2

ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Юрий Николаевич Линник
Государственный университет управления, профессор,
доктор технических наук

Владимир Юрьевич Линник
Государственный университет управления, профессор,
доктор экономических наук

ВВЕДЕНИЕ

Нефть

Нефть — полезное ископаемое, представляющее из себя маслянистую жидкость. Это горючее вещество, часто черного цвета, хотя цвет нефти в разных районах различается. Она может быть и коричневой, и вишневой, зеленой, желтой, и даже прозрачной. С химической точки зрения нефть — это сложная смесь углеводородов с примесью различных соединений, например серы, азота и других. Ее запах также может быть различным, так как зависит от присутствия в ее составе ароматических углеводородов, сернистых соединений.

Углеводороды, из которых состоит нефть, — это химические соединения, состоящие из атомов углерода (С) и водорода (Н). В общем виде формула углеводорода — C_xH_y. Простейший углеводород, метан, имеет один атом углерода и четыре атома водорода, его формула — CH_4. Метан — легкий углеводород, всегда присутствует в нефти.

В зависимости от количественного соотношения различных углеводородов, составляющих нефть, ее свойства также различаются. Нефть бывает прозрачной и текучей, как вода. А бывает черной и настолько вязкой и малоподвижной, что не вытекает из сосуда, даже если его перевернуть.

С химической точки зрения обычная (традиционная) нефть состоит из следующих элементов:

– углерод — 84%,
– водород — 14%,
– сера — 1–3% (в виде сульфидов, дисульфидов, сероводорода и серы как таковой),
– азот — менее 1%,
– кислород — менее 1%,
– металлы — менее 1% (железо, никель, ванадий, медь, хром, кобальт, молибден и др.),
– соли — менее 1% (хлорид кальция, хлорид магния, хлорид натрия и др.).

Нефть (и сопутствующий ей углеводородный газ) залегает на глубинах от нескольких десятков метров до 5–6 километров. При этом на глубинах 6 км и ниже встречается только газ, а на глубинах 1 км и выше — только нефть. Большинство продуктивных пластов находятся на глубине между 1 и 6 км, где нефть и газ встречаются в различных сочетаниях.

Залегает нефть в горных породах, называемых коллекторами. Пласт-коллектор — это горная порода, способная вмещать в себе флюиды, т. е. подвижные вещества (это могут быть нефть, газ, вода). Упрощенно коллектор можно представить как очень твердую и плотную губку, в порах которой и содержится нефть.

Природный газ

Природный газ является близким родственником нефти. Состоит он в большей части из метана с примесями более тяжелых углеводородов (этана, пропана, бутана). В естественных природных условиях он также часто содержит примеси других газов (гелия, азота, сероводорода, углекислого газа).

Типичный состав природного газа:

Углеводороды:
– метан — 70–98%,
– этан — 1–10%,
– пропан — до 5%,
– бутан — до 2%,
– пентан — до 1%,
– гексан — до 0,5%.

Примеси:
– азот — до 15%,
– гелий — до 5%,
– углекислый газ — до 1%,
– сероводород — менее 0,1%.

Природный газ исключительно широко распространен в недрах земли. Его можно встретить в толще земной коры на глубине от нескольких сантиметров до 8 километров. Так же как и нефть, природный газ в процессе миграции в земной коре попадает в ловушки (проницаемые пласты ограниченные непроницаемой толщей пород), в результате чего формируются газовые месторождения.

Природный (углеводородный) газ — частый спутник нефтяных месторождений. Обычно он содержится в нефти в растворенном виде, а в некоторых случаях скапливается в верхней части месторождений, образуя так называемую газовую шапку. В течение длительного времени газ, выделяющийся при добыче нефти и называемый попутным газом, был нежелательной составляющей процесса добычи. Чаще всего его просто сжигали в факелах.

НЕФТЕДОБЫВАЮЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ РОССИИ

Согласно данным Минэнерго России, на начало 2019 года добычу нефти и газового конденсата на территории России осуществляют 288 организаций, имеющих лицензии на право пользования недрами, из них 117 входят в структуру вертикально-интегрированных компаний (ВИНК). Остальные компании осуществляют самостоятельную добычу нефти. На условиях соглашений о разделе продукции в России работают 3 компании. Государственным балансом запасов полезных ископаемых Российской Федерации учитывается 2985 месторождений с запасами нефти, в том числе 2427 нефтяных и 558 комплексных (нефтегазовых, газонефтяных и нефтегазоконденсатных) (табл. 2.1).

Таблица 2.1. Основные месторождения добычи нефти России

№ на карте	Регион РФ	Недропользователь, месторождение	Тип
1	Астраханская область	Великое, Прикаспийский НГБ	Нефтяное
2	Каспийское море	Им. В. Филановского, Северо-Кавказско-Мангышлакский НГБ	Нефтяное
3	Оренбургская область	Оренбургское, Волго-Уральский НГБ	Нефтегазоконденсатное
4	Республика Татарстан, Самарская область	Ромашкинское, Волго-Уральский НГБ	Нефтяное

Таблица 2.1 (*окончание*)

№ на карте	Регион РФ	Недропользователь, месторождение	Тип
5	Республика Башкортостан, Удмуртская Республика	Арланское, Волго-Уральский НГБ	Нефтяное
6	Удмуртская Республика	Чутырско-Киенгопское, Волго-Уральский НГБ	Газонефтяное
7	Республика Коми	Усинское, Тимано-Печорский НГБ	Нефтяное
		Ярегское, Тимано-Печорский НГБ	Нефтяное
8	Ненецкий АО	Харьягинское, Тимано-Печорский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Имени Романа Требса, Тимано-Печорский НГБ	Нефтяное
9	Тюменская область	Усть-Тегусское, Западно-Сибирский НГБ	Нефтяное
10	Печорское море	Долгинское, Тимано-Печорский НГБ	Нефтяное
		Приразломное, Тимано-Печорский НГБ	Нефтяное
		Медынское (море), Тимано-Печорский НГБ	Нефтяное
11	Ханты-Мансийский АО	Приразломное, Западно-Сибирский НГБ	Нефтяное
		Приобское, Западно-Сибирский НГБ	Нефтяное
		Самотлорское, Западно-Сибирский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Красноленинское, Западно-Сибирский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Тевлинско-Русскинское, Западно-Сибирский НГБ	Нефтяное
		Имилорское, Западно-Сибирский НГБ	Нефтяное
		Салымское, Западно-Сибирский НГБ	Нефтяное
		Федоровское, Западно-Сибирский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Рогожниковское, Западно-Сибирский НГБ	Нефтяное
		Имени В. И. Шпильмана (Северо-Рогожниковское), Западно-Сибирский НГБ	Нефтяное
12	Ямало-Ненецкий АО	Русское, Западно-Сибирский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Северо-Комсомольское, Западно-Сибирский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Уренгойское, Западно-Сибирский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Новопортовское, Западно-Сибирский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Восточно-Мессояхское, Западно-Сибирский НГБ	Нефтегазоконденсатное
13	Карское море	Победа, Западно-Сибирский НГБ	Нефтяное
14	Красноярский край	Ванкорское, Западно-Сибирский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Тагульское, Западно-Сибирский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Куюмбинское, Лено-Тунгусский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Юрубчено-Тохомское, Лено-Тунгусский НГБ	Нефтегазоконденсатное
15	Иркутская область	Верхнечонское, Лено-Тунгусский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Имени Савостьянова, Лено-Тунгусский НГБ	Нефтегазоконденсатное
16	Республика Саха (Якутия)	Среднеботуобинское, Лено-Тунгусский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Талаканское, Лено-Тунгусский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Чаяндинское, Лено-Тунгусский НГБ	Нефтегазоконденсатное
17	Охотское море	Пильтун-Астохское, Охотский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Аркутун-Дагинское, Охотский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Чайво, Охотский НГБ	Нефтегазоконденсатное

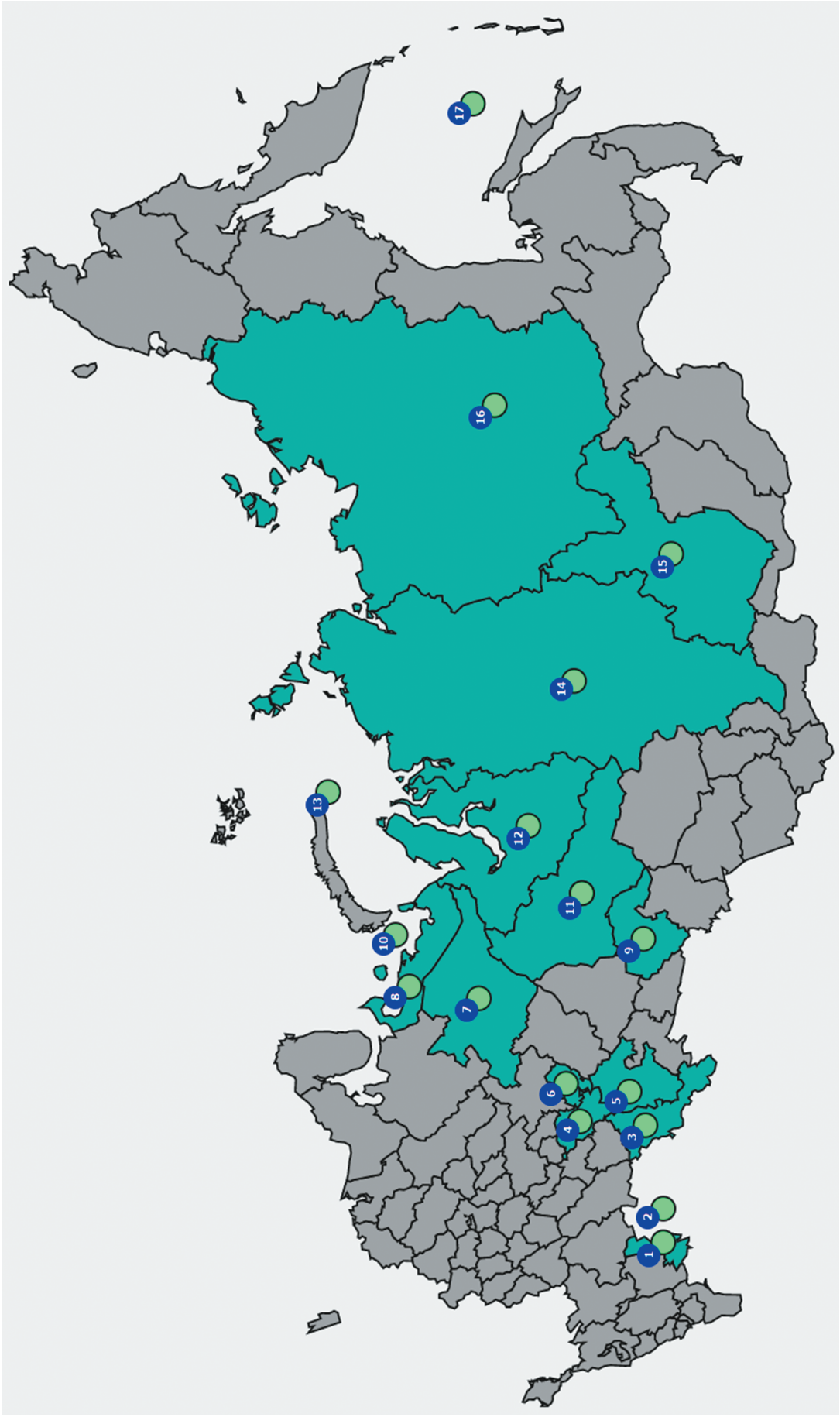


Рис. 2.1. Карта-схема расположения основных месторождений нефти Российской Федерации

ГАЗОДОБЫВАЮЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ РОССИИ

Согласно данным Минэнерго России, на начало 2019 года добычу природного и попутного нефтяного газа (далее ПНГ) на территории страны осуществляют 251 добывающее предприятие, в том числе 80 входящих в состав вертикально-интегрированных нефтяных холдингов (ВИНК), 15 дочерних компаний в составе Газпром, 9 структурных подразделений НОВАТЭК, 144 независимые нефтегазодобывающие компании и 3 предприятия, работающие на условиях соглашений о разделе продукции (операторы СРП). Запасы свободного газа России учтены Государственным балансом запасов Российской Федерации в 949 месторождениях (714 находятся в распределенном фонде недр).

