

Западно-Сибирская НГП

Географическое положение

В пределах Тюменской, Омской, Курганской, Томской и частично Свердловской, Челябинской, Новосибирской областей, Красноярского и Алтайского краев России.

На востоке ограничена рекой Енисей, на западе — Уральскими горами, на юге — границей с Казахстаном и



Площадь - 2,2 млн. км². Провинция расположена на территории Западно-Сибирской низменности. Южную часть Западно-Сибирской низменности занимают степи, центральную – заболоченные пространства, покрытые низкорослыми лесами, северную часть - тундра.

На большей части Западно-Сибирской низменности (центр и север) имеют место проявления многолетней мерзлоты. Мощность мерзлого грунта на севере достигает 200-300 м и более. Половина перспективной на нефть и газ территории находится за Полярным кругом.

Транспорт

Основные пути сообщения — реки и Северный морской путь. Магистральные автомобильные дороги отсутствуют. Железные дороги представлены ветками:

Тюмень — Тобольск — Сургут — Нижневартовск

Ивдель — Обь

Тавда — Сотник

Сургут — Уренгой

Значительная часть грузоперевозок - воздушным транспортом, в зимний период по зимникам — автомобилями, тракторами и вездеходами.

Транспортировка нефти и газа осуществляется по системе магистральных трубопроводов большого диаметра. Проходит Международный газопровод Уренгой — Ужгород — Западная

Предыстория открытий

Точкой отсчёта, когда вопрос о богатствах недр Западной Сибири был поставлен на повестку дня, стали пророческие высказывания И.М. Губкина:

1931 г. – «... Необходимо нефть искать и на восточном склоне Урала, предварительно разведав эти места геофизическим методом»

1932 г. - «Я полагаю, что у нас на Востоке Урала, по краю великой Западно-Сибирской депрессии... могут быть встречены структуры, благоприятные для скопления нефти»

20 июля 1934 г. в газете «Советский север» появилась информация: «Телеграмма геолога Васильева. Указания о выходе нефти на Югане подтвердились. Необходимы детальные геологоразведочные работы».

Осенью 1934 г. итоги работы геологической партии были заслушаны на бюро Ханты-Мансийского окружкома ВКП(б). В.Г. Васильев резюмировал своё выступление: «Нефть на Большом Югане есть!»

Геолого-геофизическая изученность

Гипотеза И.М. Губкина, имевшая и сторонников, и противников, сыграла важную роль в продвижении нефтеразведочных работ за Уральский хребет, в Приобье. Развитие идей И.М. Губкина шло нелегко.

На перспективности палеозоя в Кузбассе настаивал М.А. Усов и Р.С. Ильин, говорившие о наиболее перспективных на нефть и газ Минусинской котловине и Кузбассе.

Результаты исследований, проведённых до 1943 года, были обсуждены и обобщены комиссией по нефти и газу при президиуме АН СССР в июле 1945 года, а в 1948 году М.К. Коровиным, Н.А. Кудрявцевым, Д.Л. Степановым, А.В. Тыжновым, Г.Е. Рябухиным была издана крупная, обобщающая многолетние исследования, работа **«Перспективы нефтегазоносности Западной Сибири»**.

В 1953 г. опорной скважиной, заложенной в Березовском районе, в низовьях р. Оби (СевероСосьвинский свод), было открыто **первое газовое месторождение**, в 1958, в районе Шаима, на р. Конде (Кондинский свод), открыто **первое нефтяное месторождение**.

В течение 1959-1965 гг. помимо подтверждения газоносности Северо-Сосьвинского свода и нефтеносности Кондинского и Красноленинского сводов была установлена промышленная нефтеносность центральной группы сводов в пределах Тюменской и Томской областей, а также промышленная газоносность северной части бассейна.

12 февраля 1963 г. была пущена в эксплуатацию первая скважина Берёзовского месторождения и первый северный трубопровод протяжённостью 12 км от промысла до пос. Берёзово.

К началу 1974 г. было открыто более 100 нефтяных и газонефтяных месторождений и свыше 50 газовых месторождений.

Сложился мощный нефтегазовый сектор экономики, обеспечивший в конечном итоге добычу 60% всей российской нефти.

На территории региона добывается более 68% нефти и 92% естественного газа от общей добычи в стране.

