



НЕФТЬ

Авторы: Н. П. Фадеева, Ю. К. Бурлин

НЕФТЬ (от тур. *neft*, через перс. «нефт»; восходит к аккадскому «напатум» – вспыхивать, воспламенять), горючее полезное ископаемое; маслянистая жидкость со специфическим запахом, состоящая из углеводородов и неуглеводородных компонентов, распространённая в осадочной оболочке Земли. Образуется вместе с [газами природными горючими](#) обычно на глубине свыше 1,2–2 км; вблизи и на земной поверхности превращается в густую мазь, полутвёрдый асфальт и др. [битумы природные](#). В залежах в различной степени насыщена нефтяным газом.

Химический состав

Химический состав Н. различных месторождений колеблется в широких пределах, и говорить о её среднем составе можно только условно. Элементный состав Н. (%): С 82–86; Н 12–14; S 0,01–6 (редко до 8); О 0,005–0,35 (редко до 1,21); N 0,001–1,8. Кроме того, Н. содержит около 50 элементов периодической системы химических элементов, максимальные концентрации которых не превышают сотых долей процента. Среди таких микроэлементов преобладают V, Ni; встречаются Н., обогащённые U.

Н. – природный углеводородный раствор, в котором растворителем являются жидкие углеводороды, растворёнными веществами, – твёрдые углеводороды (высокомолекулярные парафины, полициклические нафтенны, некоторые арены), неуглеводородные соединения (азотистые, сернистые, кислородсодержащие, а также комплексные гетероатомные – смолы, асфальтены), газы. Углеводородный состав представлен в основном предельными углеводородами (алканами, циклоалканами и аренами). Содержание (по объёму) алканов (метановые, или парафиновые, углеводороды) доходит до 70% (при этом твёрдых парафинов в основном до 10%, иногда до 35%), циклоалканов (нафтеннов) – 25–79%, аренов (ароматических) – в основном 10–25% (до 37% в малопарафиновых Н., до 65% в высокосернистых Н.). Кроме насыщенных, в Н. обнаружено до 15% ненасыщенных углеводородов (алкенов, или олефинов), ранее считалось, что они образуются только в процессе переработки Н. (при каталитическом термоллизе и пиролизе), а в природной Н. их нет. Из неуглеводородных соединений преобладают серо-, азот- и кислородсодержащие. Сернистые соединения – сероводород, меркаптаны (содержание их обычно невелико, но иногда составляет до 75% сернистых соединений), сульфиды, дисульфиды, тиофаны, а также полициклические сернистые соединения разнообразной структуры; кроме того в Н. присутствует элементная сера (до 0,1%). По содержанию серы выделяют Н. малосернистые (до 0,5%), сернистые (0,5–2%), высокосернистые (свыше 2%). Среди азотсодержащих соединений – в основном гомологи пиридина, гидропиридина и гидрохинолина. Св. 90% находящегося в Н. кислорода связано с комплексными гетеросоединениями – смолами (вязкие вещества, содержащие кислород, азот, серу) и [асфальтенами](#), остальное с кислородными соединениями – [нефтяными кислотами](#), фенолами, кетонами и различными эфирами. По содержанию асфальтеново-смолистых веществ выделяются Н.: малосмолистые (до 10%), смолистые (10–20%) и высокосмолистые (свыше 20%). В состав Н. входят газы, растворённые в ней (от 30 до 300

м³/т), вода (до 10%) и минеральные вещества (соли; содержание их в большинстве Н. не превышает десятых долей процента).

Важным показателем качества Н. является состав фракций, которые получают в процессе перегонки (см. [Дистилляция нефти](#)) при постепенно повышающейся температуре: бензин, керосин, масла, мазут и др.

Физические свойства

Физические свойства Н. изменяются в зависимости от состава и структуры входящих в Н. индивидуальных компонентов. Её цвет варьирует обычно от светло-коричневого до тёмно-бурого и чёрного (иногда с зеленоватым или красноватым отливом), встречаются также бесцветные Н. Плотность 650–1050 (преимущественно 820–950) кг/м³. По плотности (кг/м³) выделяются классы Н.: очень лёгкие (740–800), лёгкие (800–840), средние (840–880), тяжёлые (880–920) и очень тяжёлые (920–1050). Температура начала кипения Н. выше 28 °С, температура застывания варьирует от +26 до –60 °С и зависит от содержания парафинов (чем их больше, тем температура застывания выше), температура вспышки колеблется от –35 до +120 °С в зависимости от фракционного состава и давления насыщенных паров. Вязкость изменяется в широких пределах от менее 0,1 до 10 мПа·с и зависит от химического и фракционного состава, смолистости, а также термобарических условий и количества растворённого в ней газа. Н. растворима в органических растворителях, в углеводородном природном газе. В воде при обычных условиях практически нерастворима (может образовывать с ней стойкие эмульсии), но при 200 °С и выше растворимость в воде резко возрастает. Н. оптически активна – обладает способностью вращать плоскость поляризации света, люминесцировать, преломлять проходящие световые лучи. В подавляющем большинстве Н. вращают плоскость поляризации света вправо, выявлены и левовращающие Н. (чем моложе Н., тем больше угол поворота плоскости поляризации). Оптическая активность Н. свидетельствует об их генетической связи с биологическими системами. Установлено, что главными носителями оптической активности Н. являются полициклические углеводороды – стераны и тритерпены, т. н. хемофоссилии (см. [биомаркеры](#)), несущие информацию о генезисе. Показатель преломления Н. зависит от относительного содержания углерода и водорода в гомологических рядах углеводородов, он растёт от метановых (1,3575–1,4119) к ароматическим (у бензола 1,5011). Удельная теплоёмкость Н. 1,7–2,1 кДж/(кг·К), удельная теплота сгорания 43,7–46,2 МДж/кг; диэлектрическая проницаемость 2–2,5, электрическая проводимость $2 \cdot 10^{-8}$ – $3 \cdot 10^{-17}$ (Ом·м)^{–1}. Сведения о свойствах и составе Н. используются для установления её генезиса и процессов формирования месторождений; для уточнения направлений поиска и разведки, прогнозирования качества Н., для проектирования и организации её рациональной добычи, транспорта, хранения и рациональной переработки.