Таблица 2.2. Основные месторождения добычи газа России

№ на карте	Регион РФ	Недропользователь, месторождение	Тип месторождения
1	Краснодарский край	Анастасиево-Троицкое	Нефтегазоконденсатное
2	Астраханская область	Астраханское, Прикаспийский НГБ	Газоконденсатное
		Центрально-Астраханское, Прикаспийский НГБ	
3	Каспийское море	Хвалынское, Северо-Кавказско-Мангышлакский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Имени Ю. С. Кувыкина (Сарматское), Северо-Кавказско-Мангышлакский НГБ	
4	Оренбургская обл.	Оренбургское, Волго-Уральский НГБ	Нефтегазоконденсатное
5	Баренцево море	Штокмановское, Восточно-Баренцевский НГБ	Газоконденсатное
		Ледовое, Восточно-Баренцевский НГБ	
6	Ямало-Ненецкий АО	Ямбургское, Западно-Сибирский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Заполярное, Западно-Сибирский НГБ	
		Бованенковское, Западно-Сибирский НГБ	
		Медвежье, Западно-Сибирский НГБ	
		Песцовое, Западно-Сибирский НГБ	
		Харасавэйское, Западно-Сибирский НГБ	Газоконденсатное
		Салмановское (Утреннее), Западно-Сибирский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Северо-Тамбейское, Западно-Сибирский НГБ	Газоконденсатное
		Малыгинское, Западно-Сибирский НГБ	
		Тасийское, Западно-Сибирский НГБ	
		Восточно-Уренгойское, Ново-Уренгойское	Нефтегазоконденсатное
		Береговое, Пырейное, Хадырьяхинское	
		Харампурское	
		Уренгойское, Западно-Сибирский НГБ	
		Северо-Уренгойское, Западно-Сибирский НГБ	
		Южно-Русское, Западно-Сибирский НГБ	
		Западно-Сибирский НГБ	
7	Карское море	Крузенштернское, Западно-Сибирский НГБ	Газоконденсатное
		Каменномысское море, Западно-Сибирский НГБ	Газовое
		Северо-Каменномысское, Западно-Сибирский НГБ	Газоконденсатное
		Семаковское, Западно-Сибирский НГБ	Газовое
		Русановское, Западно-Сибирский НГБ	Газоконденсатное
		Ленинградское, Западно-Сибирский НГБ	
		Южно-Тамбейское, Западно-Сибирский НГБ	
		Юрхаровское, Западно-Сибирский НГБ	Нефтегазоконденсатное
8	Красноярский край	Ванкорское	Нефтегазоконденсатное
9	Иркутская область	Ковыктинское, Лено-Тунгусский НГБ	Газоконденсатное
		Ангаро-Ленское, Лено-Тунгусский НГБ	Нефтегазоконденсатное
10	Респ. Саха (Якутия)	Чаяндинское, Лено-Тунгусский НГБ	Нефтегазоконденсатное
11	Охотское море	Южно-Киринское, Охотский НГБ	Нефтегазоконденсатное
		Лунское, Охотский НГБ	
		Чайво, Охотский НГБ	

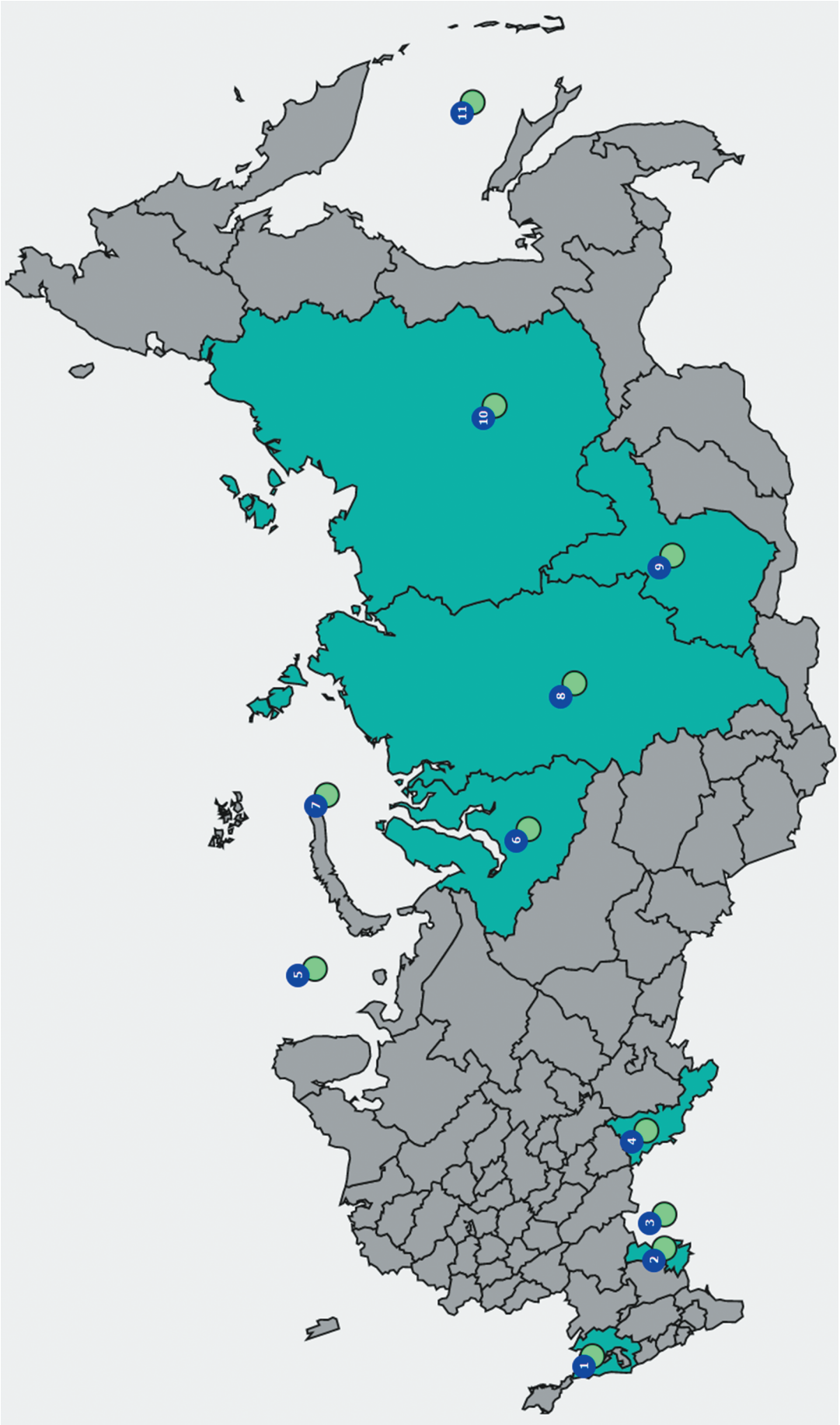


Рис. 2.2. Карта-схема расположения основных месторождений газа Российской Федерации

ИСТОРИЯ ЗАРОЖДЕНИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Зарождение нефтедобывающей промышленности в мире

Известно, что люди использовали сырую нефть в быту с очень древних времен. В древности маслянистую жидкость, просачивающуюся из горных пород, различные народы именовали по-разному.

В государстве Мидия, существовавшем в VII–VI вв. до н. э. на части территорий современных Ирана, Азербайджана, Ирака, Сирии и Турции, вязкую жидкость называли словом «нафата», от которого, предположительно, и произошло современное слово «нефть». В Персидском государстве словом «нефт» обозначались колодцы, из которых добывали нефть. Древние греки слова «нафата» и «нефт» превратили в греческое слово «нафта».

Точно определить время, когда люди впервые стали использовать природную нефть и ее производные (природные битумы и асфальты), невозможно. Археологических данных об использовании нефти в те далекие времена до настоящего времени не обнаружены. Можно только предполагать, что впервые человечество познакомилось с этой жидкостью не ранее, чем 35–40 тысячелетий назад, когда люди стали использовать огонь. Но есть данные, что в древности в индейских племенах вязкие асфальты люди употребляли в качестве скрепляющего материала для укрепления наконечников стрел и копий, а также как водонепроницаемый материал — для обмазывания плетеных сосудов и лодок.

Ситуация начала меняться с IV–III тысячелетия до н. э., когда стали возникать и расширять свои границы первые города и государства. В этот исторический период «каменное масло» и «каменная смола» стали уже находить более широкое применение: в медицине, для освещения и отопления жилищ, в строительстве и судостроении.

Зарождение газодобывающей промышленности в мире

Первые упоминания о природном газе, так же как и нефти, своими корнями уходят в глубокую древность. Много столетий назад люди обратили внимание на вырывающиеся из-под земли языки пламени. Тогда они думали, что их порождают могущественные духи или божества, и поэтому горящие факелы газа в те далекие времена называли «священными», «вечными», «неугасаемыми» огнями. Использовались также такие выражения, как «подземные ветры», «горящие горы», «огненные фонтаны» и др. Такие упоминания о священных огнях были в самых разных местах нашей планеты. Из дошедших до нас легенд и сказаний известно, что еще до нашей эры такие огни горели на острове Ява, на берегу озера Эрн в Северной Америке, в Индонезии, Персии, Италии, Франции.

Упоминания о «естественном огне» в Италии встречаются у персидского историка и астронома Бероса, жившего в III в. до н. э. Позднее, в 96–55 гг. до н. э., римский поэт Лукреций Кар пишет о «рождении огня на волнах» и о «горящей земле». Примерно об этом же пишет географ и историк Страбон, живший в 64–23 гг. до н. э.

Горящие газовые факелы наблюдались и на территории Франции в районе Гренобля. Их впервые описал Святой Августин (354–430) в своей книге «Город Бога». Более чем через тысячу лет об этом пишет Тициан (1489–1576), называя горящие факелы «пятым чудом природы», а спустя столетие, в 1525 г., «горящими фонтанами» Гренобля восхищается и историк Жером Монтез д'Асти.

Природный газ появляется на поверхности в виде пузырьков в водоемах и на болотах. Существуют и фонтанные выбросы, когда вместе с газом извергаются вода и горная порода. При этом на поверхности образуются грязевые конусы (грязевые «вулканы») высотой в несколько сотен метров. Подобные конусы с периодическим выбросом газов встречаются на Апшеронском полуострове: Тоурагай (высота 300 м) и Кянизадаг (490 м), на Небит-Даге (Туркмения), на севере Ирана, в Мексике, Румынии, США и других странах.

Происхождение негаснущего голубого пламени оставалось загадкой для живших в древности людей. Знания их были недостаточными для того, чтобы раскрыть тайну появления огня, поэтому в древности люди к «неведомо отчего» горящим без дыма и копоти огням относились со страхом и почтением и поклонялись им как божеству. Человек еще с первобытных времен поклонялся огню как благодатной, хотя и опасной стихии. Почти во всех религиях до сих пор сохранились следы культа огня в виде пламени жертвенника или хотя бы свечи, лампады или светильника, горящих перед изображением божества. Огонь почитали скифы и готы, индийцы и кельты. Античные философы считали его «душою природы» (anima naturae).

Природный газ, как и нефть, с древних времен использовался человеком в местах его естественного выхода на поверхность. Аристотель (384–322) говорит об использовании природного огня персами для бытовых целей.

Возможности добычи и использования природного газа впервые открыла миру древняя китайская цивилизация.

Интересно, что уже в те далекие времена в Китае с целью безопасности умели контролировать горение газа. В дошедших до нас источниках довольно подробно описываются сложные приспособления для контроля за горением газа. В них говорится, что из «огненных колодцев» газ попадал в большую деревянную камеру, напоминающую конусообразную бочку, врытую в землю на глубину около 3 м. По подземной трубе в камеру подавался воздух, от камеры отводились трубы к коническим бочкам меньшего размера, которые устанавливались уже на поверхности. Через отверстия, которые можно было открывать и закрывать в бочки подавался воздух, позволявший регулировать силу огня. Смешивание газа с воздухом и регулирование его с помощью заслонки давали равномерное пламя высотой до 1,6 см, которое использовали для обогрева и освещения жилищ, выпарки соли на древних солеварнях и даже для приготовления пищи

История нефтедобывающей промышленности в России

В ходе раскопок, которые в 1951 г. велись на Керченском полуострове в Крыму и на соседнем Таманском полуострове, ученые установили, что в античности появился новый способ добычи «горного масла» с помощью неглубоких ям-копанок. Ямы, обнаруженные на Таманском полуострове, и найденная в Крыму на метровой глубине глиняная амфора с нефтью, закрытая пробкой, возраст которой составлял около 2 тысяч лет, позволили ученым восстановить процесс добычи нефти, который состоял в следующем. В вырытые ямы, быстро наполнявшиеся нефтью, опускали куски шерсти и войлока, которые затем отжимали в сосуды. Крым и Тамань в те времена и позже были одними из известных районов нефтедобычи, о чем свидетельствует их роль в производстве «греческого огня». Ямы для добычи нефти были обнаружены и в других нефтеносных районах — в Иране, Ираке, а также в Ферганской долине, где были найдены глиняные черпаки, которыми нефть извлекали из ям и переливали в кувшины.

Добывалась нефть и на территории современного Азербайджана, особенно на Апшеронском полуострове, где, по свидетельству путешественника Марко Поло (1272 г.), находился источник масла, которым можно загрузить «до сотни верблюдов».

История газодобывающей промышленности в России

Самые древние упоминания о «вечном огне» на бывшей территории царской России относятся к V–IV вв. до н. э. В них говорится о районе нынешнего Баку (в разных древних источниках мы находим сообщения о месторождениях под названиями Дербентское, Хазарское, Хвалынское и Гирканское), где, по крайней мере, с IV в. до н. э. были известны нефтяные и газовые месторождения. Факелы горящих газов на Апшеронском полуострове и на Дагестанском побережье Каспийского моря служили маяками для плававших там

судов. В частности, о вечном священном огне в Баку известно из записей греческого врача Ктесия, жившего в V–IV вв. до н. э. Арабский географ аль-Масуди, посетивший этот район в 915 г. н. э., описывает «...огненную колонну, достигающую большой высоты». Значительно позже (1466 г.) в своем дневнике «Хождение за три моря» тверской купец Афанасий Никитин описывает свои впечатления о посещении сначала Дербента, затем Баку, где он увидел негаснущие огни горящих факелов природного газа. Недалеко от Баку, в селении Сураханы, до наших дней сохранился храм Атешгях, в котором горит «неугасаемый» огонь. Строители храма умело использовали еще непознанные силы природы. От мест выхода природного газа они прокладывали глиняные трубы к четырем углам храмовой крыши и поджигали выходивший оттуда газ, привлекая тысячи паломников.

ЦИКЛЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

С развитием нефтяной отрасли закономерно изменялись применяемые технологии добычи, условия труда, структура себестоимости добычи, рентабельность добычи и использования нефти. Историю развития нефтедобычи можно условно разделить на четыре цикла, краткая характеристика которых приведена в табл. 2.3. Подробное описание каждого из циклов развития технологий добычи нефти приведено в последующих разделах.