Стратиграфия

Продуктивные горизонты приурочены к терригенным отложениям юрского, мелового, палеогенового, в меньшей степени неогенового возраста; более древние отложения (триас, палеозой) развиты лишь во впадинах. Нижне- и среднеюрские отложения представлены континентальными песчано-глинистыми породами с максимальной мощностью на севере бассейна 1000 м (на большой площади бассейна мощность их составляет 200-600 м).

| Эра-тема | Система | Отдел/Подотдел | Ярус | Возраст (млн лет) | |
|--|-------------------------------|---|---|--|----------------|
| Кайнозойская KZ | Четвертичная Q | Голоценовый Q ₁ | | 0.01 | |
| | | Плейстоценовый Q ₂ | Неоплейстоцен Q _{2n} Эоплейстоцен Q _{2e} | 0.8 1.81 | |
| | Неогеновая N | Плиоценовый N ₂ | Верхний N ₂ ¹ | Гелазский N ₂ gl | 2.58 |
| | | | Средний N ₂ ² | Пьяченцкий N ₂ pic Занклский N ₂ zap | |
| | | | Нижний N ₂ ³ | Мессинский N ₂ mes | 5.33 7.25 |
| | Неогеновая N | Миоценовый N ₁ | Верхний N ₁ ¹ | Тортонский N ₁ tor | 11.61 |
| | | | Средний N ₁ ² | Серравальский N ₁ srv Лангийский N ₁ lan | 13.65 15.97 |
| | | | Нижний N ₁ ³ | Бурдигальский N ₁ bur Аквитанский N ₁ aqt | 20.43 23.03 |
| | Палеогеновая P | Олигоценый P ₃ | Верхний P ₃ ¹ | Хаттский P ₃ h | 28.4 |
| | | | Нижний P ₃ ² | Рюпельский P ₃ r | 33.9 |
| | | Эоценовый P ₂ | Верхний P ₂ ¹ | Приабонский P ₂ p | 37.2 |
| | | | Средний P ₂ ² | Бартонский P ₂ b | 40.4 |
| | | | Нижний P ₂ ³ | Лютетский P ₂ l | 48.6 |
| | | Палеоценовый P ₁ | Верхний P ₁ ¹ | Ипрский P ₁ i | 55.8 |
| | | | Средний P ₁ ² | Танетский P ₁ t Зеландский P ₁ sl | 58.7 61.7 |
| | | | Нижний P ₁ ³ | Датский P ₁ d | 65.5 |
| | Мезозойская MZ | Меловая K | Верхний K ₂ | Маастрихтский K ₂ m | 70.6 |
| | | | | Кампанский K ₂ km (K ₂ cp) | |
| | | | | Сантонский K ₂ st | 83.5 |
| | | | | Коньякский K ₂ k (K ₂ cn) | 85.8 |
| Туронский K ₂ t | | | | 89.3 | |
| Сеноманский K ₂ s (K ₂ cm) | | | 93.5 | | |
| Нижний K ₁ | | | Альбский K ₁ al | 99.6 | |
| | | | Аптский K ₁ a | 112.0 | |
| | | | Барремский K ₁ br | 125.0 | |
| | | | Готеривский K ₁ g (K ₁ h) | 130.0 | |
| | | Валанжинский K ₁ v | 136.4 | | |
| Юрская J | | Верхний J ₃ | Берриасский K ₁ b | 140.2 | |
| | | | Титонский J ₃ t | 145.5 | |
| | | | Кимериджский J ₃ km | 150.8 | |
| | | Средний J ₂ | Оксфордский J ₂ o | 155.7 | |
| | | | Келловейский J ₂ k (J ₂ c) | 161.2 | |
| | | | Батский J ₂ bt | 164.7 | |
| | | Нижний J ₁ | Байосский J ₁ b | 167.7 | |
| | | | Ааленский J ₁ a | 171.6 175.6 | |
| Юрская J | | Нижний J ₁ | Тоарский J ₁ t | 183.0 | |
| | Плинбасхский J ₁ p | | 189.6 | | |
| | Синемюрский J ₁ s | | 196.5 | | |
| Юрская J | Нижний J ₁ | Геттангский J ₁ g (J ₁ h) | 199.6 | | |
| | | Рэтский J ₁ r | 203.6 | | |
| Триасовая T | Верхний T ₃ | Норийский T ₃ n | 216.5 | | |
| | | Карнийский T ₃ k | 228.0 | | |