Классификации

Классификации Н., основанные на различиях в её составе и свойствах, разработаны для разных целей: химические – имеющие как самостоятельное значение, так и лежащие в основе других классификаций; геохимические и генетические – для характеристики и идентификации Н.; технологические – для оценки способов переработки Н. В наиболее распространённой в России химической классификации по соотношению метановых, нафтенных и ароматических углеводородов выделяются различные классы Н., коррелирующиеся с содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов, твёрдых парафинов, плотностью. Различают Н.: метановые (содержание алканов в бензинах свыше 50% и маслах свыше 30%; небольшое количество смол и

асфальтенов); метаново-нафтенновые (алканы и цикланы в одинаковых количествах, аренов не более 10%, мало смол и асфальтенов); нафтенновые (содержание цикланов во всех фракциях 60% и более), нафтенново-метаново-ароматические (алканы, цикланы, арены в одинаковых количествах, много смол и асфальтенов – более 10%); нафтенново-ароматические (преобладают нафтенны и арены, алканы только в лёгких фракциях и их мало, концентрация смол и асфальтенов высокая – 15–20%); ароматические (повышенное содержание аренов во всех фракциях). Основу технологической классификации Н. в России составляют: содержание серы (классы Н.: I – малосернистые; II – сернистые; III – высокосернистые); потенциальное содержание фракций, выкипающих до 350 °С (типы: Т₁ – свыше 45%, Т₂ – 30–44,9% и Т₃ – до 30%); потенциальное содержание масел (группы М₁, М₂, М₃ и М₄; для М₁ содержание масел свыше 25%, для М₄ – до 15%); качество масел (подгруппы: И₁ – с индексом вязкости масла свыше 85; И₂ – с индексом вязкости 40–85); содержание парафина в Н. и возможность получения реактивных дизельных зимних или летних топлив и дистиллятных масел с депарафинизацией или без неё (виды: П₁ – до 1,5% парафина, П₂ – 1,5–6% и П₃ – свыше 6%). Сочетание обозначений класса, типа, группы, подгруппы и вида составляет шифр технологической классификации Н. За рубежом Н. сортируют в основном по плотности и содержанию серы.

Происхождение и условия залегания

Происхождение и условия залегания Н. издавна привлекали внимание естествоиспытателей. В 1546 Г. [Агрикола](#) писал, что Н. и [каменные угли](#) имеют неорганическое происхождение; угли образуются путём сгущения Н. и её затвердевания. М. В. [Ломоносов](#) (1763) высказал идею о дистилляционном происхождении Н. под действием глубинного тепла из органического вещества, которое даёт начало и каменным углям. Со 2-й половины 19 века усиливается интерес к Н. в связи с развитием нефтяной промышленности, появляются разнообразные гипотезы неорганического (минерального) и органического происхождения Н. Гипотезы неорганического происхождения Н. разделялись многими исследователями 19 в. Французский химик П. Э. М. Бертло (1866) предположил, что Н. образуется в недрах Земли при воздействии углекислоты на щелочные металлы; французский химик Г. Биассон (1871) выступил с идеей о происхождении Н. путём взаимодействия воды, CO₂, H₂S с раскалённым железом. Д. И. [Менделеев](#) (1877) предложил минеральную (карбидную) гипотезу, согласно которой возникновение Н. связано с проникновением воды в глубь Земли по разломам, где под действием её на «углеродистые металлы» (карбиды) образуются углеводороды и оксид железа. В. Д. Соколов (1889) изложил гипотезу космического происхождения, в которой исходным материалом для возникновения Н. служили углеводороды, содержащиеся в газовой оболочке Земли во время её звёздного состояния; по мере остывания Земли углеводороды были поглощены расплавленной магмой, а затем, в процессе формирования земной коры, газообразные углеводороды проникли в осадочные породы, сконденсировались и образовали Н. В 20 веке были предложены также гипотезы вулканического происхождения Н. (американский геолог Ю. Кост, 1905), минерального мантийного образования (русский учёный Н. М. [Кижнер](#), 1914, американские исследователи – Е. Мак-Дермот, 1939, К. Ван Орстранд, 1948). В 1950–60-е годы российские (Н. А. [Кудряцев](#), В. Б. Порфирьев, Г. Н. Доленко и другие) и зарубежные (Ф. Хойл, Великобритания; Т. Голд, США и др.) учёные также выдвинули различные гипотезы неорганического происхождения Н.