Таблица 2.3. Характеристика технологических циклов развития нефтедобывающей промышленности

Период	Цикл	Причины, побудившие переход на новый цикл развития	Характеристика технологий добычи
III в. до н. э. — конец XVII в. н. э.	Первый (непромышленная добыча)	Использование нефти в военном деле, строительстве, медицине, для отопления и освещения жилищ	Сбор нефти и битумов с поверхности водоемов, в неглубоких впадинах, добыча с помощью рытья колодцев
XVIII в. — начало XIX в.	Второй (эпоха промышленных революций)	Изобретение парового двигателя, переход морских судов с использования угля на мазут	Добыча нефти из колодцев при помощи ручной и конной тяги. Начало бурения скважин на глубину до 60–70 м при помощи составных буров и буровой вышки с использованием ручного труда при помощи колеса. Зарождение ударного и штангового бурения
Вторая половина XIX — начало XX в.	Третий (эпоха нефтяного бума)	Изобретение Игнатием Лукасевичем керосиновой лампы и разработка способа перегонки нефти для получения керосина. Изобретение и создание двигателя внутреннего сгорания и дизельного двигателя. Зарождение автомобилестроения, авиации	Использование вращательного бурения скважин, добыча из которых вначале велась при помощи ручных насосов. Постепенный переход на механизированную добычу нефти при помощи паровых двигателей и компрессоров. Использование обсадных труб. Строительство первых нефтепроводов
Середина XX — XXI в.	Четвертый (эпоха глобализации)	Усиление позиций нефтедобывающей промышленности на мировых рынках. Глобализация нефтяной отрасли	Бурение глубоких и сверхглубоких скважин с горизонтальными отводами с использованием турбо- и пневмобурения. Добыча нефти при помощи насосов, создание различных способов увеличения нефтеотдачи пластов. Развитие добычи на шельфе

Таблица 2.4. Основные этапы циклов развития нефтедобывающей промышленности

Цикл	Научно-технический этап	Технико-экономический этап	Экономически-социальный этап	Социально-регуляторный этап
Первый (непромышленная добыча)	Сбор нефти на поверхности водоемов, в неглубоких впадинах, добыча с помощью рытья колодцев	Использование нефти в военном деле, строительстве, медицине, для отопления и освещения жилищ	Зарождение промышленных революций	Способы добычи нефти уже не удовлетворяли потребности промышленности и населения
Второй (эпоха промышленных революций)	Изобретение паровых двигателей	Начало бурения скважин на глубину до 60–70 м	Бурное развитие торговли, транспорта и крупного производства	Способы добычи нефти уже не удовлетворяли потребности промышленности и населения крупных городов
Третий (эпоха нефтяного бума)	Изобретение керосиновой лампы, двигателя внутреннего сгорания и дизельного двигателя	Использование вращательного бурения скважин	Переход промышленности с угля на нефтяное топливо	Способы добычи нефти уже не удовлетворяли потребности промышленности и населения крупных городов
Четвертый (эпоха глобализации)	Добыча нефти при помощи насосов, создание различных способов увеличения нефтеотдачи пластов	Бурение глубоких и сверхглубоких скважин с горизонтальными отводами с использованием турбо- и пневмобурения	Ужесточение природоохранного законодательства, отказ от неэкологичных технологий	Переход на удаленное управление процессом добычи

Первый технологический цикл

Причины, побуждавшие добывать нефть и ее производные (битум, асфальт) в древности главным образом были связаны с ее использованием в строительстве, медицине, в военном деле и реже для отопления и освещения жилищ. Вплоть до конца Средневековья нефть не добывалась, а извлекалась из природных углублений вблизи мест ее естественных выходов. Обычно это были озера, заполненные битумом, асфальтом, или просто нефть на поверхности обычных водоемов.

Следует отметить, что прогресс в использовании и добыче нефти шел быстрее там, где больше было ее естественных выходов на поверхность земли.

Второй технологический цикл

В начале XVIII в. в Европе произошли промышленные революции, что повлекло бурное развитие торговли, транспорта и крупного производства. В конце XVII — начале XVIII в. были созданы первые паровые двигатели, предназначенные для откачки воды из шахт (раньше для этой цели в некоторых шахтах использовали до 500 лошадей).

Наступившая индустриальная эра потребовала дополнительных источников энергии, а интерес в этот период к нефти был сравнительно невелик. До XVIII в. проблема решалась за счет традиционных источников энергии — дров и древесного угля. Однако европейцы столкнулись с постоянно растущим дефицитом этих природных запасов. За долгий период средневековья количество европейских лесов значительно сократилось, что ускорило наступление нефтяной и угольной эры в энергетике.

С течением времени потребление нефти в разных странах мира стало расти, а применявшийся в то время колодезный способ добычи нефти уже не удовлетворял потребности промышленности и населения крупных городов. Ученые и изобретатели всего мира стали искать новые более прогрессивные технологии добычи нефти, основанные на бурении глубоких скважин. Промышленное бурение скважин на нефть в Европе началось только в XIX в., после того как в 1852 г. польский провизор Игнатий Лукасевич разработал способ перегонки нефти и изобрел керосиновую лампу. После этого события нефтедобыча стала резко возрастать.

Третий технологический цикл

Особенно бурное развитие нефтедобыча получила после изобретения Лукасевичем керосиновой лампы и способа получения керосина для нее. Нефть стала товаром, потребность в ней резко возросла, что повлекло рост цен на нее. Крупные центры нефтедобычи стали привлекать к себе все новых и новых претендентов на богатство. В середине XIX в. таких центров было два: Апшеронский полуостров и американская Пенсильвания. Именно там возникли первые предприятия, из которых позже выросли современные крупные нефтяные компании.

Мощный толчок к овладению ресурсами нефти дала стремительная индустриализация ведущих капиталистических держав. Именно в этот период были совершены многие крупнейшие открытия в науке и технике. В 1860 г. бельгийцем Этьеном Ленуар был изобретен первый в мире двигатель внутреннего сгорания, работавший на бензине, а в 1897 г. Рудольф Дизель изобрел дизельный двигатель, для работы которого также требовалось топливо. В 1886 г. Готлиб Даймлер и Карл Бенц построили первые автомобили с двигателями внутреннего сгорания.

Еще одна революция, связанная с использованием нефти, произошла в Англии. Адмирал Джон Фишер и морской министр Уинстон Черчилль убедили парламент перевести с угля на нефтяное топливо (мазут) военно-морской флот, который составлял основу могущества Британской империи. Для того чтобы иметь надежный источник нефтяного топлива, Черчилль настоял на покупке контрольного пакета акций британской компании, имевшей концессию на добычу нефти в Персии. Уже накануне войны, в 1913 г., 30% военного флота Великобритании работало на нефтяном топливе.

Четвертый технологический цикл

Самым эффективным способом увеличения нефтяных ресурсов в мире в первой половине прошлого века считалось глубокое бурение. Необходимость бурения сверхглубоких скважин была вызвана поиском нефтегазоносных горизонтов на больших глубинах.

В настоящее время бурение сверхглубоких скважин производят с использованием забойных двигателей, а для того, чтобы снизить вес колонны, бурильные трубы изготавливают из легкого, но прочного алюминиевого сплава.

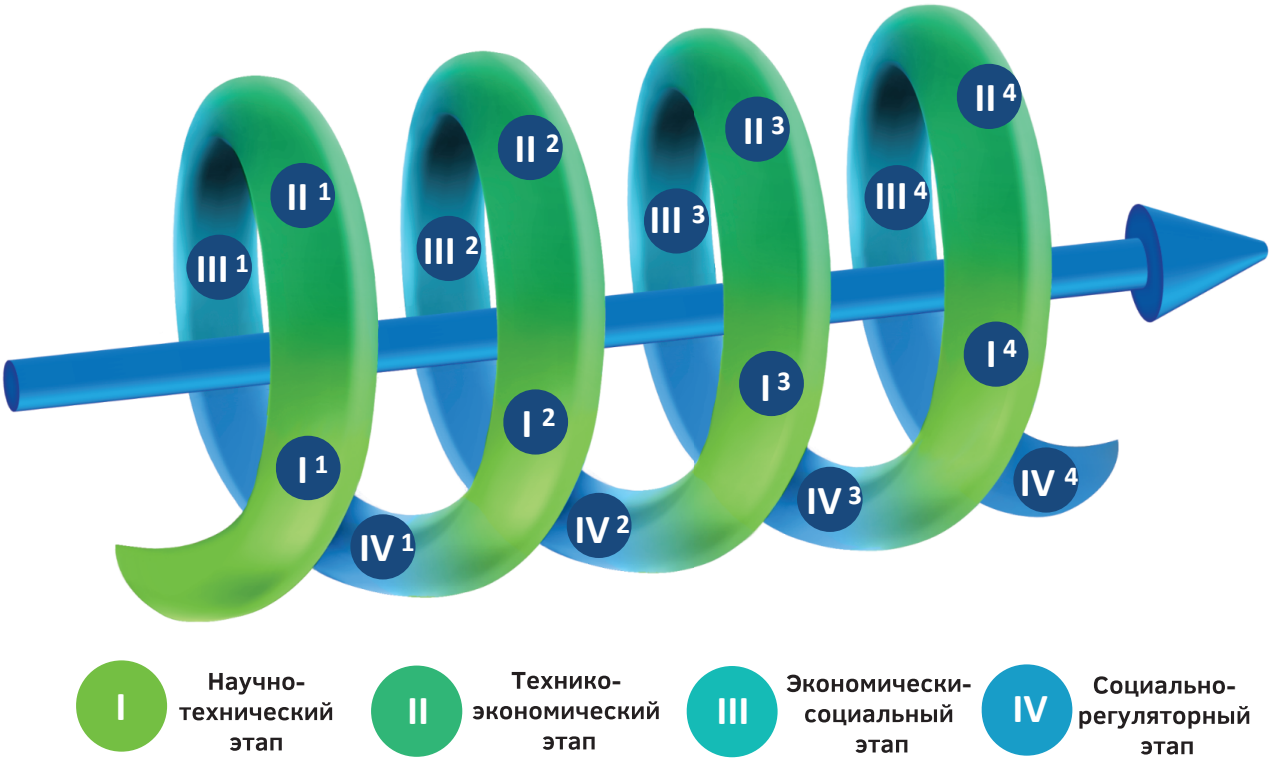
Весьма важное значение для повышения мировой нефтедобычи в XX в. приобрело освоение шельфовых месторождений нефти (нефтяные ресурсы, скрытые под дном морей и океанов).

С ростом технического оснащения нефтедобывающей отрасли и расширением объемов разведочного бурения, использование нефтяных запасов, хранящихся под дном озер, морей и океанов, приобретало все большую актуальность. До середины 60-х гг. в 16 водных акваториях были обнаружены месторождения нефти и газа и в 40 акваториях, принадлежащих 65 странам, проводились поисковые и разведочные работы на нефть и газ. По мере развития шельфовой добычи углеводородов совершенствовались и способы строительства скважин.

Эволюция технологий добычи нефти

Стоит отметить, что каждый цикл обусловлен определенным этапом, который дает новый толчок к развитию технологий. Последовательное прохождение всех этапов приводит к завершению цикла развития отрасли, после чего цикл повторяется (рис. 2.3).

Ресурсоэффективность в рамках исторического развития отраслей промышленности рассматривается как важнейший фундаментальный концепт перехода технологического развития на новый уровень. При этом метод исследования сосредоточен на изучении реакции отрасли как целого на изменяющиеся условия, без подробного описания механизма работы и внутреннего устройства той или иной технологии, так как в рамках постановленной задачи это не является первостепенным объектом изучения.



I 1 — сбор нефти с поверхности водоемов, в неглубоких впадинах, добыча с помощью рытья колодцев

II 1 — использование нефти в военном деле, строительстве, медицине, для отопления и освещения жилищ

III 1 — зарождение промышленных революций

IV 1 — способы добычи нефти уже не удовлетворяли потребности промышленности и населения

I 2 — изобретение паровых двигателей

II 2 — начало бурения скважин на глубину до 60–70 м

III 2 — бурное развитие торговли, транспорта и крупного производства

IV 2 — способы добычи нефти уже не удовлетворяли потребности промышленности и населения крупных городов

I 3 — изобретение керосиновой лампы, двигателя внутреннего сгорания и дизельного двигателя

II 3 — использование вращательного бурения скважин

III 3 — переход промышленности с угля на нефтяное топливо

IV 3 — способы добычи нефти уже не удовлетворяли потребности промышленности и населения крупных городов

I 4 — добыча нефти при помощи насосов, создание различных способов увеличения нефтеотдачи пластов

II 4 — бурение глубоких и сверхглубоких скважин с горизонтальными отводами с использованием турбо- и пневмобурения

III 4 — ужесточение природоохранного законодательства, отказ от неэкологичных технологий

IV 4 — переход на удаленное управление процессом добычи

Рис. 2.3. Эволюция технологий добычи нефти

ЦИКЛЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Первый технологический цикл — до эпохи промышленной добычи газа

Газ впервые был обнаружен в Китае во время бурения скважин для откачки соляных растворов. С этой целью в горных породах методом ударного бурения были сооружены первые бамбуковые скважины. Для этого использовались бронзовые колотушки, а обсадка скважины осуществлялась трубами из бамбука. Порой эти скважины давали только метан, за что были названы «огненными колодцами». Уже за 200 лет до н. э. природный газ там применялся для освещения, отопления и выпаривания соли, однако регулярная добыча и использование газа в Китае начались лишь во II в. н. э., для чего использовалось глубокое бурение скважин. Дошедшие до нас источники свидетельствуют о том, что газ в Китае добывался в провинциях Сычуани, Шэньси и Юньнань. В провинции Сычуань уже в 347 г. н. э. газ поставляли потребителям по бамбуковым трубопроводам на длительные расстояния. Для использования газа китайцы впервые построили трубопроводы. Путешественник и географ Чжан Цюй в своих «Записках о Южной стране» так описывает использование природного газа: «В том месте, где река Бупу сливается с рекой Хуоцзинь, есть огненные колодцы, где по ночам небо сильно светится. Жители этого района получают огонь, поднося к выходам колодцев головешки, взятые из домашних очагов. Поэтому всякий раз там слышался шум, подобный грохотанию грома, а вырывающиеся языки пламени были такими яркими, что освещали всю местность вокруг. Кроме того, люди использовали бамбуковые трубы, сохранявшие огонь и помогающие его перемещению из одного места в другое на расстояние дня пути от колодца. При горении огня не образуется никакой золы, а пламя сияет ослепительно».

В X в. китайцы предвосхитили появление современных цистерн для транспортировки бутана, наливая побочные продукты добычи газа в бамбуковые трубы и отправляя их в другие города, где газ также использовали в качестве топлива.

В 1772–1774 гг. путешественник-натуралист Самуил Готлиб Гмелин в своей книге «Кавказцы 1750–1820 гг.» описал примитивный процесс добычи и использования газа из апшеронских «вечных огней». Об этом он пишет так: «Полуостров Апшерон примечателен по нефтяным ключам, которыми он изобилует... Здесь одно место, называемое Атешга, которое беспрепятственно горит. Ежели вблизи живущие обыватели пожелают, чтобы к вечеру был свет, то вырывают они в земле ямку, втыкают трубку и держат над нею огонь, отчего немедленно загорается выходящий пар подобно свече, без повреждения трубки, и горит до тех пор, пока не погасят, или не выдернут трубки. Жителям сей огонь весьма полезен для обжига извести, потому что там великий претерпевают недостаток в дровах... Таким же образом крестьяне варят себе кушанье».