| Эра-тема | Система | Отдел/Подотдел | Ярус | Возраст (млн лет) | |
|--------------------------|-----------------------------|--|--|---|----------------|
| Палеозойская PZ | Триасовая T | Средний T ₂ | Ладинский T ₂ l | 228.0 | |
| | | | Анизийский T ₂ a | 237.0 | |
| | | | Нижний T ₁ | Оленекский T ₁ o | 245.0 |
| | | | | Индский T ₁ i | 249.7 251.0 |
| | Пермская P | Татарский P ₃ | Северодвинский P ₃ s | 265.8 268.0 270.6 | |
| | | | Биярмийский P ₂ | Ураумский P ₂ ur Казанский P ₂ kz Уфимский P ₂ uf Кунгурский P ₂ k | 275.6 |
| | | Приуральский P ₁ | Артинский P ₁ ar | 284.4 | |
| | | | Сакмарский P ₁ s | | |
| | | | Асельский P ₁ a | 294.6 299.0 | |
| | | Каменноугольная C | Верхний C ₃ | Гжелский C ₃ g | 303.9 |
| | | | | Касимовский C ₃ k | 306.5 |
| | | | Средний C ₂ | Московский C ₂ m | 311.7 |
| | | | | Башкирский C ₂ b | 318.1 |
| | | Нижний C ₁ | Серпуховский C ₁ s | 326.4 | |
| | Визайский C ₁ v | | 345.3 | | |
| | Турнайский C ₁ t | | 359.2 | | |
| | Девонская D | Верхний D ₃ | Фаменский D ₃ fm | 374.5 | |
| | | | Франский D ₃ f | 385.3 | |
| | | Средний D ₂ | Живетский D ₂ zv (D ₂ g) | 391.8 | |
| | | | Эйфельский D ₂ ef | 397.5 | |
| Нижний D ₁ | | Эмский D ₁ e | 407.2 | | |
| | | Пражский D ₁ p | 411.2 | | |
| Силурийская S | Верхний S ₂ | Лохковский D ₁ l | 416.0 | | |
| | | Пржидольский S ₂ p | 418.7 | | |
| | Нижний S ₁ | Лудловский S ₁ ld | 422.9 | | |
| | | Венлокский S ₁ v (S ₁ w) | 428.2 | | |
| Ордовикская O | Верхний O ₃ | Лландоверийский S ₁ l | 443.7 | | |
| | | Ашгиллский O ₃ as | | | |
| | | Карадокский O ₃ k | 460.9 | | |
| | Средний O ₂ | Лланвирнский O ₂ l | 471.8 | | |
| | | Аренгийский O ₂ a | 478.6 | | |
| | Нижний O ₁ | Тремадокский O ₁ t | 488.3 | | |
| Кембрийская C | Верхний C ₃ | Батырбайский C ₃ bt | 501.0 | | |
| | | Акайский C ₃ ak | | | |
| | | Сакский C ₃ s | 503.0 | | |
| | Средний C ₂ | Аюсоканский C ₂ as | 510.0 | | |
| Майский C ₂ m | | 510.0 | | | |
| Нижний C ₁ | Амгинский C ₁ am | 517.0 | | | |
| | Тойонский C ₁ tn | 521.0 | | | |
| | Ботомский C ₁ b | 521.0 | | | |
| Кембрийская C | Нижний C ₁ | Атдабанский C ₁ at | 521.0 | | |
| | | Томмотский C ₁ t | (542.0) | | |

Верхнеюрские и нижнемеловые (валанжинские) породы сложены аргиллитами и песчаниками; мощность верхнеюрских отложений редко превышает 300 м, валанжинских - 500 м.

Остальная часть разреза раннемелового возраста сложена лагунными и морскими глинисто-песчаными породами мощностью от 600 м в центральной части бассейна до 1000 м на севере.

Верхнемеловые, палеоценовые и эоценовые отложения представлены морскими, в меньшей степени континентальными, глинистыми и песчаниковыми породами мощностью от 800 до 1600 м.

Отложения олигоцена мощностью не свыше 700 м выражены континентальными песками и глинами. Максимальная мощность (свыше 5000 м) осадочных отложений известна в северной части бассейна.