Большинство геологов-нефтяников в России и за рубежом – сторонники концепции органического происхождения промышленных скоплений Н. Установление в конце 19 – начале 20 веков. оптической активности Н. и тесной

связи её с сапропелевым органическим веществом осадочных пород привело к возникновению сапропелевой гипотезы, высказанной впервые немецким ботаником Г. Потонье (1904–05). В дальнейшем её развивали российские учёные Н. И. [Андрусов](#), В. И. [Вернадский](#), И. М. [Губкин](#), Н. Д. [Зелинский](#), Г. П. Михайловский, Д. В. [Голубятников](#), М. В. [Абрамович](#) и др.; польский геолог К. [Богданович](#), немецкий исследователь К. Энглер; американские геологи Дж. Ньюберри, Э. Ортон, Д. Уайт и др. В 1920-е годы начаты геолого-геохимические исследования по проблеме нефтеобразования и связанной с ней проблеме нефтематеринских отложений (в СССР А. Д. [Архангельский](#), 1925–26; в США П. Траск, 1926). В 1932 была опубликована работа Губкина «Учение о нефти», сыгравшая огромную роль в развитии представлений о генезисе Н. и формировании её залежей. В 1950-е годы (в СССР – А. И. Горская, в США – Ф. Смит) были открыты нефтяные углеводороды в современных осадках водоёмов различного типа (озёрах, заливах, морях, океанах). Дальнейшему прогрессу представлений о происхождении Н. способствовали работы многих учёных и коллективов исследователей из разных стран: СССР (В. И. Вернадский, А. П. [Виноградов](#), И. М. Губкин, Н. М. [Страхов](#), А. А. [Трофимук](#), И. О. [Брод](#), Н. Б. [Вассоевич](#), В. В. Вебер, А. Ф. Добрянский, В. А. Соколов, В. А. Успенский и др.), США (А. Леворсен, Дж. Смит, Дж. Хант, Х. Хедберг и др.), Франции (Б. Тиссо и др.), Германии (Р. Майнхольд, П. Мюллер, М. Тайхмюллер, Д. Вельте и др.), а также Японии, Великобритании и др. Убедительные доказательства биогенной природы нефтематеринского вещества были получены в результате детального изучения эволюции молекулярного состава углеводородов и их биохимических предшественников в исходных организмах, в органическом веществе осадков и пород и в различных Н. из залежей. Важным явилось обнаружение в составе Н. хемофоссилий – своеобразных молекулярных структур, унаследованных целиком или в виде фрагментов от органического вещества. Изучение распределения стабильных изотопов углерода, серы, азота, кислорода, водорода в Н., органическом веществе пород и в организмах (А. П. Виноградов, Э. М. [Галимов](#)) также подтвердило связь Н. с органическим веществом осадочных пород.

Н. представляет собой жидкую гидрофобную фазу продуктов фоссилизации (захоронения) органического вещества в осадочных отложениях и дальнейших его преобразований в процессе литогенеза. Нефтеобразование – стадийный, длительный (обычно много миллионов лет) процесс. Обязательным его условием является существование крупных областей погружения земной коры – осадочных бассейнов, в процессе развития которых породы, содержащие органическое вещество, могли достичь зоны с благоприятными термобарическими условиями для образования Н. Большинство исследователей выделяют ряд стадий: подготовительную (диагенез, протокатагенез), во время которой под влиянием биохимических и биокаталитических факторов образуются рассеянные в материнской породе углеводороды и др. компоненты Н. (битумоиды); главную (мезокатагенез – главная фаза/зона нефтеобразования), когда генерируется основная масса жидких углеводородов, происходит термкатализ, декарбоксилирование, диспропорционирование водорода, приводящие к «созреванию» битумоидов, а также сближение их по составу с собственно Н. и миграция в коллекторы, а по ним в ловушки; стадию, завершающую образование углеводородов (апакатагенез – зона конденсатообразования и главная фаза/зона газообразования), когда усиливается накопление низкомолекулярных углеводородов и образование обычно газорастворённой Н. – газоконденсата; по мере погружения газы становятся более «сухими» (т. е. богатыми CH_4 и CO_2). Заключительной является стадия разрушения и рассеивания Н., превращения её в твёрдые битумы (асфальты, озокериты и др.).

Основным исходным веществом Н. является планктон, обеспечивающий наибольшую биопroduкцию в водоёмах и накопление в осадках [органического вещества](#) сапропелевого типа, характеризующегося высоким