Однако до открытия светильного газа нигде больше газ не находил практического применения, в отличие от нефти.

Второй технологический цикл — эпоха промышленной добычи газа

Впервые промышленная добыча и использование газа было связано с его искусственным получением из угля. Использовав идею Уильяма Мэрдока, немецкий изобретатель Вильгельм Август Лампадиус изготовил в своем жилище небольшую установку по получению светильного газа из каменного угля. Полученный газ он выводил через тонкую трубку на осветительное устройство, которое он разместил на наружной стороне стены своего дома. Позднее таким образом он осветил всю улицу саксонского города Фрайберга, на которой жил, а затем и главную рыночную площадь. Его устройство позволило со временем отключить большинство масляных фонарей, которыми прежде освещался город, и заменить их на газовые фонари. В 1815 г. Лампадиус приступил к усовершенствованию своей установки для

получения светильного газа с тем, чтобы увеличить ее мощность для газового освещения цехов амальгамного завода в городе Хальсбрюке, расположенного недалеко от Фрайберга. В результате там 24 января 1816 г. была введена в действие одна из первых в Европе промышленных установок по производству светильного газа, и с тех пор, как пишет современник, зал и караульное помещение завода освещались «прекрасным газовым светом».

Следует отметить, что первый газ, полученный из угля, при горении выделял копоть. Это заставило искать возможности очистки газа от примесей. В результате Семюэлем Клеггом был спроектирован первый цилиндрический газгольдер, который был построен в Великобритании компанией «Лондон энд Вестминстер Гэс Лайт энд Коул» в 1816 г. В это же время появились счетчики для контроля за расходом газа.

Во второй половине XIX в. потребление горючего газа в промышленности Западной Европы стало быстро расти. Это стало возможно благодаря созданию газогенератора с регенеративной печью, патент на который был выдан в 1861 г. немецкому инженеру Сименсу. Через 20 лет в Англии была сконструирована специальная установка для охлаждения и очистки генераторного газа, благодаря которой его применение значительно расширилось.

Зарождение технологии промышленной добычи природного газа началось после того, как в 1821 г. американский предприниматель Уильям Харт пробурил первую газовую скважину в Пенсильвании и направил газ по трубопроводу в город для освещения улиц и домов. Стало ясно, что одна скважина, требующая лишь небольшого обслуживания, может дать газа гораздо больше, чем целый завод, вырабатывающий искусственный газ из угля и требующий целого большого штата инженерно-технического и рабочего персонала (не считая добычи и доставки угля).

Интерес к природному и попутному нефтяному газу во многом определялся как открытием новых месторождений, так и стремлением предпринимателей на получение дополнительных доходов. Однако далеко не все осознали значение нового источника энергии. Отсюда и отсутствие непостоянного интереса в использовании природного газа.

Все описанные выше случаи были, пожалуй, единственными положительными примерами промышленного использования природного газа в XIX в.

В России зарождение технологии промышленной разработки природного газа связано с разработкой в 1906 г. вблизи Дербента месторождения «Дагестанские Огни». В 1909 г. в Грозном впервые начали утилизировать попутный газ, выделявшийся из нефтяной скважины под собственным давлением. Он был направлен по трубопроводу, длиной около 280 м, в промысловую кочегарку, где сжигался в топках паровых котлов. Газ из скважины отбирался 16 часов в сутки, а в остальные 8 часов он попросту выпускался в атмосферу, так как в это время добыча нефти осуществлялась желонкой.

Третий технологический цикл — современные технологии добычи газа

В начальный период эксплуатации скважины газ выходит на поверхность земли за счет накопленной в недрах земли природной энергии. Однако по мере истощения природной энергии для дальнейшей эксплуатации месторождения требуются дополнительные внешние источники. Для этого в современной практике эксплуатации газовых месторождений используются различные технологии, направленные, с одной стороны, на поддержание пластового давления традиционных месторождений газа, а с другой — на раскрытие потенциала трудноизвлекаемых запасов газа. Исчерпание промышленных запасов природного газа ставит на повестку дня также необходимость эксплуатации месторождений на поздней стадии их отработки.

Применение новых технологий в нефтяной и газовой промышленности коснулось и методов бурения нагнетающих и откачивающих скважин. В сфере нефтегазовой добычи непреложным правилом является более результативная добыча из мест, расположенных возле береговой линии или в море.

В последние годы в некоторых странах проводятся полномасштабные работы по освоению добычи газа из сланцевых месторождений.

Одним из наиболее перспективных направлений развития газовой отрасли является разработка новых технологий для производства, хранения, транспортирования и использования а также создание оборудования для сжижения природного газа (СПГ).

ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

Добыча нефти

Добычу нефти можно подразделить на несколько этапов: бурение и обустройство скважин, добыча, сбор и транспорт продукции нефтяных скважин, подготовка нефтегазоводяной смеси, поддержание пластового давления, методы воздействия на пласт и вспомогательные процессы.

Бурение скважин. Основным процессом данного этапа является бурение скважины — процесс механического разрушения горных пород специальным породоразрушающим инструментом (долотом), удаления разрушенной породы с забоя скважины и ее подъема на поверхность.

В настоящее время подавляющее число скважин бурятся «способом вращательного бурения». Процесс углубления происходит за счет разрушения горной породы породоразрушающим инструментом и своевременной очистки забоя от разрушенной породы. Частички выбуренной породы (шлам) выносятся на поверхность потоком бурового раствора (промывочная жидкость), закачиваемым через колонну бурильных труб, который, попадая через специальные отверстия в долоте на забой скважины, перемешивается разрушенной породой, вынося шлам на поверхность через затрубное пространство. Промывочная жидкость выносит с забоя частички выбуренной породы, охлаждает долото, создает противодавление на пласты, удерживает стенки скважины от обвалов и т. д. Скважины бурят как на суше передвижными буровыми установками, так и на море специализированными буровыми установками. При морском бурении буровые установки монтируются на эстакадах, плавучих буровых платформах или судах.

Системы сбора продукции скважин. Скважина — горнотехническое сооружение, включающее цилиндрическую горную выработку большой протяженности и малого диаметра, обсаженную одной или несколькими зацементированными колоннами труб, соединяющую продуктивные пласты с земной поверхностью, и оснащенную технологическим оборудованием для подъема извлекаемых из недр полезных ископаемых и попутных компонентов, нагнетания в пласт различных агентов, исследований пластов и пластовых флюидов, а также контроля и наблюдения за состоянием недр.

При проектировании и разработке нефтяных месторождений выделяются следующие группы скважин: *эксплуатационные, нагнетательные и специальные*.

Эксплуатационные скважины предназначены для извлечения из залежи нефтегазоводяной смеси и сопутствующих компонентов. В зависимости от способа подъема жидкости эксплуатационные скважины подразделяются на фонтанные, газлифтные и насосные.

Подъем жидкости и газа от забоя скважины на поверхность составляет основное содержание процесса эксплуатации скважин. Этот процесс может происходить как за счет природной энергии (фонтанный способ эксплуатации) поступающих к забою скважины жидкости и газа, так и за счет вводимой в скважину энергии с поверхности (газлифтный, насосный способ эксплуатации).

Фонтанирование скважин обычно происходит на вновь открытых месторождениях нефти, когда запас пластовой энергии велик, т. е. давление на забоях скважин достаточно большое,

чтобы преодолеть гидростатическое давление столба жидкости в скважине, противодавление на устье и давление, расходуемое на преодоление трения, связанное с движением этой жидкости.

Различают два вида фонтанирования скважин:

– фонтанирование жидкости, не содержащей пузырьков газа, — артезианское фонтанирование;
– фонтанирование жидкости, содержащей пузырьки газа, облегчающего фонтанирование, — наиболее распространенный способ фонтанирования.

Артезианский способ встречается при добыче нефти редко. Он возможен при полном отсутствии растворенного газа в нефти и при забойном давлении, превышающем гидростатическое давление столба негазированной жидкости в скважине. При наличии растворенного газа в жидкости, который не выделяется благодаря давлению на устье, превышающему давление насыщения, и при давлении на забое, превышающем сумму двух давлений: гидростатического столба негазированной жидкости и давления на устье скважины.

При фонтанировании за счет энергии газа плотность столба нефтегазоводяной смеси в фонтанных трубах мала, поэтому гидростатическое давление столба такой смеси будет меньше. Следовательно, и для фонтанирования скважины потребуется меньшее забойное давление.

Для безопасной эксплуатации нефтедобывающих скважин, в том числе работающих в режиме фонтанной добычи, их оборудуют колонной головкой и фонтанной арматурой, модифицированной в зависимости от способа эксплуатации. Это оборудование позволяет обеспечить герметизацию устья, гарантирует разобщение межтрубного пространства и направление продукции скважин в пункты сбора нефти и газа, а также при необходимости позволяет полностью закрыть скважины под давлением.

Газлифтная добыча нефти — способ эксплуатации нефтяной скважины, при котором подъем нефти на поверхность осуществляют давлением сжатого газа, нагнетаемого в скважину с поверхности.

Газлифтный способ эксплуатации в основном применяется для:

а) высокодебитных скважин с большими забойными давлениями;
б) скважин с высокими газовыми факторами и забойными давлениями ниже давления насыщения;
в) скважин, эксплуатируемых в труднодоступных условиях (например, затопляемость, паводки, болота и др.).

При *насосном способе* эксплуатации нефтяной скважины извлечение жидкости на поверхность происходит за счет использования насосов. Для этого способа эксплуатации могут применяться следующие виды насосов:

а) штанговые глубинные насосы;
б) центробежный насос с электроприводом;
г) диафрагменный насос;
д) винтовые
е) и другие.

Нагнетательные скважины предназначены для воздействия на продуктивные пласты путем нагнетания в них воды, газа, пара и других рабочих агентов с целью поддержания пластового давления для продления фонтанного периода эксплуатации или увеличения дебита механизированных добывающих скважин. В соответствии с принятой системой воздействия нагнетательные скважины могут быть законтурными, приконтурными и внутриконтурными.

При использовании законтурных нагнетательных скважин за контуром месторождения бурят нагнетательные скважины, в которые и подаются жидкости. Таким образом, система заводнения направлена на стабилизацию пластового давления. Это дает возможность увеличить нефтеотдачу пласта до 70%. При больших площадях месторождений используют внутриконтурное обводнение.

Внутриконтурное заводнение — более интенсивная система воздействия на залежь нефтегазоводяной смеси, позволяющая сократить сроки выработки запасов и быстро наращивать добычу нефтегазоводяной смеси.

При приконтурном виде заводнения нагнетательные скважины располагают на расстоянии от внешнего контура нефтеносности в пределах водонефтяной зоны залежи. Применяется в основном при той же характеристике залежей, что и законтурное заводнение, но при значительной ширине водонефтяной зоны, а также при плохой гидродинамической связи залежи с законтурной зоной.

Специальные скважины предназначаются для добычи технической воды, сброса промысловых вод, подземного хранения газа, ликвидации открытых фонтанов. К специальным скважинам относят водозаборные и поглощающие скважины:

а) водозаборные скважины предназначаются для водоснабжения при бурении скважин, а также систем поддержания пластового давления в процессе разработки;

б) поглощающие скважины предназначены для закачки промысловых вод с разрабатываемых месторождений в поглощающие пласты;

В зависимости от геологических условий нефтяного месторождения бурят различные типы скважин: вертикальная; наклонно-направленная; горизонтальная; многоствольная или многозабойная.

Вертикальная скважина — это скважина, у которой угол отклонения ствола от вертикали не превышает 5°.

Если угол отклонения от вертикали больше 5°, то это уже наклонно-направленная скважина.

Горизонтальной скважиной (или горизонтальным стволом скважины) называют скважину, у которой угол отклонения ствола от вертикали составляет 80–90°. Но здесь есть один нюанс. Так как «в природе нет прямых линий» и продуктивные нефтенасыщенные пласты залегают в недрах земли, как правило, с некоторым наклоном, а часто с довольно крутым наклоном, то на практике получается, что нет никакого смысла бурить горизонтальную скважину под углом, приблизительно равным 90°. Логичнее пробурить ствол скважины вдоль пласта по наиболее оптимальной траектории. Поэтому в более широком смысле под горизонтальной скважиной понимают скважину, имеющую протяженную фильтровую зону — ствол, пробуренный преимущественно вдоль напластования целевого пласта в определенном азимутальном направлении.

Скважины с двумя и более стволами называют многоствольными (многозабойными).

П о д г о т о в к а н е ф т и. Продукцией нефтяных скважин на начальной стадии освоения месторождения являются нефтегазоводяная жидкость и попутный нефтяной газ (нефтяной газ). По мере увеличения срока разработки месторождения нефтегазоводяная жидкость все больше обводняется минерализованной, в основном хлористыми солями, водой. Вместе с нефтегазоводяной жидкостью из скважин на поверхность выносятся и механические примеси. Их количество в общей массе добываемой нефтегазоводяной жидкости незначительно — в среднем не более 0,1 масс. %. В добываемой продукции также содержатся и такие вещества, как неорганические соли (например, хлорид натрия), сероводород и другие вещества, приводящие к коррозионному износу оборудования с последующими отрицательными технологическими, экономическими и экологическими последствиями.

В связи с этим в процессе сбора, транспорта и подготовки нефтегазоводяной жидкости на промыслах применяют технологии по снижению примесей в нефтегазоводяной жидкости. Технологии разделения продукции нефтяных скважин направлены на получение составляющих фаз: обезвоженную, обессоленную и стабилизированную нефть, минерализованную воду и нефтяного газа. При этом каждая из фаз должна отвечать отраслевым требованиям.

Обезвоженная, обессоленная и стабилизированная нефть после завершения окончательного контроля поступает в резервуары нефти и затем на головную насосную станцию магистрального нефтепровода.

Поддержание пластового давления. На сегодня в нефтяной промышленности для повышения нефтеотдачи пластов используются мероприятия по поддержанию пластового давления (ППД). Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования, необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт нефтяного месторождения с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефтегазовой жидкости из пласта.