В среднем течении реки Обь выявлены залежи сухого газа, газоконденсатные, газонефтяные и нефтяные залежи. В Томской и Новосибирской области установлены залежи нефти в палеозойских отложениях.

Продуктивные горизонты на глубине от 0,7 до 4 км. Залежи пластовые, сводовые, литологически ограниченные и массивные.

Нефти в основном средней плотности, малосернистые, малосмолистые с невысоким содержанием парафинов.

Свободные газы верхнемеловых отложений (сеномана) метановые сухие с низким содержанием азота и углекислого газа. Содержание конденсата до $1 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Конденсат тяжёлый, нафтенового типа. Содержание конденсата в залежах газа неокома в среднем $150 \text{ см}^3/\text{м}^3$, достигает $800 \text{ см}^3/\text{м}^3$. Конденсат лёгкий, парафинового типа.

ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Цифрами обозначены:

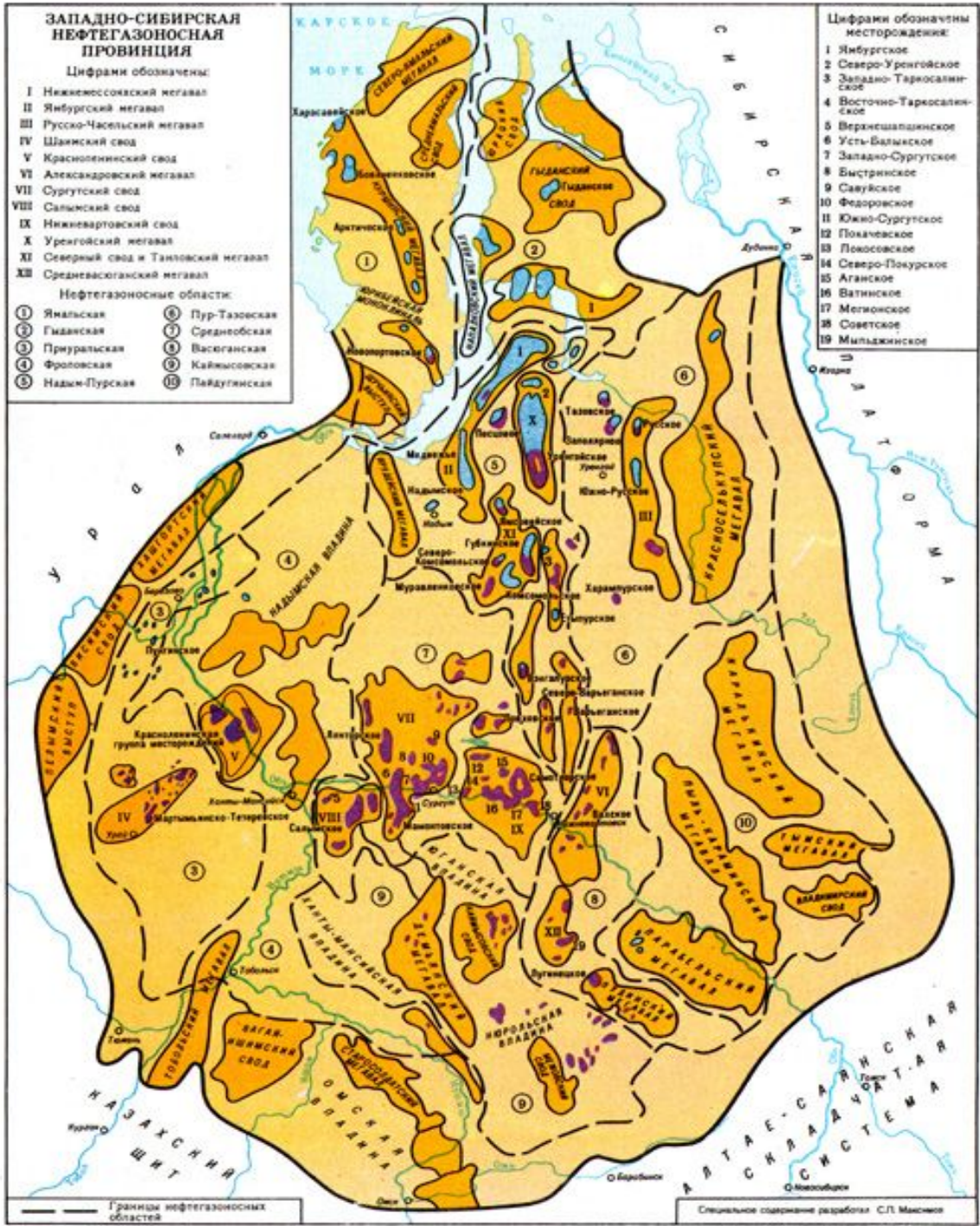
- I Нежнеиссоковский мегаал
- II Янбургский мегаал
- III Русско-Часельский мегаал
- IV Шамский свод
- V Краснолинейский свод
- VI Александровский мегаал
- VII Сургутский свод
- VIII Салымский свод
- IX Нижневартовский свод
- X Уренгойский мегаал
- XI Северный свод и Тамбовский мегаал
- XII Средневазганский мегаал