содержанием водорода. Генерирует Н. и гумусовое вещество (но в гораздо меньшем количестве), образующееся в основном из растительных остатков. Потенциально [нефтегазоматеринские породы](#) в процессе погружения достигают зоны мезокатагенеза, где наиболее активно действует главный фактор нефтеобразования – длительный прогрев органического вещества при температуре свыше 50 °С. Верхняя граница этой зоны располагается на глубине от 1,3–1,7 (при среднем геотермическом градиенте 4 °С/100 м) до 2,7–3 км (при градиенте 2 °С/100 м) и фиксируется сменой буроугольной степени [углефикации](#) (протокатагенез) органического вещества каменноугольной (мезокатагенез); нижняя граница зоны – 3,5–5 км, характеризуется степенью углефикации органического вещества, свойственной коксовым углям. В зоне мезокатагенеза углефикация органического вещества достигает степени, отвечающей [каменным углям](#) марки Г (газовым), и характеризуется значительным усилением термического и/или термokatалитического распада полимерлипоидных и др. компонентов [керогена](#). Образуются в большом количестве нефтяные углеводороды, в том числе низкомолекулярные (C₅–C₁₅). Они дают начало бензиновой и керосиновой фракциям Н., значительно увеличивают подвижность микроневти. Одновременно (вследствие снижения сорбционной ёмкости материнских пород, увеличения внутреннего давления в них, выделения воды при дегидратации глин) усиливается перемещение микроневти в ближайшие [коллекторы](#) нефти и газа (первичная миграция). По порам, трещинам и др. пустотам Н. движется в приподнятые участки [природного резервуара](#) – ловушки (вторичная миграция), где накапливается и сохраняется длительное время под слабопроницаемыми породами-покрышками, образуя залежи. В результате гравитационной дифференциации газа, Н. и воды наиболее приподнятую часть ловушки занимает газ («газовая шапка»), ниже – Н., под ней располагается вода. Большая часть залежей Н. связана с осадочными породами. Экранирующими породами ([покрышками](#) залежей нефти и газа) являются глины, аргиллиты, соленосные отложения, реже – карбонатные породы. Залежи Н. чаще всего образуются: в сводах антиклинальных структур – структурный тип [ловушек](#) нефти и газа; в зонах выклинивания вверх по восстанию пласта коллектора или линзовидного его залегания, а также в областях резкого изменения его физических свойств – литологические залежи; в зонах срезания и несогласного перекрытия коллектора покрышкой – стратиграфические залежи. Н. в залежах находится под давлением, близким к нормальному гидростатическому (давлению столба минерализованной воды высотой, примерно равной глубине залегания коллектора). Известны залежи с аномально высокими и аномально низкими пластовыми давлениями. Эти аномалии формируются в гидродинамически замкнутых частях разреза. Встречаются аномальные давления, в 1,5–2 раза превышающие нормальное гидростатическое. Пластовая температура также растёт с глубиной в среднем на 2,5–3,5 °С на 100 м. Отмечаются и температурные аномалии, связанные главным образом с неоднородностью эндогенного теплового потока, тепловой анизотропией, а также с процессами преобразования углеводородов в залежах, конвективным переносом тепла при их формировании, процессами сжатия газа и др.

Н. залегает преимущественно на глубинах от десятков метров до 5–6 км, однако на глубинах свыше 4,5–5 км преобладают газовые и газоконденсатные залежи с незначительным количеством лёгких фракций Н. Максимальное число залежей Н. располагается в интервале 1–3 км. Практическое значение имеют залежи с извлекаемыми запасами от сотен тысяч тонн и более; обычно извлекаемые запасы залежей – миллионы, очень редко – миллиарды тонн. Совокупность залежей, контролируемых единым структурным элементом, образует нефтяное месторождение (см. в ст. [Углеводородов месторождение](#)).

Размещение месторождений

В современном структурном плане Земли насчитывается около 600 бассейнов (провинций) площадью от



Морская нефтедобывающая платформа в Мексиканском заливе.

нескольких тысяч до миллионов км²; суммарная площадь их около 80 млн. км², в том числе 50 млн. км² на суше и 30 млн. км² на шельфах.

Промышленная нефтеносность установлена в 160 бассейнах, остальные перспективны для поисков. К кайнозойским отложениям приурочено около 25% известных запасов Н., к мезозойским – 55%, к палеозойским – 20%. В пределах нефтегазоносных бассейнов (провинций) выделяют области, районы и/или зоны, характеризующиеся пространственной обособленностью и общностью условий формирования и размещения месторождений (см. [Нефтегеологическое районирование](#)).



Буровая скважина на нефтяном месторождении в центральной части Колумбии.



Архив А. И. Нагаева
Морская нефтедобывающая платформа на шельфе Южно-Китайского моря (Вьетнам).



ОАО «ЛУКОЙЛ»
Морская нефтедобывающая платформа на месторождении

Месторождения Н. выявлены на всех континентах (кроме Антарктиды) и на значительных площадях прилегающих акваторий. Наиболее крупные месторождения Н. обнаружены на Ближнем и Среднем Востоке в [Персидского залива нефтегазоносном бассейне: Гавар](#) (Саудовская Аравия) и [Большой Бурган](#) (Кувейт). Крупные месторождения выявлены в странах Северной и Западной Африки (Ливия, Алжир, Нигерия, Ангола) и Азии (Казахстан, Китай, Азербайджан, Индонезия, Бруней); меньшие по запасам – в Австралии, Индии, Мьянме, Малайзии, и совсем мелкие – в Японии. В США известно свыше 20000 месторождений; наиболее крупное открыто в штате Аляска ([Прадхо-Бей](#)), второе по величине – в штате Техас ([Ист-Тексас](#)), несколько меньшие месторождения известны в Калифорнии, Оклахоме и др. штатах. Крупные месторождения найдены в Мексике и Канаде. В Южной Америке месторождения с большими запасами открыты в Венесуэле (группа [Боливар](#) в [Маракайбском нефтегазоносном бассейне](#)); единичные крупные месторождения выявлены в Аргентине, Колумбии; более мелкие – в Бразилии, на острове Тринидад и в смежных с ним акваториях. В Европе (кроме России) крупные месторождения открыты лишь в акваториях Северного моря (Норвегия, Великобритания). Поиски, разведка и разработка месторождений Н. ведутся также в Мировом океане на шельфах окраинных и внутренних морей. Месторождения Н. открыты в акваториях Каспийского, Чёрного, Северного, Средиземного, Яванского, Южно-Китайского, Японского и Охотского морей; Персидского, Суэцкого, Гвинейского, Мексиканского, Кука и Пария заливов; Бассова пролива; прибрежных частей Атлантического (на шельфах США, Анголы, Республики Конго, Бразилии, Аргентины, Канады), Тихого (вблизи Калифорнии, Перу и Эквадора) и Индийского (вблизи Северо-Западной Австралии) океанов. Дальнейшее освоение ресурсов Н. Мирового океана идёт по линии расширения работ на шельфах, континентальных окраинах материков на глубине воды свыше 1500 м.