Система ППД включает в себя следующие технологические узлы:

а) систему нагнетательных скважин;

б) систему трубопроводов и распределительных блоков (ВРБ);

в) станции по закачке агента (БКНС), а также оборудование для подготовки агента для закачки в пласт;

г) система водозаборных сооружений.

Методы воздействия на пласт. Тепловые методы воздействия на пласт — это методы интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин, основанные на искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне. Тепловые методы применяются в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей.

Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне.

Вспомогательные процессы

Энергоснабжение. Потребление и генерация электро- и тепловой энергии являются одним из важнейших аспектов при добыче нефтегазовой смеси.

Наиболее часто в качестве топлива для электростанции на нефтяном месторождении используется попутно добываемый нефтяной газ. ПНГ используется для выработки энергии на газотурбинных и газопоршневых станциях. Эффективность этого способа достаточно высока. Неподготовленный «жирный» ПНГ также могут использовать в котельных.

Готовой продукцией промысловых энергетических систем являются тепло и энергия, необходимые для осуществления процессов добычи.

Энергия обычно генерируется в газовых турбинах на промысловой площадке и/или потребляется из электрической сети. Электричество необходимо для работы насосов, компрессоров, систем контроля, клапанов и т. д.

Системы охлаждения. Технологическое оборудование, используемое при добыче нефти, а также рабочие среды требуют охлаждения во избежание аварийных ситуаций или для температурного режима при хранении продукции. Несмотря на происходящие теплообменные процессы между технологическим оборудованием и окружающей средой, остается необходимость дополнительного охлаждения. Дополнительное охлаждение должно быть обеспечено внешней охлаждающей средой: вода и/или воздух.

Широкий диапазон методов используется в целях охлаждения на промысловых площадках. Выбор системы охлаждения зависит от необходимой температуры охлаждения, от мощности охлаждения, риска загрязнения (контур первичного или вторичного охлаждения) и местных условий.

При добыче нефти используют следующие системы охлаждения технологического оборудования:

а) воздушную систему охлаждения;

б) прямоточную система охлаждения (природная вода);

в) циркуляционную систему (оборотная вода, охлаждающая вода);

г) закрытую систему охлаждения;

д) систему смешанного типа (гибридную).

Водоснабжение. На нефтяных месторождениях вода используется для удовлетворения следующих нужд: производственные нужды (бурение нефтяных и нагнетательных скважин, подготовка нефти, подготовка газа, подготовка пластовых вод, подпитка оборотных систем водоснабжения технологических объектов, охлаждение насосов и компрессоров, приготовление реагентов различного назначения, поддержание пластового давления продуктивных горизонтов, профилактический и другие виды ремонта оборудования и аппаратуры, котельные установки и др.); хозяйственно-питьевые нужды, пожаротушения, обеспечения вахтовых поселков, полива зеленых насаждений, территории и др.

Понятие система водоснабжения включает комплекс инженерных сооружений по забору из водоисточников, подготовку и транспортировку воды до потребителя.

Особенностью объектов нефтегазодобычи являются незначительные расходы воды питьевого качества и большие потребные объемы на технологические нужды, нужды заводнения продуктивных пластов и пожаротушения. Для обеспечения водой всех объектов предусматривается строительство системы водоснабжения с комплексом необходимых сооружений, водозаборы для вод из подземных или поверхностных источников, имеющие множество конструктивных решений в зависимости от типа и особенностей водного источника; объекты для доведения воды до качества, предъявляемого к воде различными нормативными документами; насосные станции для перекачки воды от очистных сооружений; распределительные водопроводные сети (различной конструкции и конфигурации) на объектах потребления. Все эти объекты должны предусматривать мероприятия, направленные на охрану, рациональное использование и воспроизводство водных источников. Для сокращения расхода свежей воды предусматриваются системы оборотного водоснабжения и повторного использования вод.

Резервуарный парк. Нефтегазоводяная жидкость и обезвоженная, обессоленная и стабилизированная нефть хранятся в резервуарах перед первичной подготовкой или подачей на магистральный трубопровод соответственно. По конструктивным особенностям вертикальные цилиндрические резервуары подразделяют на:

– резервуар со стационарной крышей без понтона (РВС);

– резервуар со стационарной крышей с понтоном (РВСП);

– резервуар с плавающей крышей (РВСПК).

Конструкции резервуаров с плавающей крышей. Плавающие крыши резервуаров действуют как барьер, уменьшающий испарения легких углеводородов из переданной на хранение смеси. Резервуары с плавающей крышей в основном используются для хранения обезвоженной, обессоленной и стабилизированной нефти.

Плавающие крыши (ПК) применяются в резервуарах, не имеющих стационарной кровли. Для удобства удаления осадков, выпавших на ПК, последняя должна иметь листовой настил с уклоном к центру. Дождевая вода с ПК отводится через дренажную систему либо из шарнирно-сочлененных, либо из гибких гофрированных труб.

Для подъема на поверхность ПК служит передвижная лестница, конструкция которой обеспечивает горизонтальное расположение ступенек при любом положении крыши. С целью усиления жесткости верхней части корпуса резервуара с плавающей крышей вдоль верхнего пояса монтируют кольцевую площадку для сохранения устойчивости и восприятия ветровой нагрузки. Для удаления паровоздушной смеси и газов из-под плавающей крыши на ней установлен предохранительный клапан.

Добыча газа

Разработка и эксплуатация месторождений предусматривает следующие основные этапы:

а) строительство скважин;

б) эксплуатация скважин;

в) подготовка газа, газового конденсата;

г) компримирование газа на объекте добычи;

д) производство сжиженного природного газа.

Эксплуатация месторождения также включает капитальный ремонт скважин, системы поддержания пластового давления и вспомогательные процессы.

Строительство скважин. Строительство скважины является первым этапом добычи газа, целью которого является разработка газовых залежей и подготовка скважины к эксплуатации. Строительство газовых скважин осуществляется на суше и в море.

В цикл строительства скважины входят:

а) подготовительные работы;

б) монтаж вышки и оборудования;

в) подготовка к бурению;

г) процесс бурения;

д) крепление скважины обсадными трубами и ее тампонаж;

е) освоение скважины.

Эксплуатация скважин. Эксплуатация газовых скважин является вторым этапом, следующим за этапом строительства месторождений. Целью этой стадии является извлечение газа из пласта и поднятие его на поверхность месторождения.

На этом этапе происходит движение газа от забоев скважины до их устья на поверхности. Продукция газовой скважины — это природный газ с парами тяжелых углеводородов и воды, капельная вода, нестабильный углеводородный конденсат, мехпримеси.

Технология эксплуатации скважин состоит: в пуске и остановке скважины; установлении, поддержании и контроле за заданным режимом эксплуатации; обеспечении нормальной работы оборудования в осложненных условиях (гидратообразование, коррозия, обводнение, вынос на забой твердых частиц, растепление вечномерзлых пород), а также в поддержании в исправном состоянии контрольно-измерительных приборов и средств автоматики.

В природном газе могут присутствовать коррозионно-опасные вещества: углекислый газ и сероводород, содержание которых в процессе подготовки газа к транспорту доводится до значений, установленных ГОСТ 5542–2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия.

Эксплуатационные скважины проектируются и бурятся при реализации пробной эксплуатации месторождения и промышленной разработке месторождения:

1. Эксплуатационные (добывающие) — для добычи газа и газового конденсата.

2. Нагнетательные — для закачки в продуктивные горизонты сухого воздуха, газа при добыче газового конденсата, увеличения дебита эксплуатационных скважин, снабженных воздушными подъемниками.

3. Опережающие добывающие — для добычи углеводородов с одновременным уточнением строения продуктивного пласта.

4. Специальные — опорные, параметрические, оценочные, контрольные и наблюдательные — для изучения геологического строения малоизвестного района, определения изменения коллекторских свойств продуктивных пластов, наблюдения за пластовым давлением и фронтом движения водосырьевого контакта, степени выработки отдельных участков пласта, термического воздействия на пласт, обеспечения внутрипластового горения, закачки сточных вод в глубокозалегающие поглощающие пласты и др.

Для эксплуатации добывающей скважины устанавливается технологический режим, обеспечивающий плановые отборы газа, конденсата и жидкости, предусмотренные техническим проектом при соблюдении условий надежности и безопасности эксплуатации скважин.

Технологический режим работы добывающих скважин характеризуется следующими основными параметрами:

а) пластовым, забойным и устьевым давлением;
б) дебитом жидкости (газа), обводненностью продукции, газовым фактором (выходом конденсата) и количеством механических примесей в продукции;
в) типоразмерами установленного внутрискважинного оборудования, режимами и временем его работы.

Для эксплуатации нагнетательной скважины устанавливается технологический режим, который обеспечивает закачку требуемых объемов рабочего агента в планируемом периоде, соблюдение условий надежности и безопасности эксплуатации скважин, предусмотренных техническим проектом и нормами закачки.

Технологический режим работы нагнетательных скважин характеризуется следующими основными параметрами:

а) пластовым, забойным и устьевым давлением;
б) приемистостью скважины и количеством механических примесей и нефти в закачиваемом агенте;
в) температурой закачиваемого агента (для паронагнетательных скважин);
г) типоразмерами установленного внутрискважинного оборудования, режимами и временем его работы.

Газовые и газоконденсатные скважины, в зависимости от степени разобщения пород интервалов продуктивных объектов, условно делятся на две категории:

а) категория А — скважины с нецементируемым забоем в интервалах продуктивных объектов;
б) категория Б — скважины с цементируемым забоем в интервалах продуктивных объектов.

Скважины категории А проектируются и строятся на газовых объектах, включающих один пласт или несколько продуктивных пластов, между которыми отсутствуют водоносные пропластки, и оборудуются фильтрами. Выбор типа фильтра определяется условиями устойчивости пород к разрушению и пескопроявлению из пласта в ствол скважины.

В отдельных случаях, обоснованных проектом разработки месторождения, закачивание скважин в продуктивных объектах, представленных устойчивыми породами-коллекторами, производят открытым забоем без перекрытия фильтрами.

Скважины категории Б проектируются и строятся на газовых объектах, включающих водоносные пласты (пропластки).

Схема эксплуатации скважин на месторождении (пакерная, беспакерная) должна быть обоснована Проектом разработки месторождения. Эксплуатация скважин по беспакерной схеме на месторождении, находящемся в стадии падающего пластового давления, должна быть обоснована документом, согласованным с органами Росгортехнадзора. Пакерная схема эксплуатации предусматривается для газовых и газоконденсатных скважин:

– при дебите газа (или газоконденсатной смеси) 500 тыс. м^3/сут и более, расположенных на расстоянии менее 500 м от населенного пункта;
– при коэффициенте аномальности пластового давления Ка = 1,1 и выше;
– при размещении в кустах на месторождениях с наличием в разрезе многолетнемерзлых пород (ММП) с расстоянием между устьями менее 40 м.

Все скважины на горизонты с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) сооружаются и эксплуатируются по пакерной схеме. В остальных случаях схема компоновок подземного оборудования определяется проектом разработки месторождения.

По пространственному расположению в земной коре буровые скважины подразделяются на вертикальные, горизонтальные, наклонные.

В процессе эксплуатации скважин необходимо обеспечить регулярный контроль технического состояния эксплуатационной колонны, работы оборудования, а также получение исходных данных, необходимых для оптимизации технологического режима.

Известны два способа эксплуатации газовых месторождений: фонтанный и компрессорный. Основным способом эксплуатации газовых скважин является фонтанная добыча, так как газ характеризуется малыми величинами плотности и вязкости даже в пластовых условиях. Подъем природного газа происходит за счет перепада давления у устья скважины и в пласте и за счет расширения самого газа. Компрессорный способ эксплуатации скважины используют в том случае, если на забое скважины накапливается газовый конденсат или вода. Удаление воды и газового конденсата осуществляют с помощью газлифтного способа эксплуатации скважин или использования насосного оборудования.

Промысловая подготовка газа. Целью промысловой подготовки газа является его очистка от механических примесей, тяжелых углеводородов, капельной влаги и паров воды, сероводорода и углекислого газа.

Очистка газа от механических примесей, капельной жидкости осуществляется в сепараторах на УКПГ, УППГ, в пылеуловителях на ДКС.

В случае применения метанола в системе сбора следует предусматривать мероприятия, позволяющие выделять из газа метанольную воду и направлять ее на утилизацию.

Установки, предназначенные для подготовки газа и извлечения конденсата на газоконденсатных месторождениях, должны быть спроектированы с учетом влияния снижения пластового давления на их работу. В первую очередь имеются в виду изменения состава и количества сырья, снижение в составе конденсата тяжелых фракций, когда конденсат используется для производства какого-либо продукта: абсорбента, моторных топлив и т. д.

Компримирование газа на промысле. Компрессорная станция (КС) — комплекс сооружений и оборудования для повышения давления сжатия газа при его добыче, транспортировке и хранении.

Технологическая схема КС состоит из установок очистки газа, компрессорных цехов, установок воздушного охлаждения газа. Работа оборудования КС обеспечивается технологическими трубопроводами с запорно-регулирующей арматурой, маслосистемой, установками подготовки пускового, топливного и импульсного газов, системой электроснабжения и пр.

По виду выполняемой работы выделают КС дожимные (головные), линейные КС магистральных газопроводов, КС подземных хранилищ газа, нагнетательные КС обратной закачки газов в пласт.

Производство сжиженного природного газа. Производство сжиженного природного газа основано на значительном (примерно в 600 раз) уменьшении занимаемого этим газом объема. СПГ — криогенная жидкость, получаемая из природного газа охлаждением до температуры конденсации –161,5° С. Температура кристаллизации — –182,5° С, плотность — 0,42 кг/л. За счет этого достигается существенное сокращение расходов на хранение и транспортировку, которая может осуществляться специальными судами, контейнерами, автомобильным и железнодорожным транспортом и т. д., что позволяет СПГ составить серьезную конкуренцию традиционному трубопроводному газу. Кроме того, хранение СПГ обходится недорого; при этом образуются огромные «буферы энергии», доступ к которым обеспечивается за считанные секунды.

Как правило, производство СПГ включает следующие установки:

а) подготовка газа;

б) сжижение газа;

в) фракционирование;

г) хранение сжиженного газа;

д) системы отгрузки.