Нефтегазоносные области:

- | | |
|-----------------|-----------------|
| ① Ямальская | ⑧ Пур-Тазовская |
| ② Гаданская | ⑨ Среднеобская |
| ③ Приуральская | ⑩ Васюганская |
| ④ Фроловская | ⑪ Каймысовская |
| ⑤ Надым-Пурская | ⑫ Лайдунгская |

Цифрами обозначены месторождения:

- 1 Янбургское
- 2 Северо-Уренгойское
- 3 Западно-Таркосалинское
- 4 Восточно-Таркосалинское
- 5 Верхисалымское
- 6 Усть-Балыкское
- 7 Западно-Сургутское
- 8 Выстринское
- 9 Саульское
- 10 Федоровское
- 11 Южно-Сургутское
- 12 Полачевское
- 13 Локосовское
- 14 Северо-Покурское
- 15 Аганское
- 16 Ватинское
- 17 Мегонское
- 18 Советское
- 19 Мильдяинское



Границы нефтегазоносных областей

Специальное содержание разработок С.Л. Масиско

Тектоника

Тектонически провинция связана с Западно-Сибирской плитой. В осадочном чехле установлен ряд крупных сводов (Нижневартовский, Сургутский, Северный, Красноленинский, Каймысовский, Межовский, Среднеямальский и др.), мегавалов, прогибов и впадин, осложнённых выявленными более чем 1200 локальными поднятиями размерами от 2х3 до 30х50 км, с амплитудами от десятков до сотен метров.

Нефтегазоносные области

Западно-Сибирская НГП включает НГО:

1. Приуральскую
 2. Фроловскую
 3. Каймысовскую
 4. Пайдугинскую
 5. Васюганскую
 6. Среднеобскую
 7. Надым-Пурскую
 8. Пур-Тазовскую
 9. Гыданскую
 10. Южно-Ямальскую
 11. Усть-Енисейскую
- А также Тобольскую и Карскую предполагаемые НГО

Наиболее значительные месторождения

Нефтяные

- Самотлорское
- Мамонтовское
- Фёдоровское
- Варьеганское
- Усть-Балыкское
- Муравленковское

Газовые и газоконденсатн ые

- Уренгойское
- Ямбургское
- Бованенковское
- Заполярье
- Медвежье
- Харасавейское

Самотлорское месторождение

Расположено в Нижневартовском районе ХМАО в 15 км от Нижневартовска. **Геологические запасы месторождения составляют около 7,1 млрд тонн, из них извлекаемые – более 3,5 млрд тонн. Текущие извлекаемые запасы оцениваются в более 1 млрд тонн нефти.** Площадь Самотлорского месторождения составляет 1 752 км².

Разработка Самотлорского месторождения началась в 60-е годы прошлого века. Первая добывающая скважина была пробурена в 1969 году и меньше чем за год буровики вышли на уровень добычи в 5 млн тонн нефти. В 1980 году на Самотлоре был поставлен рекорд годовой добычи — 158,9 млн тонн. Затем, в период экономических трудностей 1990-х годов, производство упало в восемь раз.

Всего за время разработки Самотлорского месторождения построено **2 100 куста скважин**. Основная особенность месторождения – значительное количество бездействующих скважин.

В свою очередь, за счет применения новых технологий (бурения горизонтальных скважин и скважин с большими отходами, зарезки боковых стволов, гидроразрыва пласта) удалось увеличить действующий фонд скважин до почти 8 тыс.

В 2009 году ТНК-ВР планировала добыть на Самотлоре 27,8 млн тонн нефти.