имени Ю. Корчагина в Каспийском море (Россия).

Поисково-разведочные работы

Поисково-разведочные работы велись с глубокой древности в местах выхода Н. и газа на поверхность. Вблизи выходов Н. закладывались неглубокие колодцы. В средние века бурили неглубокие скважины для поисков мест заложения колодцев. С середины 1860-х гг. бурение становится основным методом поисков Н. Но ещё долгое время скважины на Н. бурились наугад. Раньше всего была выявлена связь месторождений Н. с антиклинальными зонами, в пределах которых часто не наблюдалось поверхностных нефте- или газопроявлений. Поиски Н. ориентировались на антиклинальные зоны; выявление их методами геологической съёмки стало обязательным элементом поискового процесса. Позднее установили связь скоплений Н. и газа ещё и с зонами развития [сбросов, надвигов](#), угловых несогласий в залегании пород, с зонами выклинивания пластов, соляными куполами, рифовыми массивами, образующими в пористых и проницаемых пластах ловушки для Н. и газа. Крупным событием явилось открытие И. М. Губкиным в Майкопском районе нефтяных залежей в погребённых русловых песчаных отложениях (1911). Антиклинальная теория преобразуется в гравитационную, согласно которой Н. и газ заполняют наиболее приподнятые части различных ловушек. В связи с этим поиски Н. и газа стали ориентировать на выявление геологических условий нахождения ловушек. Начинают широко использоваться структурно-геологическая съёмка, структурное бурение, а в 1930-е годы – геофизические методы обнаружения структур, и прежде всего – электроразведка. В 1940-е годы [геофизические методы разведки](#) становятся основными при поиске структур, содержащих нефтяные и газовые месторождения, особенно на платформах. Начинают развиваться прямые [геохимические поиски](#) Н. и газа, вначале путём фиксации микрогазопроявлений на поверхности и в неглубоких скважинах – [газовая съёмка](#). Середина 20 века знаменуется выходом нефтепоисковых работ на новые, геологически малоизученные территории суши, подводные окраины материков и внутренние моря; поиски Н. в старых [нефтегазоносных бассейнах](#) ориентируются на большие глубины и геологически сложные условия (надвиговые зоны, мощные скопления соли и др.). Это повлекло за собой существенные изменения в методах поисков, потребовало знания не только современного геологического строения бассейнов, перспективных в нефтегазоносном отношении, но и истории геологического развития их с палеофациальными, палеотектоническими, палеогидрогеологическими и другими реконструкциями. Теоретические представления о происхождении Н. и формировании месторождений становятся основой прогнозирования их размещения. Значительно совершенствуются геофизические и прежде всего сейсмические методы, результаты которых позволяют строить геологические разрезы (см. [Сейсмостратиграфия](#)), картировать локальные структуры и зоны их развития. Разрабатываются и внедряются прямые геофизические методы поисков Н. и газа, основанные на геофизических эффектах, вызываемых наличием в земной коре залежей Н. или газа, совершенствуются прямые геохимические методы поисков, используются результаты космогеологических исследований. Внедряются различные математические методы, позволяющие прогнозировать размещение ресурсов углеводородов, и в частности отдельно Н. и газа, определять тем самым наиболее эффективные направления поисков и оптимальные системы размещения разведочных скважин на месторождениях.

Добыча

Добыча Н. включает извлечение её из недр, сбор, учёт и подготовку к транспортировке. Почти вся добываемая в мире Н. извлекается посредством эксплуатационных [буровых скважин](#). В случаях неглубоко залегающих пластов, насыщенных высоковязкой Н., осуществляют [шахтную разработку нефтяного месторождения](#).



ОАО «ЛУКОЙЛ»

Буровая скважина на нефтяном месторождении в Западной Сибири (Россия).



Фото А. И. Нагаева

Нефтедобывающие скважины на Ишимбаевском месторождении Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Башкирия, Россия).

Добыче Н. при помощи буровых скважин предшествовали примитивные способы. Разработка Н. была издавна известна в Египте, Месопотамии, Мьянме, Китае, на Северном Кавказе, в бассейне Печоры и др. местах. Сбор Н. с поверхности открытых водоёмов – первый по времени появления способ добычи Н., который до н. э. применялся в Мидии, Вавилонии и Сирии, в 1 в. на Сицилии и др. местах. В начале н. э. практиковали «морскую» нефтедобычу в районе Мёртвого моря – плавающую Н. обрызгивали уксусом и после её загустевания собирали. В России сбор Н. с поверхности реки Ухта был начат Ф. С. Прядуновым (1745). В 1858 на полуострове Челекен и в 1868 в Кокандском ханстве Н. собирали в канавах, по которым вода стекала из озера. В канаве делали запруды из досок с проходом воды в нижней части: Н. накапливалась на поверхности. Разработка нефтесодержащих грунтов впервые описана итальянским учёным Ф. Ариосто в 15 в. (добыча велась в Италии, близ Модены). Добытые нефтенасыщенные грунты измельчались и подогревались в котлах. Затем Н. выжимали в мешках при помощи пресса. В 1819 во Франции нефтесодержащие пласты известняка и песчаника разрабатывались шахтным способом при помощи штолен, иногда длиной свыше 1 км. Добытую породу помещали в чан, наполненный горячей водой. После перемешивания на поверхность воды всплывала Н., которую собирали черпаком. В 1833–45 на берегу Азовского моря добывали песок, пропитанный Н. Песок помещали в ямы с покатым дном и поливали водой. Вымытую из песка нефть собирали с поверхности воды пучками травы. Добыча Н. из колодцев производилась в Сузиане (ныне Иран, остан Хузестан) с 7 в. до н. э. Аналогичный метод использовался на Апшеронском полуострове с 8 в. Подробное описание колодезной добычи