В последнее время получили распространение новые технологии, которые активно применяются на заводах СПГ со средней производительностью (около 1,5 млн т СПГ в год). На таких заводах, как правило, используется цикл смеси холодильных агентов MRC (mixed refrigerant cycle). Заводы данного типа потребляют больше электроэнергии, но это окупается меньшими капитальными затратами.

В 2009 г. на Сахалине начал работу завод по производству сжиженного природного газа, производительность завода — 9,6 млн т СПГ в год. Технология сжижения природного газа с использованием двойного смешанного хладагента — лицензионная технология производства СПГ компании «Шелл», специально разработанная для холодного климата.

Природный газ охлаждается в двух циклах со смешанным хладагентом: в цикле со смешанным хладагентом предварительного охлаждения и в основном цикле со смешанным хладагентом. Смешанный хладагент состоит из смеси легких углеводородов, в основном этана и пропана. Изменяя состав хладагента в зимний и летний периоды, можно увеличить производство СПГ.

Мини-завод СПГ — это завод по сжижению газа производительностью 200 т/день (0,07 млн т/год). Занимаемая им площадь составляет 10 тыс. м^2 (5 тыс. м^2 приходится на системы предварительной очистки и сжижения газа; 5 тыс. м^2 — на системы охлаждения воды, хранилище СПГ, площадку для автотрейлеров СПГ).

На мини-заводах СПГ возможно использование двух технологических решений: технология «открытого цикла» (использование давления подаваемого газа в качестве источника энергии для его охлаждения) и технология «цикла расширения азота» (на основе циркуляции азота в замкнутом контуре, содержащем компрессоры и турбины).

Регазификация СПГ производится на специальных регазификационных терминалах, куда СПГ доставляется морскими танкерами. Терминалы состоят из причала, сливной эстакады, резервуаров для хранения, испарительной системы, установок обработки газов испарения из резервуаров и узла учета. Превращение СПГ в газ происходит в системе испарения с помощью нагрева. Подогрев может осуществляться прямым и непрямым способом. В первом случае газ получает тепло непосредственно от горячего теплоносителя, во втором тепло поступает к газу через промежуточный теплоноситель, обогреваемый горячим теплоносителем. В качестве горячего теплоносителя используется морская вода, в качестве промежуточного теплоносителя — пропан.

Капитальный ремонт скважин (КРС). Комплекс работ, связанных с восстановлением работоспособности призабойной зоны, целостности обсадных колонн, цементного кольца, ликвидацией аварий, а также спуском и подъемом оборудования при раздельной эксплуатации и закачке, пакеров-отсекателей, клапанов-отсекателей, газлифтного оборудования.

КРС включает ремонтно-исправительные, ловильные и ремонтно-изоляционные работы, а также возврат и ликвидацию скважин. К ремонтно-исправительным работам относятся исправления смятий, сломов, трещин и замена поврежденной части эксплуатационной колонны, герметизация устья скважины, разбуривание цементных пробок.

Ловильные работы в скважине включают извлечение упавшей колонны насосно-компрессорных труб, насосных штанг, инструментов и др., а также чистку ствола скважины. Большинство ловильных инструментов можно разделить на 5 категорий:

- шламометаллоуловители для улавливания небольших объектов или обломков, вес которых слишком велик для подъема путем циркуляции раствора;
- инструменты для фрезерования головы аварийного инструмента;
- режущий инструмент для обрезки труб;
- внешние захваты для извлечения аварийного инструмента после соединения его с внешней поверхностью (при помощи ловильного метчика или овершота);
- внутренние захваты для извлечения аварийного инструмента после соединения с его внутренней поверхностью (ловильные метчики для внутреннего захвата).

Ремонтно-изоляционные работы проводят при прорыве в скважину пластовых вод (верхних или нижних по отношению к эксплуатируемому продуктивному горизонту, подошвенных, краевых и поступающих из соседних скважин). Приток верхних вод, поступающих через дефект в колонне, ликвидируют заливкой цементного раствора, а также других реагентов и материалов, спуском дополнительной колонны, пакеров. Приток вод, поступающих по заколонному пространству через отверстия фильтра, ликвидируют нагнетанием через эксплуатационный или специальный фильтр растворов под давлением. Нижние и подошвенные воды, проникающие через цементный стакан или дефект в зумпфе, изолируют созданием нового цементного стакана (предварительно разбурив старый). Воды, поступающие по заколонному пространству, ликвидируют нагнетанием растворов под давлением через отверстия фильтра. Нижние и верхние воды изолируют также созданием цементных поясов вокруг эксплуатационной колонны в интервале между источником обводнения и эксплуатационным объектом.

В случае невозможности восстановления технического состояния или прекращения эксплуатации скважину ликвидируют (отсекают продуктивные пласты, устраняют заколонные перетоки, устанавливают цементные мосты в стволе скважины).

Комплекс работ, осуществляемый при КРС, является источником негативного воздействия на окружающую среду за счет образования выбросов, сбросов загрязняющих веществ (ЗВ), отходов производства.

Особо следует отметить, что ремонт скважин с подводным закачиванием осуществляется со специализированных судов, и его технология отличается от технологии ремонта скважин с надводным устьем. Для подводных скважин разработан специальный комплекс технических средств.

При ремонте скважин для предотвращения выбросов применяют плашечный превентор или герметизирующее устройство устья скважин.

Системы поддержания пластового давления. Повышение газоотдачи газовых пластов достигается путем своевременной изоляции прорвавшихся вод по отдельным пропласткам. Также повышение газоотдачи достигается путем доведения пластового давления до минимально возможного — отбор газа из скважин под вакуумом.

Для поддержания пластового давления в пласт закачивают рабочий агент: углеводородные, неуглеводородные газы или их смеси.

В качестве углеводородных газов используют большей частью сухой газ, добываемый из газоконденсатной смеси, прошедшей промысловую обработку с целью удаления высококипящих углеводородов C_5 + высшие (сайклинг-процесс), а в качестве неуглеводородных газов — двуокись углерода, азот, дымовые газы.

Пластовое давление поддерживают на уровне (или выше) давления начала конденсации и ниже давления начала конденсации пластовой газоконденсатной смеси. В первом случае во всем пласте, за исключением призабойных зон, эксплуатационных скважин создаются условия, предотвращающие выделение конденсата. Во втором случае месторождение разрабатывают вначале в течение некоторого времени на режиме истощения и лишь затем начинают закачку в пласт газа. Для обоснования экономической целесообразности обратной закачки определяют содержание конденсата в газе, оценивают схему обработки добываемого газа и расходы на нагнетание рабочего агента. Количество закачиваемого газа может быть выше (используют газ с соседних месторождений), равным или меньшим количества отбираемого из пласта газа. В последнем случае часть отбираемого из пласта газа подается потребителю.

Вспомогательные процессы

Энергоснабжение. Потребление и генерация электро- и тепловой энергии являются одним из важнейших аспектов при добыче газа. Выработка энергии необходима для удовлетворения потребностей объектов основного и вспомогательного производства, обеспечивающих работоспособность этих объектов в целом на газовых месторождениях.

При эксплуатации месторождений природного газа часть добываемого сырья (извлекаемый из недр природный газ) полезно используется для проведения обязательных технологических операций. На собственные нужды добывающие организации используют природный газ как добытые газообразные углеводороды с примесями (H_2S, CO_2, N_2, RSH и др.), не прошедшие, так и прошедшие обработку на промысле.

Системы охлаждения. Охлаждение газа — понижение температуры перекачиваемого газа на газовых сборных пунктах и КС.

Охлаждение газа производят между ступенями сжатия компрессорных агрегатов и на выходе из компрессорной станции. Межступенчатые холодильники для охлаждения газа обеспечивают определенную температуру газа на входе в последующую ступень компримирования, массовая производительность которой будет тем выше, чем ниже температура всасываемого газа.

Водоснабжение. Предприятия нефтегазового комплекса являются водопользователями, осуществляющими самостоятельный забор воды из источников и отведение сточных вод с использованием соответствующих водозаборных и водоотводящих сооружений. Водозабор осуществляется как из поверхностных, так и из подземных источников.

Выделяют несколько типов воды по цели использования:

– хозяйственно-питьевая;
– противопожарная;
– оборотная;
– повторно используемые воды.

В качестве источника водоснабжения следует рассматривать водотоки (реки, каналы), водоемы (озера, водохранилища, пруды), моря, подземные воды (водоносные пласты, подрусловые, шахтные и другие воды).

Также в определенных целях в качестве источников водоснабжения могут использоваться — очищенные сточные воды и попутно добываемые с газом воды (после их подготовки).

Канализация и очистные сооружения. На газовых промыслах образуются, как правило, следующие виды сточных вод:

– производственные, загрязненные нефтепродуктами, метанолом, ДЭГом, сероводородом, минеральными солями, механическими примесями, ингибиторами коррозии и гидратообразования;
– производственные, имеющие повышенное солеотложение и незагрязненные технологическими продуктами, образующимися при продувке систем открытых циклов водоснабжения, котлов и ХВО котельных;
– дождевые, загрязненные преимущественно взвешенными веществами минерального происхождения и нефтепродуктами, с обвалованных и отбортованных технологических площадок;
– бытовые.

Состав очистных сооружений зависит от характеристики и количества сточных вод, поступающих на очистку, требуемой степени их очистки, метода обработки осадка в соответствии с нормами.

Установка по приему, травлению, крашению и перемешиванию метанола. Наиболее распространен на газовых промыслах способ подачи метанола в струю газа. При этом он образует с парообразной и жидкой влагой спиртоводные смеси, температура замерзания которых значительно ниже нуля. Пары воды поглощаются из газа, что значительно снижает точку росы, и, следовательно, создаются условия для разложения гидратов или для предупреждения их образования.

Для борьбы с гидратообразованием на групповом пункте предусматривается одна метанольная установка (иногда две).

Метанол вводится, как правило, после сепараторов первой ступени под избыточным давлением, равным разности между давлением высоконапорной скважины, с которой соединен метанольный бачок, и давлением скважин, в которые вводится метанол, что составляет около 30–50 кгс/см^2.

Расход метанола увеличивается с ростом давления и уменьшением температуры. Для характерных термобарических условий эксплуатации шлейфов на северных месторождениях теоретический расход метанола может изменяться в довольно широких пределах (от 0 до 300 г/1000 м^3 газа). На практике же необходим дополнительный запас в 20–25% по расходу метанола при ингибировании шлейфов с целью устранения опасности появления гидратов в коллекторе.

Факельные установки. Факельные установки предназначены для сжигания некондиционных газовых и газоконденсатных смесей, образующихся при работе оборудования или аварийных сбросах.

На объектах добычи газа и конденсата используются горизонтальные и высотные факельные установки для сжигания углеводородных смесей и сбросных газов после продувки (при введении в эксплуатацию, после КРС) скважин на газовых промыслах, газопроводов после капитального ремонта, технологического оборудования на газовых промыслах и установках подготовки газа, пылеуловителей на компрессорных станциях.

Горизонтальные факельные установки располагаются в специальных земляных амбарах на расстоянии около 100 м от устья скважин. Фонтанная арматура скважины соединена с амбаром горизонтальной трубой, конец которой выведен над землей. Горение происходит в открытом факеле от поверхности земли, а рассеивание ЗВ в вертикальной части факела. Температура продуктов сгорания 900–2000° С, в зависимости от сжигаемой смеси, коэффициент избытка воздуха 1–1,5.

На высотных факельных установках (высокого и низкого давления) факельные горелки расположены в верхней части факельной трубы. По факельному стволу поднимаются только горючие компоненты, а горение происходит в атмосфере над оголовком факельного ствола.

При эксплуатации сероводородсодержащих месторождений предпочтительно использовать высотные факельные установки для повышения степени рассеивания ЗВ.

Конструкция факельных установок обеспечивает безсажевое горение газовых смесей при соблюдении определенных условий истечения газа. Поскольку режим сброса газа в факельные системы может варьироваться в широком диапазоне, состав выбросов (сажевое/бессажевое горение) должен определяться расчетом для каждого конкретного случая (вида регламентной операции). Эффективное смешение углеводородных смесей с воздухом обеспечивается использованием факельной горелки с разделением газового потока на отдельные струи с помощью большого числа горелок либо с большим числом выходных отверстий.

Утилизация отходов. При бурении будут образовываться следующие виды отходов:

а) шлам, выбуренный при использовании растворов на водной основе (бентонит/полимерные растворы на основе пресной воды), при бурении верхних интервалов скважин;
б) шлам, выбуренный при использовании растворов на нефтяной основе, который образуется при бурении нижних интервалов скважин;
в) отработанные буровые растворы (ОБР) на водной и нефтяной основе и промывочные растворы;
г) твердые отходы строительства скважин.

Выбуренный шлам и отработанный буровой раствор могут закачиваться в подземные пласты через нагнетательные скважины.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод. Цель любой технологии термодесорбции состоит в том, чтобы получить твердые частицы, свободные от углеводородов (или ультранизкое содержание

органического углерода), для утилизации путем отгонки углеводородов из бурового шлама и извлечения углеводородов для повторного использования в буровом растворе.

Одним из наиболее известных и распространенных методов является захоронение ОБР и бурового шлама (БШ) в земляном амбаре (при обезвоживании) до полного высыхания с последующим захоронением. Метод отличается наибольшей простотой, но и наименьшей экологичностью вследствие продолжительного контакта ОБР с компонентами окружающей природной среды. Содержащиеся в отходах загрязнители вследствие подвижности и высокой проникающей способности мигрируют в почвогрунты, вызывая в них отрицательные негативные процессы.

Надежный и экологически безопасный метод закачивания отходов бурения и газодобычи в подземные пласты позволяет изолировать жидкие буровые отходы глубоко под землей в природных резервуарах. По мере ужесточения требований в области охраны окружающей среды закачка бурового шлама и отработанного бурового раствора в скважины становится все более привлекательной с точки зрения утилизации отходов бурения. Данная технология является альтернативой наземному сбросу буровых отходов, зачастую невозможному (бурение в русловых частях рек, природоохранные зоны). Технологически данный процесс представляет собой закачку измельченного и смешанного с водой шлама в виде пульпы в подземный горизонт через скважину.