На месторождении активно проводятся сейсморазведочные работы. Трехмерная сейсмика позволила открыть семь новых залежей нефти в пределах структур-сателлитов (в непосредственной близости от основных залежей месторождения) и вовлечь их в разработку.

Плановые инвестиции ТНК-ВР в Самотлорский проект составляют в 2010-2014 гг 4,6 млрд долл.

В настоящее время на Самотлорском месторождении занято более 400 компаний-подрядчиков. Наиболее крупные из них — Нижневартовскбурнефть, ПетроАльянс, Интегра-Бурение, Halliburton, Schlumberger

Уренгойское месторождение

Крупное газовое месторождение, третье в мире по величине пластовых запасов, которые превышают 10 триллионов кубометров (10^{13} м³). Находится в ЯНАО Тюменской области России. Имя дано по названию близлежащего населённого пункта — посёлка Уренгой.

Месторождение открыто в 1966. Добыча на месторождении началась в 1978. В 1981 на месторождении добыты первые 100 миллиардов кубометров природного газа. С 1984 газ с месторождения экспортируется в Западную Европу.

Общие геологические запасы оцениваются в 16 трлн м³ природного газа. Остаточные геологические запасы составляют 10,5 трлн м³ природного газа и 65,63 % от общих геологических запасов Уренгойского месторождения.

Состояние эксплуатационного фонда скважин составляет **более 1300 скважин**. Добычу на месторождении осуществляет компания ООО «Газпромдобыча Уренгой» (ранее «Уренгойгазпром») — 100 % дочернее предприятие ОАО «Газпром». Добыча природного газа в 2007 году составила 223 млрд кубометров.

В декабре 2008 года ООО «Газпромдобыча Уренгой» перешло в газодобыче рубеж в 6 трлн кубометров газа. Это мировой рекорд, официально зарегистрированный в 2009 г. «Книгой рекордов России» в разделе «самое большое количество газа добытое одним

Фёдоровское месторождение

Крупное нефтегазовое месторождение в России. Расположено в ХМАО, вблизи Сургута. Открыто в 1971 году.

Первоначальные запасы нефти составляли **2,0 млрд тонн** (по данным доклада Минприроды, на конец 2009 года **запасы** сократились до **189,9 млн т нефти** по АВС1, при этом по сравнению с предыдущим годом падение составило 4,5 % за год).

Залежи на глубине 1,8-2,3 км. Начальный дебит скважин 17-310 т/сут. Плотность нефти 0,86-0,91 г/см³.

Оператором месторождения является российская нефтяная компания «Сургутнефтегаз», для которой оно является основной ресурсной базой. Добыча нефти на месторождении в 2007 году составила 12,5 млн тонн.

Приобское нефтяное месторождение

Гигантское нефтяное месторождение, открыто в 1982 году. Расположено в ХМАО, вблизи Ханты-Мансийска. Разделено рекой Обь на две части — лево- и правобережное. Освоение левого берега началось в 1988 г., правого — в 1999 г.

Геологические запасы оцениваются в 5 млрд. тонн. Доказанные и извлекаемые запасы оцениваются в 2,4 млрд. тонн.

Залежи на глубине 2,3—2,6 км.
Плотность нефти 863-868 кг/м³, умеренное
содержание парафинов (2,4-2,5%) и содержание
серы 1,2-1,3 %.

По данным на конец 2005 года, на месторождении насчитывается **954 добывающих** и 376 нагнетательных скважин, из них 178 скважин были пробурены в течение последнего года.

Добыча нефти на Приобском месторождении в 2007 г. — составила 40,2 млн. тонн, из них «Роснефть» - 32,77, а «Газпром нефть» - 7,43 млн тонн.

В настоящее время разработку северной части месторождения (СЛТ – северная лицензионная территория) ведёт ООО «РН-Юганскнефтегаз», принадлежащее компании «Роснефть», а южной (ЮЛТ) - ООО "Газпромнефть - Хантос", принадлежащее компании «Газпром нефть».

Также на юге месторождения выделяются сравнительно небольшие Верхне-Шапшинский и Средне-Шапшинский лицензионные участки, разработку которых с 2008 года ведёт компания НАК "АКИ ОТЫР", принадлежащая ОАО «Русснефть».