Н. в Баку дал немецкий натуралист Э. Кемпфер в 17 в. Глубина колодцев достигала 27 м, их стенки обкладывали камнем или укрепляли деревом. В 1729 составлена карта Апшеронского полуострова с указанием нефтяных колодцев. В 1825 в Баку из 120 колодцев добыто 4126 т Н., а в 1862 из 220 колодцев – 5480 т. Добыча Н. посредством буровых скважин начата в середине 19 в. На Апшеронском полуострове, близ Баку, пробурена первая разведочная скважина (1848), первая эксплуатационная – на Кубани, в районе реки Кудако (1864). Промышленная добыча Н. на территории России велась в конце 19 – начале 20 вв., на Апшеронском полуострове, на полуострове Челекен, в районе Грозного, в Краснодарском крае, Тимано-Печорском регионе, Прикаспийской впадине (Эмба), Ферганской впадине, на острове Сахалин, в Прикарпатье и др. В 1930–50-х гг. открыты и введены в разработку месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, на полуострове Мангышлак, в Предкавказье, Днепровско-Припятской впадине. В 1960–85 гг. открыты многочисленные месторождения Западной Сибири, ставшей главной базой страны по добыче Н. В кон. 1990-х гг. добыча Н. велась в основном из ранее открытых и разведанных месторождений.

Масштабы мировых запасов, добычи и потребления

Мировые доказанные (подтверждённые) запасы Н. (вместе с газовым конденсатом) по 100 странам превышают

224 млрд. т (начало 2013). Распределение запасов по нефтяным месторождениям, а также по странам и регионам крайне неравномерное. Из известных свыше 40 тыс месторождений Н. более 80% – с извлекаемыми запасами менее 1 млн. т. Уникальные месторождения (свыше 300 млн. т) составляют 0,2% общего количества, но содержат 38% разведанных запасов Н. земного шара.

В Азии (без России) сосредоточено 58,6% запасов Н.; в Северной Америке, Центральной и Южной Америке – 24,6%; в Африке – 7,4%; в Европе (без России) – 1,1%; в Австралии (вместе с Океанией, Новой Зеландией и Папуа–Новой Гвинеей) – 0,1%. Около 85% мировых доказанных запасов Н. (с конденсатом) выявлено в 11 странах (млрд. т, без России): Венесуэле (44,6), Саудовской Аравии (35,8), Канаде (24,1), Иране (21,2), Ираке (18,5), Кувейте (14,0), ОАЭ (12,9), Ливии (6,5), Нигерии (5,2), США (3,9), Китае (3,2).

Мировая добыча Н. (вместе с газоконденсатом) составила (2012) 3,7 млрд. т. На долю ультралёгкой Н. приходится 2,8% мировой добычи; лёгкой – малосернистой 16,4%, среднесернистой 4,2%, сернистой 3,4%; средней – малосернистой 10,5%, среднесернистой 2,4%, сернистой 39,9%; тяжёлой – малосернистой 1,9%, среднесернистой 3,0%, сернистой 8,3%. Ещё 7,2% приходится на Н. неопределённого типа (80% которой добывается в США).

Доля Азии в мировой добыче (без России) – 45,4%, Америки – 24,7%, Африки – 10,9%, Европы (без России) – 4,7%, Австралии и Океании – 0,1%. На 10 крупнейших нефтедобывающих стран (кроме России) приходится свыше 52% мировой добычи (млрд. т), в т. ч.: Саудовская Аравия (0,47), США (0,32), Китай (0,20), Канада (0,16), Иран (0,15), Мексика (0,14), Ирак (0,14), Кувейт (0,13), Венесуэла (0,12), ОАЭ (0,12).

Основные зарубежные страны – потребители Н. и нефтепродуктов (2012, млрд. т): США (0,79), Китай (0,51), Япония (0,23), Индия (0,17), Саудовская Аравия (0,14), Бразилия (0,13), Германия (0,11), Республика Корея (0,11), Канада (0,11), Мексика (0,11), Иран (0,09), Франция (0,08), Великобритания (0,07), Индонезия (0,07), Испания (0,06), Италия (0,06), Сингапур (0,06), Таиланд (0,05), Нидерланды (0,04).

В России запасы Н. (млрд. т, на начало 2013) составили: разведанные ($A+B+C_1$) 18,02, предварительно оцененные (C_2) 10,85; конденсата (млрд. т): разведанные 2,1, предварительно оцененные 1,4. Суммарные балансовые запасы жидких углеводородов (Н. с конденсатом) в стране 32,4 млрд. т, в том числе разведанные запасы 20,1 млрд. т. Исходя из этой (отечественной) оценки, страна находится на пятом месте в мире по запасам после Венесуэлы, Саудовской Аравии, Канады и Ирана; на её долю приходится около 8% мировых запасов (эта оценка не учитывает экономическую составляющую добычи). Зарубежные аналитики оценивают доказанные запасы нефти России в 11–11,9 млрд. т (4,9–5,2% мировых запасов) и отводят РФ восьмое место в мире. В России основные разведанные запасы Н. связаны с месторождениями [Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции](#) и [Волго-Уральской нефтегазоносной провинции](#), а также [Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции](#), [Прикаспийской нефтегазоносной провинции](#), [Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции](#) и Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции.