Существует несколько способов закачки буровых отходов под землю:

1) закачивание буровых отходов в затрубное пространство;
2) закачивание в специально пробуренную скважину;
3) закачивание в скважину после завершения буровых работ.

Р е з е р в у а р н ы й п а р к. Резервуары хранения СПГ делятся на 4 типа:

– цилиндрические одностенные;
– двустенные;
– с цельной защитной оболочкой;
– подземные.

Подземные резервуары могут быть двух видов: заглубленные и подземные. Все типы подземных резервуаров обладают высоким уровнем безопасности по сравнению с другими типами и являются более экологически эффективными.

На объектах малотоннажного производства СПГ, как правило, хранится в цилиндрических стальных резервуарах объемом порядка 10–500 м^3.

СРАВНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ

Добыча нефти и газа

Как известно, в стволе скважины всегда присутствует жидкость. На этапе бурения скважины — это буровой раствор. По окончании бурения его, как правило, замещают технической водой. А в результате мероприятий по освоению скважины ствол заполняется пластовой жидкостью (нефтью или нефтью с водой). Таким образом, в стволе скважины всегда присутствует столб жидкости.

Столб жидкости создает гидростатическое давление (P) на забой скважины, которое описывается известным уравнением:

$$P = \rho g h,$$

где ρ — плотность жидкости;
g — ускорение свободного падения;
h — высота столба жидкости.

Для того чтобы в скважину поступала жидкость из пласта (будь то нефть, газ или вода), должно соблюдаться простое условие: пластовое давление должно быть выше гидростатического давления столба жидкости в стволе скважины.

Теперь, если энергия пласта изначально высока и пластовое давление выше давления столба жидкости в стволе скважины, то получаем естественный приток нефти. Такой способ называется фонтанный способ эксплуатации скважины.

Если энергии пласта недостаточно, чтобы обеспечить приток нефти в скважину, то у нас есть два варианта. Согласно приведенной выше формуле, нам надо либо уменьшить плотность жидкости (ρ) в стволе скважины, либо уменьшить высоту столба жидкости (h). На величину g мы повлиять не можем, так как это величина постоянная.

На изменении плотности жидкости основан газлифтный способ эксплуатации скважины. При этом способе с помощью колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) в скважину закачивают сжатый газ. Пузырьки газа, поднимаясь к устью скважины, снижают плотность столба жидкости, что обеспечивает снижение гидростатического давления и соответственно приток нефти из пласта.

Если же снижения плотности жидкости недостаточно для притока нефти, то остается только снижать высоту столба жидкости. Этого достигают насосными способами эксплуатации скважины. В скважину, попросту говоря, спускают насос и откачивают присутствующую в ней жидкость. Высота столба жидкости снижается до тех пор, пока из пласта не начнет поступать нефть. В результате при работающем насосе в скважине устанавливается какой-то равновесный уровень столба жидкости, который называется динамическим уровнем.

Таким образом, выделяют три основных способа эксплуатации скважин:

– фонтанный;
– газлифтный;
– насосный.

Методы, предполагающие использование внешнего источника мощности для поднятия жидкости на поверхность, носят общее название механизированная добыча.

Фонтанный способ эксплуатации скважины

При фонтанном способе жидкость и газ поднимаются по стволу скважины от забоя на поверхность только под действием пластовой энергии, которой обладает нефтяной пласт. Этот способ является наиболее экономичным, так как не требует дополнительных затрат энергии на подъем жидкости на поверхность. Кроме того, при этом способе не требуется закупка дорогостоящего оборудования, требующего к тому же регулярного обслуживания.

Оборудование фонтанных скважин состоит из колонной головки, фонтанной арматуры и выкидной линии. Это оборудование относится к наземному. Подземное оборудование состоит из колонны насосно-компрессорных труб (НКТ), которые, как правило, спускают до глубины верхних дыр перфорации.

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) в фонтанных скважинах служат для подъема жидкости и газа на поверхность, регулирования режима работы скважины, проведения исследовательских работ, борьбы со смолопарафиновыми отложениями, осуществления различных геолого-технических мероприятий (ГТМ), предохранения эксплуатационной колонны от коррозии и эрозии, предупреждения и ликвидации песчаных пробок, глушения скважин перед подземным или капитальным ремонтами, предохранения эксплуатационной колонны скважины от высокого давления при различных геолого-технических мероприятиях.

Газлифтный способ эксплуатации скважины

Газлифтная эксплуатация является продолжением фонтанной эксплуатации, когда пластовая энергия уменьшается настолько, что подъем жидкости на поверхность ею не

обеспечивается и возникает необходимость в дополнительной энергии. В качестве дополнительной энергии используется газ высокого давления.

В результате смешивания дополнительно поступающего в скважину газа с пластовой жидкостью образуется газожидкостная смесь с пониженной плотностью, что снижает давление на забое скважины. Пониженное забойное давление обеспечивает приток продукции из пласта и подъем газожидкостной смеси на поверхность.

Различают компрессорный газлифт и бескомпрессорный газлифт. Если для сжатия газа до необходимого давления и закачки его в скважину применяются компрессоры, то соответственно такой способ эксплуатации называется компрессорным газлифтом. Если в качестве рабочего агента для газового подъемника применяется газ из газовых пластов высокого давления, то в этом случае эксплуатация скважин называется бескомпрессорным газлифтом.

Преимущества газлифтной эксплуатации:
- все оборудование располагается на поверхности, что упрощает его ремонт и обслуживание;
- простота конструкций оборудования;
- возможность отбора больших объемов жидкости (до 1800 т/сут) независимо от глубины скважины и диаметра эксплуатационной колонны;
- простое регулирование дебита нефти скважины (увеличивая или уменьшая подачу газа в скважину);
- возможность эксплуатации пескопроявляющих и обводненных скважин;
- простота исследования скважин.

Недостатки газлифтной эксплуатации:
- необходимость частой замены НКТ, особенно в обводненных скважинах и в пескопроявляющих скважинах;
- низкий КПД подъемника и всей системы компрессор-скважина (при низких динамических уровнях КПД подъемника часто не превышает 5%);
- большая стоимость затрат на строительство компрессорных станций, газораспределительных будок и сети газопроводов в начале обустройства месторождений;
- большой расход электроэнергии на добычу 1 т нефти при эксплуатации малодебитных скважин с низкими динамическими уровнями.

Насосные способы эксплуатации скважин

Существуют следующие виды насосной эксплуатации скважин:
- установкой штангового глубинного насоса (УШГН);
- установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН);
- установкой штангового (либо электропогружного) винтового насоса (УШВН, УЭВН);
- установкой электродиафрагменного насоса (УЭДН) и др.

РОЛЬ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В ГЛОБАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКЕ

Нефтедобывающая промышленность

На протяжении многих лет нефть является важнейшим фактором развития мировой экономики. Обладание нефтяными ресурсами считается залогом успешного развития любой страны. Контроль над этими ресурсами является источником непрерывного политического, экономического и даже вооруженного противостояния между отдельными участниками мирового рынка. За последние 30 лет мировое потребление нефти увеличилось с 2,2 до 3,9 млрд т/год. Мировые запасы нефти распределены крайне неравномерно, больше всего повезло ближневосточным странам.

Было отмечено, что с 1920 по 1970 г. мировая нефтедобыча увеличивалась не только почти в каждом новом году, но и по десятилетиям добыча росла практически в геометрической прогрессии (увеличивалась почти вдвое за каждые 10 лет). С 1979 г. происходит замедление темпов роста мировой нефтедобычи. В начале 80-х гг. даже происходит кратковременное снижение добычи нефти. В дальнейшем рост объемов добычи нефти возобновляется, но уже не такими стремительными темпами как на первом этапе. Несмотря на падение объемов добычи нефти в начале 80-х и периодически случающиеся кризисы, в целом мировая добыча нефти неуклонно растет. Среднегодовые темпы роста за период с 1970 по 2017 г. составили порядка 1,7%, причем этот показатель существенно меньше среднегодовых темпов роста мирового ВВП.

До 1948 г. основным поставщиком нефти на мировой рынок были США, однако с началом разработки ближневосточных месторождений США превращается из экспортера в импортера нефти. Крупнейшим потребителем нефти в мире является США — около 24% мирового потребления, из них около 40% составляет собственная добыча, остальной объем приходится на импортные поставки. За США по объемам потребления в порядке нарастания следуют Китай, Индия и Япония. Япония почти полностью обеспечивает свою потребность за счет импорта. Россия по объему потребления нефти занимает пятое место в мире, однако по объему потребления нефти на душу населения Россия занимает 17-е место.

Россия является одной из немногих стран, которая не только полностью обеспечена нефтью, но и в значительной мере экспортирует топливо. Велика ее доля в мировом балансе топливно-энергетических ресурсов, например по разведанным запасам нефти — около 10%.

В течение 2000–2017 гг. доля России в мировой добыче нефти возросла с 8,9% до 12,5%. На сегодняшний день она является одной из трех стран, определяющих динамику цен на нефтяном рынке (наряду с Саудовской Аравией и США).

По запасам нефти Россия занимает седьмое место в мире, уступая Саудовской Аравии, Кувейту, Ирану, Ираку, ОАЭ и Венесуэле. Динамика мировой добычи представлена на рис. 2.4.

Россия по итогам 2017 г. сохранила первое место в мире по нефтедобыче с долей 12,4% и является одним из мировых лидеров по экспорту нефти. В 2017 г. в России добыто нефти, включая газовый конденсат, — 546,8 млн т и экспортировано 257,0 млн т (+1,1% к 2016 г.).

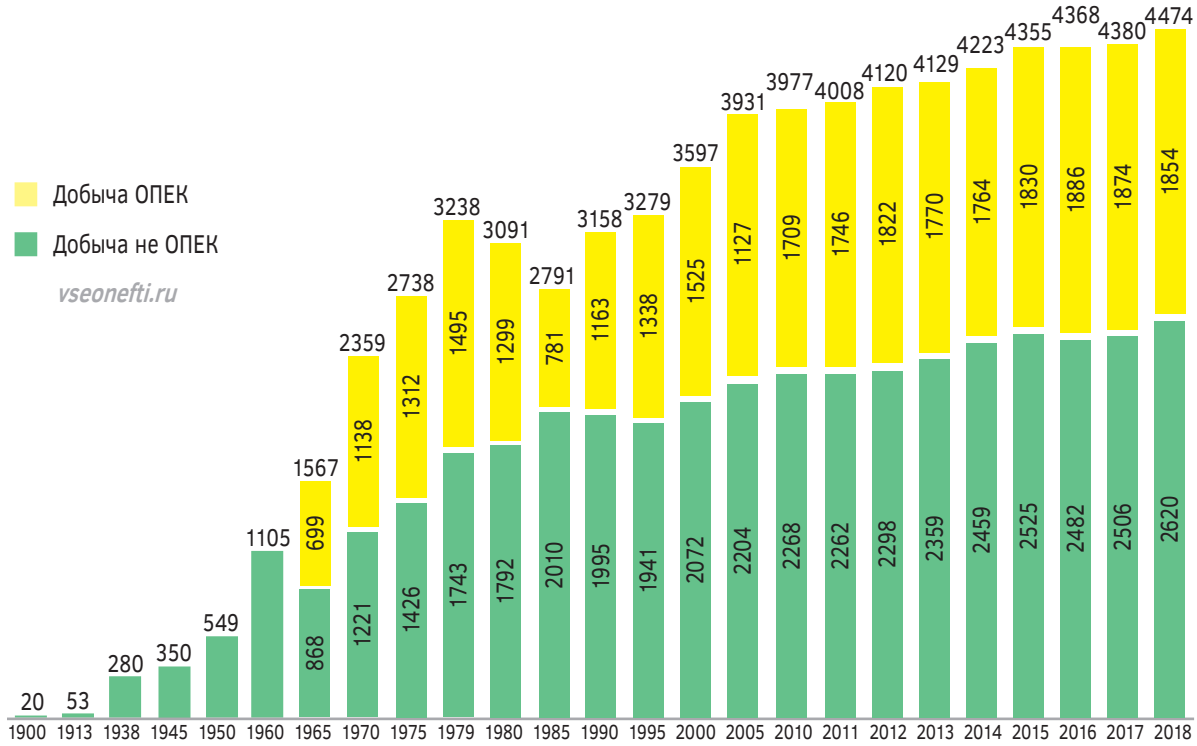


Рис. 2.4. Динамика мировой добычи нефти

В последние годы Россия занимает лидирующие позиции по объему добычи сырой нефти и обеспечивает 10–12% ее мировой торговли. Свыше четырех пятых объема российской нефти экспортируется в другие страны.

Основной объем нефти Россия экспортирует в страны дальнего зарубежья (около 90% всех экспортных поставок сырой нефти). На страны ближнего зарубежья (с учетом экспорта в государства — члены Таможенного союза) приходится порядка 8,3%. Доля российской нефти на рынках Европы составляет около 30%.

Экспортные поставки нефти в основном осуществляются по магистральным нефтепроводам, при этом через систему «Транснефть» экспортируется около 81% всей экспортируемой сырой нефти. В Европу нефть поставляется по нефтепроводу «Дружба», а в восточном направлении — по системе ВСТО с выходом на Китай («Сковородино–Мохэ») и к морскому экспортному терминалу Козьмино на Дальнем Востоке.

В последние годы доля поставок нефти по системе «Транснефть» существенно возрастала, что связано с наращиванием соответствующих мощностей. Российская нефть поставляется по нефтепроводу «Дружба» в Белоруссию, Польшу, Венгрию, Словакию, Чехию, Германию и страны Прибалтики. Основными же рынками сбыта являются Великобритания и Ирландия (1/4 экспорта), Восточная Европа (1/4), страны Средиземноморья (Италия, Греция, Кипр, Турция, Болгария — около 20%), другие страны Западной Европы (Австрия, Швейцария, Нидерланды, Швеция, Дания, Финляндия, Бельгия, Лихтенштейн).

За последние 15 лет одной из основных особенностей экспортной политики России в области поставок нефти и нефтепродуктов стало практически полное прекращение транзита через сопредельные государства. Значительно снизились поставки по трубопроводу «Дружба». Это связано с наращиванием экспортных мощностей на западном (Балтийская трубопроводная система) и восточном направлениях (ВСТО, поставки нефти через Казахстан).