Медвежье ГК месторождение

Газоконденсатное месторождение, расположенное восточнее г. Салехард Тюменской области. Открыто в 1967, разрабатывается с 1972. Центр добычи — г. Надым. Приурочено к Ныдинскому и Медвежьему локальным поднятиям Медвежьего вала.

Выявлено 3 залежи: газовая в сеноманских отложениях верхнего мела (газо-водяной контакт -1134 м), газоконденсатные в отложениях валанжина (газо-водяной контакт -2955 м) и в батских отложениях средней юры (водонефтяной контакт -3080 м). Залежи массивные и одна пластовая литологически

Продуктивные пласты сложены песчаникам и. Тип коллектора поровый. Пористость 5-37%, проницаемость 100-4500 мД. Глубина верхней залежи 1060 м, нижней — 3075 м. Эффективная мощность пластов 10-92 м.

Разработку месторождения осуществляет ООО «Газпром добыча Надым» (100-процентное дочернее общество ОАО «Газпром»).

Объем добычи в 2007 году - 61,6 млрд м³ газа

Ямбургское месторождение

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ЯНГКМ) — месторождение газа, газового конденсата и нефти. Открыто в 1969 году. Расположено в Заполярной части Западносибирской равнины, на Тазовском полуострове в субарктической зоне. Ландшафт — тундровая слабовсхолмленная равнина с густой сетью рек, ручьев, озер, болот. Толщина вечной мерзлоты достигает 400 метров. Промышленная газоносность установлена в сеноманских и неокомских отложениях. Размеры ЯНГКМ — 170 на 50 километров. По данным ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИИ Ямбургское месторождение занимает третья место в мире по

Объем добычи в 2007 году составил - 123,7 млрд куб. м газа. **Предварительные запасы составляют - 3,7 трлн куб. м газа.**

По административно-территориальному делению северная территория месторождения находится в Тазовском, а южная — в Надымском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Разработка месторождения начата в 1980 году. Лицензия на разработку принадлежит ООО «Газпром добыча Ямбург» — 100%-ному дочернему

Основные нефтепроводы:

- Усть-Балык — Омск — Павлодар — Казахстан — Чимкент — Казахстан;
- Шаим — Тюмень;
- Александровское — Нижневартовск;
- Усть-Балык — Курган — Уфа — Альметьевск;
- Нижневартовск — Курган — Самара и другие.

Построены также десятки газопроводов, идущих в основном на запад, в Центральную Россию и в Европу:

Проблемы

Основной проблемой развития ТЭК данного региона стало отставание геологоразведочных работ, «проедание» разведанных запасов сырья. Средний размер открываемых месторождений постоянно снижается, в структуре подготовленных запасов преобладают низкопродуктивные.

Необходимо внедрять новые наукоемкие технологии по поиску и разведке углеводородов. Задача укрепления минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса носит приоритетный характер с точки зрения обеспечения финансово-экономической и энергетической безопасности России. Решение этой задачи во многом лежит в плоскости правового регулирования.

По-прежнему осуществляется неудовлетворительно и квалифицированное использование попутного нефтяного газа. Не организована единая система его сбора. Значительная часть газа сжигается в факелах.

Ухудшается структура и качество ресурсной сырьевой базы – ее освоение становится менее привлекательным для крупного бизнеса. Притоку финансовых средств в геологоразведку препятствуют и несовершенство законодательства, его противоречия, отсутствие достаточных гарантий инвесторам в части окупаемости вложенных средств

Ресурсный потенциал Западной Сибири позволяет еще долгое время обеспечивать крупномасштабную добычу углеводородов, а в ближайшие годы нарастить добычу нефти до 400 млн т и газа до 650 млрд кубометров. Важную роль при этом будут играть средние и малые компании: приоритетными для них являются как раз некрупные и мелкие объекты, а, кроме того, их работа отличается большей гибкостью, эффективностью, применением новых технологий. Конечно, крупные компании останутся основными игроками в нефтедобыче, но сегмент их бизнеса будет скорее всего уменьшаться.

Сдерживающим фактором в социально-экономическом развитии нового нефтедобывающего района является отсутствие здесь развитой транспортной и энергетической инфраструктуры. Реализация целевых программ даст импульс развитию регионов Западной Сибири.