Россия обладает значительным потенциалом роста запасов Н., наиболее достоверные перспективные ресурсы Н. составляют 12,5 млрд. т, прогнозные ресурсы, характеризующиеся меньшей степенью изученности, оцениваются почти в 50 млрд. т. Большая часть перспективных ресурсов сосредоточена в Западно-Сибирской, Лено-Тунгусской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях (таблица 1).

Таблица 1. Распределение прогнозных и перспективных ресурсов нефти и общих (прогнозные и перспективные) ресурсов конденсата по основным нефтегазоносным провинциям РФ, млрд. т (на начало 2013)

Нефтегазоносные провинции и области	Ресурсы нефти		Ресурсы конденсата
	Прогнозные	Перспективные	Общие
Западно-Сибирская	24,9	5,2	8,5
Лено-Тунгусская	7,5	2	2,2
Тимано-Печорская	4,2	1,6	0,4
Волго-Уральская	3	1,4	0,2
Восточно-Арктическая	2,5	нет данных	0,5
Лаптевоморская	1,5	нет данных	0,1
Охотская	1,2	0,3	0,09
Северо-Карская	1,2	нет данных	нет данных
Черноморская	0,6	0,2	нет данных
Провинции Тихоокеанской окраины	0,5	нет данных	нет данных
Восточно-Баренцевская	0,5	нет данных	0,2
Западно-Баренцевская	0,4	нет данных	0,2
Прикаспийская	0,4	0,09	0,9
Новосибирско-Чукотская	0,2	нет данных	нет данных
Япономорская	0,2	нет данных	нет данных
Лено-Вилъюйская	0,1	2	0,1
Балтийская область	0,04	0,03	нет данных
Момо-Зырянская	0,04	нет данных	нет данных
Северо-Кавказская	нет данных	1,7	0,2
Северо-Донецкая область	нет данных	0,06	нет данных

Государственным балансом РФ учтено 2923 месторождения с запасами Н., из них 83 крупных (запасы каждого от 60 до 300 млн. т) и 12 уникальных (запасы свыше 300 млн. т, таблица 2), кроме того, учтено 456 месторождений с запасами газового конденсата (значительные запасы содержат, как правило, крупные месторождения природного горючего газа, почти 60% запасов заключено в 10 крупных газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях, таблица 3). На крупные и уникальные месторождения приходится 57% разведанных запасов Н. (с конденсатом) страны.

Таблица 2. Уникальные месторождения нефти РФ

Месторождение, административная	Запасы на начало 2013, млн. т	Доля в	Добыча в

принадлежность	Тип	Разведанные	Предварительно оцененные	запасах РФ, %	2012, млн. т
Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (бассейн)					
Приобское, Ханты-Мансийский автономный округ	Н	1194,4	382,05	5,5	37,72
Самотлорское, Ханты-Мансийский автономный округ	НГК	939,7	42,6	3,4	23,15
Красноленинское, Ханты-Мансийский автономный округ	НГК	536,1	621,5	4	7,92
Ванкорское, Красноярский край	НГК	419,9	23,9	1,5	18,07
Русское, Ямало-Ненецкий автономный округ	ГН	347,1	60,6	1,4	0,05
Салымское, Ханты-Мансийский автономный округ	Н	296,7	227,4	1,8	0,81
Приразломное, Ханты-Мансийский автономный округ	Н	208,2	184,0	1,4	7,46
Восточно-Мессояхское, Ямало-Ненецкий автономный округ	НГК	132	208,5	1,2	0
Уренгойское, Ямало-Ненецкий автономный округ	НГК	111,6	487,7	2,1	0,3
Волго-Уральская нефтегазоносная провинция (бассейн)					
Ромашкинское, Татарстан	Н	286,2	36,8	1,1	15,24
Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция (бассейн)					
Юрубчено-Тохомское, Красноярский край	НГК	167,5	354, 7	1,8	0,05
Куюмбинское, Красноярский край	НГК	219,4	36,8	1,1	0,02

Таблица 3. Основные месторождения нефти с запасами и добычей конденсата

Месторождение, административная принадлежность	Тип	Запасы на начало 2013, млн. т		Доля в запасах РФ, %	Добыча в 2012, млн. т
		Разведанные	Предварительно оцененные		
		Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (бассейн)			
Уренгойское, Ямало-Ненецкий автономный округ	НГК	391,2	198	16,8	2,91
Ямбургское, Ямало-Ненецкий автономный округ	НГК	107,5	133,2	6,9	0,95
Заполярное, Ямало-Ненецкий автономный округ	НГК	57,7	8,4	1,9	1,3

Бованенковское, Ямало-Ненецкий автономный округ	ГК	57	54,8	3,2	0
Харасавэйское, Ямало-Ненецкий автономный округ (Карское море)	ГК	45,2	43,7	2,5	0
Песцовское, Ямало-Ненецкий автономный округ	НГК	27,8	118,3	4,2	0
Прикаспийская нефтегазоносная провинция (бассейн)					
Астраханское, Астраханская область	ГК	376,6	162,1	15,4	3,04
Центральноастраханское, Астраханская область	ГК	7,5	110,1	3,4	0
Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция (бассейн)					
Ковыктинское, Иркутская область.	ГК	68,3	15,5	2,4	0
Охотская нефтегазоносная провинция (бассейн)					
Южно-Киринское, Охотское море	ГК	20,4	51,2	2	0

