин. Покрышка 15–20 м. Залежь газоконденсатная, высокодебитная, пластовая, сводовая.

Залежь пласта CX_8 в отложениях суходудинской свиты. Пласт сложен песчаниками алевролитами и глинами. Покрышка 10–15 м. Залежь газоконденсатная, высокодебитная, пластовая, сводовая.

Залежь пласта CX_3 в отложениях суходудинской свиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Залежь газоконденсатная, высокодебитная, пластовая, сводовая.

Залежь пласта $ЯК_2$ яковлевская свита (нижний мел). Пласт сложен песчаниками с прослоями глин. Покрышка глинистая 5–10 м. Залежь газовая, пластово-литологическая, сводовая, высокодебитная, коллектор поровый.

Вопросы для самоконтроля

1. Месторождения неструктурного типа.
2. Крупные газовые месторождения.

Библиографический список

- 1.** *Атлас карт нефтегазоносности недр России. Объяснительная записка* / В. В. Самсонов, М. Д. Белонин, В. Д. Наливкин, И. И. Нестеров и др. – СПб, 1995. – 133 с.
- 2.** *Геология нефти и газа Западной Сибири* / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, В. С. Сурков, А. А. Трофимук, Ю. Г. Эрвье. – М. : Недра, 1975. – 680 с.
- 3.** *Геология нефти и газа Сибирской платформы* / А. С. Анциферов, В. Е. Бакин, И. П. Варламов, и др. / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М. : Недра, 1981. – 552 с.
- 4.** *Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР* / А. С. Анциферов, В. Е. Бакин, В. Н. Воробьев и др./ под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – Новосибирск : Наука, 1986. – 246 с.
- 5.** *Оруджев С. А. Голубое золото Западной Сибири* / С. А. Оруджев. – М. : Недра, 1981. – 160 с.
- 6.** *Ульянов А. В. Геология нефтяных и газовых месторождений* / А. В. Ульянов, Г. А. Хельквист. – М. : Гостоптехиздат, 1955. – 297 с.
- 7.** *Нефтегазоносные провинции СССР : справочник* / под ред. Г. Х. Дикенштейна, С. П. Максимова, В. В. Семеновича. – М. : Недра, 1983. – 272 с.