Разделение по административным районам

Ханты-Мансийский автономный округ — богатейший нефтяной регион Западной Сибири и России в целом, он производит 2/3 добываемой в стране нефти и имеет развитую инфраструктуру. В его пределах открыто 273 месторождения нефти, из которых 120 введено в разработку. Важнейшую роль в сырьевой базе играют крупнейшие (9) и крупные (77) месторождения, в которых заключено 90% разведанных запасов нефти. В результате многолетней интенсивной обработки многие из этих месторождений, в том числе крупнейшее в стране Самотлорское, в значительной степени выработаны и обводнены на 80-90%.

Ямало-Ненецкий автономный округ также характеризуется крупнейшими запасами и ресурсами нефти, но по сравнению с Ханты-Мансийским автономным округом структура последнего сложнее, так как преобладающую роль имеет нефть высокой плотности и вязкости (Русское, Северо-Комсомольское, Тазовское, Западно-Мессояховское месторождения).

Томская область образует третий по значению центр нефтедобывающей промышленности Западной Сибири, обладающий развитой сырьевой базой и нефтяной инфраструктурой. В разработку вовлечено 18 из 84 нефтяных месторождений, в том числе все крупные (Советское, Первомайское, Лугинецкое, Игольско-Талое). Средняя выработанность начальных запасов открытых месторождений составляет 30%, а перечисленных крупных месторождений 17-58%. Неразведанные ресурсы нефти в Томской области превышают согласно геологическому прогнозу уже разведанные запасы в 1.8 раза, что создает возможность многолетней сырьевой обеспеченности

Остальные административно-территориальные субъекты Западной Сибири (***юг Тюменской, а также Новосибирская и Омская области***) играют незначительную роль в региональном балансе запасов и добычи нефти Западной Сибири. В трех областях открыто 16 небольших месторождений, из которых только три — Кальчинское в Тюменской области, Прирахтовское в Омской и Малоичское в Новосибирской областях — находятся в промышленной или опытной разработке. Геологические перспективы развития сырьевой базы в целом незначительны.

Добыча нефти в Западной Сибири

| Годы | Добыча, млн.т. | Доля в России, % |
|------|----------------|------------------|
| 1970 | 31 | 10,9 |
| 1985 | 382 | 70,5 |
| 1990 | 376 | 72,8 |
| 2000 | 237 | 67,8 |
| 2005 | 333 | 70,9 |
| 2006 | 335 | 69,8 |
| 2007 | 338 | 68,8 |
| 2008 | 332 | 68 |
| 2009 | 329 | 67,3 |

Прогноз добычи нефти в Западной Сибири

| | Добыча, млн.т. | | | |
|-----------------------|----------------|------|------|------|
| | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
| Западная Сибирь | 345 | 350 | 351 | 355 |
| ХМАО | 260 | 260 | 256 | 250 |
| ЯНАО | 60 | 65 | 70 | 80 |
| Томская область | 15 | 15 | 15 | 15 |
| Новосибирская область | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| Омская область | 1 | 1 | 1 | 1 |

Добыча газа в Западной Сибири

| Годы | Добыча, млрд. м ³ | Доля в России, % |
|------|---------------------------------|---------------------|
| 1970 | 3 | 3,2 |
| 1980 | 140 | 56,3 |
| 1990 | 574 | 89,6 |
| 2000 | 533 | 91,3 |
| 2003 | 574 | 92,6 |
| 2004 | 590 | 93,1 |
| 2005 | 599 | 93,4 |
| 2006 | 608 | 92,7 |
| 2008 | 610 | 91,7 |

Прогноз добычи газа в Западной Сибири

| | Добыча, млрд.м ³ | | | |
|-----------------|-----------------------------|------|------|------|
| | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
| Западная Сибирь | 630 | 670 | 670 | 670 |
| ЯНАО | 580 | 634 | 634 | 635 |
| ХМАО | 32 | 28 | 28 | 27 |
| Томская область | 8 | 8 | 8 | 8 |

Литература

1. Горная энциклопедия -
<http://www.mining-enc.ru/z/zapadno-sibirskaya-neftegazonosnaya-provinciya/>
2. Стратегия развития Западно-Сибирского НГК
3. Т.А. Гайдукова. Учебное пособие «Нефтегазоносные провинции и области России», 2006
4. Журнал «Нефть России»
5. История геологического поиска. К 50-летию открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.
6. Официальные сайты нефтяных компаний: ТНК-ВР , Газпром