По добыче Н. Россия занимает 1-е место в мире (около 14% общемировой). Добыча Н. (2012, млн. т) достигла 496,06, конденсата 17,85. Крупные и уникальные месторождения дают 58% российской добычи Н. Основная доля (88%) нефтедобычи страны приходится на Западно-Сибирскую (320,8 млн. т, или около 2/3 нефтедобычи РФ; большая часть добывается на месторождениях: Ханты-Мансийского автономного округа – Приобском, Самотлорском; Красноярского края – Ванкорском) и Волго-Уральскую нефтегазоносные провинции. Помимо традиционных районов нефтедобычи ведётся освоение территорий с неразвитой инфраструктурой: начата добыча на Приразломном нефтяном месторождении на шельфе Печорского моря (2013); в Якутии на Восточно-Алинском нефтяном месторождении (2012), Соимлорском нефтяном (2012) и Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном (2013) месторождениях; на полуострове Ямал на Новопортовском месторождении (2013); опытная добыча на Восточно-Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении на Гыданском полуострове. Добыча нефти в Лено-Тунгусской провинции составила 16,8 млн. т, в основном на Верхнечонском месторождении (7 млн. т) в Иркутской области и Талаканском месторождении (6,2 млн. т) в Якутии. В Охотской провинции основной объём добычи 10,9 млн. т получен на шельфе Охотского моря, на суше только 0,8 млн. т. В Волго-Уральской провинции запасы уникального Ромашкинского месторождения выработаны почти на 88,8% и обеспечивает чуть более 13% добычи провинции, остальное добывают из почти 1000 месторождений. Добыча конденсата в РФ составила 17,85 млн. т. Почти 2/3 сырья добыто в Западно-Сибирской провинции, в т. ч. 40% в Ямало-Ненецком автономном округе; в Прикаспийской провинции 17%, в основном на Астраханском месторождении; в Охотской провинции около 14%. Перспективы роста нефтедобычи связывают с разработкой трудноизвлекаемых запасов нефти: сланцевой (запасы РФ на 30% больше, чем США), высоковязкой, из низкопроницаемых коллекторов, высокообводнённых залежей и нефтяных оторочек нефтегазовых залежей. Экспорт Н. с конденсатом (2012, млн. т) достиг 240, нефтепродуктов 138,2, импорт нефтепродуктов в страну составил 1,2 млн. т.

Использование

Использование Н. и её природных производных началось до нашей эры. В 3-м тысячелетии до н. э. в

государствах Двуречья и Древнем Египте асфальт применялся как связующее и водонепроницаемое вещество вместе с песком и известью для изготовления мастики, используемой при сооружении зданий из кирпича и камня, дамб, причалов и дорог. Н. сжигали в светильниках и применяли в качестве лекарства. Её использовали в военном деле как воспламеняющееся вещество вместе с селитрой, серой и смолой для изготовления «огненных стрел» и «огненных горшков». В военных действиях Н. использовалась более 2 тысяч лет назад (с 673 «греческий огонь»). Н. была предметом торговли. В исторических источниках упоминается, что она привозилась в Марсель из Лангедока (приморская область Франции), турецкого города Смирна и сирийского города Алеппо (4,5 т в год). По свидетельству Марко Поло (13 в.), бакинская Н. применялась для освещения и в качестве лекарства от кожных болезней. В центральные районы России в 16–17 вв. Н. привозили из Баку. Её применяли в медицине, живописи в качестве растворителя при изготовлении красок, а также в военном деле для изготовления гранат, не гасимых ветром свечей и «светлых ядер» для «огнестрельных потешных стрельб». В 1910 в топливном балансе мира широко использовались уголь (65%), дрова (16%), растительные и животные отбросы (16%), а на долю Н. приходилось всего 3%, горючий природный газ вообще не применялся. Только в 1930-х гг. положение начало меняться – в топливном балансе снизилась доля каменного угля (55%), значительно вырос удельный вес Н. (15%), стал применяться природный горючий газ (3%).

В 21 в. Н. как энергетическое сырьё имеет огромное военно-стратегическое значение. [Нефтепродукты](#) используются как сырьё в химической промышленности для получения синтетического каучука, синтетических волокон, пластмасс, полиэтилена, белковых веществ, моющих средств и многого другого. Продукты переработки Н. широко применяются в машиностроении – универсальные клеи, детали из пластмасс, смазочные масла, антикоррозионные покрытия и другие, в металлургии – нефтяной кокс при электровыплавке алюминия, стали; прессованная сажа в огнестойких обкладках электропечей; в радиотехнической промышленности – электроизоляционные материалы; в пищевой – консервирующие средства, кислоты, парафин; в сельском хозяйстве – стимуляторы роста, ядохимикаты, протравители семян, удобрения, белково-витаминные концентраты; в фармацевтической, парфюмерной промышленности, медицине и др. отраслях хозяйства.

Литература

Лит.: Успенский В. А. Введение в геохимию нефти. Л., 1970; Леворсен А. И. Геология нефти и газа. 2-е изд. М., 1970; Соколов В. А., Бестужев М. А., Тихомолова Т. В. Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением. М., 1972; Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. М., 1982; Петров А. А. Углеводороды нефти. М., 1984; Недра России / Под ред. Н. В. Межеловского, А. А. Смыслова. М., 2001. Т. 1; ИАЦ «Минерал». Мировая статистика. 2007. Нефть. <http://www.mineral.ru/Facts/stat/124/214/index.html>; Геология и геохимия нефти и газа / Под ред. Б. А. Соколова. 3-е изд. М., 2012; Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2012 / Гл. ред. Д. Г. Храмов. М., 2013.