Экспортные поставки российской нефти по морю идут через морские порты: на Черном море — Новороссийск, на Балтийском — Приморск и Усть-Луга, на Тихоокеанском побережье — Козьмино.

Газодобывающая промышленность

В современной экономике ведущую роль играют энергетические ресурсы. Показателем развития экономики каждого государства является уровень потребления им энергоресурсов. Одним из важнейших видов энергоресурсов является природный газ. В настоящее время в мировом энергетическом балансе на долю природного газа приходится 17%. Согласно оценкам ряда международных организаций, в XXI в. ключевая роль в мировом энергоснабжении постепенно перейдет к природному газу. В пользу этого говорят его значительные запасы во многих регионах мира, возможность его транспортировки на любые расстояния, а также экономичность и экологические преимущества его использования.

Доля России в мировой добыче природного газа составляет 19,2%. Согласно оценкам Rystad Energy, 2018 г. оказался историческим для мировой газовой промышленности. В 2018 г. в мире было добыто 3,86 трлн м^3 природного газа. Прирост добычи за год составил 164 млрд м^3, что является крупнейшим увеличением производства газа с 2010 г. Больше всего в 2018 г. нарастила газодобычу Северная Америка (+71 млрд м^3), далее следует Россия (+43 млрд м^3), Ближний Восток (+39 млрд м^3). Тогда как Европа показала снижение добычи природного газа, оказавшись единственным регионом с падающими производственными показателями.

Россия продолжает уверенно удерживать лидерство в мировом экспорте природного газа — около 40% международных поставок газа осуществляется с территории России. По итогам 2018 г. было экспортировано около 244,0 млрд м^3 (+10% к 2017 г.).

Россия экспортирует природный газ в страны Европы, бывшего СССР и Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР). Основная часть экспорта газа из России приходится на Европу, в которую газ поставляется по трубопроводам, в том числе морским — «Турецкий поток»

и «Северный поток». В страны АТР экспортируется СПГ с завода «Сахалин-2». В 2018 г. «Газпром экспорт» поставил в европейские страны 200,8 млрд м³ газа. Примерно 81% поставок из России приходится на страны Западной Европы (включая Турцию), 19% — на центрально-европейские государства. Крупнейшими импортерами являются Германия, Турция, Италия, Великобритания и Франция, на которые приходится около половины российского экспорта газа. Россия осуществляет экспорт и сжиженного природного газа. Часть продукции запущенного СПГ-завода на Ямале направляется в европейские страны — новый рынок сбыта российского СПГ. Продукция с «Сахалин-2» поставляется в страны АТР — Японию, Республику Корея и Китай.

РОЛЬ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В ЭКОНОМИКЕ РФ

Нефтедобывающая промышленность

Нефтяная промышленность России является основным сектором топливно-энергетического комплекса страны. В настоящее время Россия является одним из крупнейших в мире производителей, потребителей и экспортеров нефти.

От успешного функционирования этой отрасли зависит эффективное удовлетворение внутреннего и внешнего спроса на нефть и продукты ее переработки. Не менее важную роль эта отрасль играет в обеспечении энергетической безопасности и политических интересов России. Нефть по-прежнему остается важнейшим источником валютных и налоговых поступлений в бюджет страны. Удельный вес экспорта нефти и нефтепродуктов в общей валютной выручке страны составляет около 27%. Роль нефтяного комплекса России как источника бюджетных поступлений постоянно растет.

Значение нефти в народном хозяйстве России очень велико: это сырье для нефтехимии в производстве синтетического каучука, спиртов, полиэтилена, широкой гаммы различных пластмасс и готовых изделий из них, искусственных тканей; источник для выработки моторных топлив (бензина, керосина, дизельного и реактивных топлив), масел и смазок, а также котельного печного топлива (мазут), строительных материалов (битумы, гудрон, асфальт); сырье для получения ряда белковых препаратов, используемых в качестве добавок в корм скоту для стимуляции его роста.

На рис. 2.5 представлена диаграмма добычи нефти в России, начиная от зарождения нефтяной промышленности, по настоящее время. Видно, что добыча нефти в России с начала 2000-х гг. стабильно растет, хотя в последнее время темпы роста замедлились.

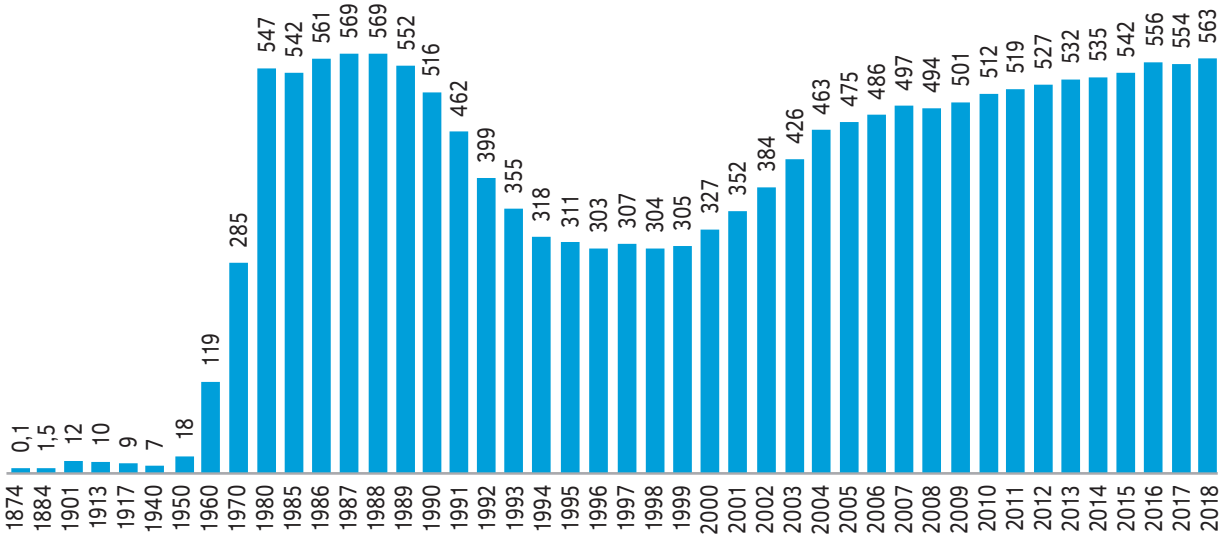


Рис. 2.5. Распределение объемов добычи нефти в России

В 90-е гг. добыча нефти резко снизилась, что связано с происходившими в тот период негативными процессами в экономике страны и выходом некоторых нефтедобывающих республик из состава СССР. По мере роста экономики страны и увеличения экспортных поставок нефти, начиная с 2000 г., добыча нефти стала наращиваться.

Внутренний рынок нефти России ограничен небольшим ростом потребления нефтепродуктов (0,5–1% в год). Свободная торговля нефтью составляет около 3 млн т/мес. Основные поставки осуществляются внутри корпоративной структуры российских вертикально-интегрированных компаний.

Таким образом, для экономики России нефтяная промышленность остается одной из главных отраслей промышленности, главным образом за счет увеличения добычи и переработки нефти. Большое количество бюджетных поступлений идет от экспорта нефти в страны СНГ и другие зарубежные страны.

Газодобывающая промышленность

Газовая промышленность — важнейший сегмент топливно-энергетического комплекса как России, так и мировой системы энергообеспечения в целом. Газовая промышленность России является одним из крупнейших источников валютных и налоговых поступлений в бюджет страны. Доля нефтегазовых доходов в общих доходах федерального бюджета в 2017 г. составила более 45,0%.

В России ежегодно потребляется (с учетом расхода газа на технологические нужды системы газоснабжения) около 450–460 млрд м^3 газа, или более 60% от всего объема газа, добываемого в стране. Доля природного газа в первичном топливно-энергетическом балансе страны составляет 54% и продолжает расти.

Основным потребителем газа в России является электроэнергетика и теплоэнергетика, которые ежегодно используют около 180 млрд м^3 газа. При этом спрос на газ со стороны электро- и теплоэнергетических компаний постоянно растет. Тенденция к повышению удельного веса газа в энергетическом балансе страны не может рассматриваться как благоприятный фактор улучшения структуры потребления топлива. Дело в том, что дешевизна газа является одной из причин его неэффективного использования. Она провоцирует рост спроса даже в тех районах страны, где традиционно доминировали другие энергоносители, например уголь. Использование газа по заниженным ценам является серьезной проблемой для всей национальной экономики, поскольку сдерживает развитие технического прогресса, одним из приоритетных направлений которого в современном мире является энергосбережение.

В последние годы также наметилась тенденция к увеличению потребления компримированного природного газа на автотранспорте. В 2017 г. объем его потребления в России составил около 600 млн м^3, что на 11% выше уровня 2016 г. В 2017 г. в России было введено в строй 34 объекта газозаправочной инфраструктуры, и к концу года их количество превысило 350 единиц.

На российский рынок поставляется также газ, импортируемый из центральноазиатских государств — производителей газа (Туркменистана, Казахстана, Узбекистана). Закупки импортного газа и его перепродажа на российском рынке осуществляются в основном структурами ОАО «Газпром». Потенциал импорта газа в Российскую Федерацию в 5–7-летней перспективе составляет порядка 30–35 млрд м^3 газа в год. Преимущество газа перед другими энергоносителями состоит в том, что он экологически значительно безвреден или в отличие от угля и мазута. Кроме того, газ — практически незаменимый вид широко распространенного сырья для химической промышленности, из которого изготовляются самые разные виды удобрений и полимеров. Применение газа в качестве удобного, недорогого топлива в коммунальном хозяйстве и в быту создает неоценимые удобства для населения и особенно сельского.

Уровень газификации природным газом в России по состоянию на начало 2018 г. составляет 68,1%. Однако уровень газификации, особенно в сельской местности, остается недостаточным и составляет в настоящее время около 30% против 60% в городах.

Существовало два основных, существенно различных сценария динамики спроса на газ на внутреннем рынке.

Первый сценарий основан на предположении об инерционном изменении действующих цен на газ. Он не стимулирует экономию газа потребителями и межтопливную конкуренцию.

Второй предполагает включение ценовых механизмов давления на спрос газа, под действием которых произойдет некоторое сжатие спроса под воздействием роста цен на него. Это возможно посредством либерализации цен на энергоносители и приближения их к уровню, в большей степени соответствующему реальному соотношению спроса и предложения.

В настоящее время реализуется второй сценарий развития спроса на газ, согласно которому возрастание спроса на газ будет происходить в пределах 1–1,5% в год. При этом наиболее крупные потребители газа будут вынуждены инвестировать средства в снижение газоемкости производства. Объем потребления газа на внутреннем рынке в этом случае не превысит 430 млрд м^3 в год, что с учетом ожидаемого увеличения роста добычи газа (в первую очередь независимыми производителями) позволяет говорить об отсутствии перспективы ресурсных ограничений на внутреннем рынке газа.

В случае же реализации первого сценария рост спроса на газ может составлять 3–4% в год. При сохранении существующих темпов роста добычи газа такой рост спроса на него привел бы к превышению ресурсных возможностей газового рынка. При этом газоемкость экономики не снизилась бы, поскольку при таком сценарии отсутствуют стимулы для технического перевооружения производств (электростанции, котельные, химические, нефте- и газохимические и металлургические производства).

ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ

Нефтедобывающая промышленность

В последнее десятилетие изменилась структура сырьевой базы нефтяной промышленности. Негативные изменения структуры сырьевой базы, связанные прежде всего с увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, могут резко снизить добычу нефти в ближайшей перспективе. Прежде всего, это месторождения с тяжелой высоковязкой нефтью и обводненные месторождения. Коэффициент нефтеотдачи пластов в среднем по миру находится в пределах 25–60%. При этом остаточные запасы нефти после разработки месторождений с использованием традиционных технологий составляют от 55 до 75% от первоначальных. В этой связи одной из основных проблем на ближайшие десятилетия будет поиск инновационных средств и технологий повышения нефтеотдачи пластов.

В качестве перспективных для действующих месторождений традиционной нефти следует отметить следующие технологии, основанные на:

– технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП);
– механическом вытеснении нефти со смешением (закачка воды, углекислого газа, углеводородных газов и др.);
– тепловом воздействии на свойства нефти (закачка горячей воды, горячих дымовых газов, организация внутрипластового окисления и др.);
– физико-химическом воздействии на свойства нефти (закачка водных растворов с поверхностно-активными веществами и полимерами).

Наряду с технологией МГРП в ближайшем будущем будет перспективным направление, основанное на «умных» полимерах в нефтедобыче. На них будет возложена задача поиска

системы, которая находит приток воды и блокирует его, но не препятствует течению нефти. В активной разработке находится так называемый «умный» проппант, который при взаимодействии с водой уменьшается в объеме, а при взаимодействии с нефтью увеличивается. Использование проппанта при МГРП позволяет увеличить приток нефти и уменьшить обводненность скважинной продукции.

С учетом меняющейся структуры запасов наиболее важными технологическими компетенциями для России становятся те, которые связаны с разработкой трудноизвлекаемых ресурсов (Баженовская свита, доманиковые и ачимовские отложения, природные битумы). При этом базовым направлением является развитие технологии типа SAGD. Для российских нефтяных месторождений необходимо адаптировать освоение такой технологии применительно к различным условиям залегания пластов, типам имеющихся резервуаров и свойствам нефти. В частности, это касается природных битумов Волго-Уральской битумонефтегазоносной провинции, сконцентрированных в пермских отложениях и залегающих на глубине от 50 до 400 м. Эти отложения имеют сложнопостроенную структуру карбонатных и терригенных коллекторов.

Основными путями совершенствования данной технологии являются:

– снижение энергоемкости (применение вакуумной тепловой изоляции паропроводов, производство пара в режиме когенерации и др., что особенно актуально в северных условиях при наличии вечной мерзлоты, которая вызывает большие потери тепла);
– повышение эффективности разделения нефти и воды с повторным производством пара для нагнетания в скважину (высокое потребление воды).

Перспективным методом для разработки месторождений является внутрипластовое горение. Технология основана на инициации и поддержании процессов горения углеводородов внутри пласта при помощи закачки окислителя (воздух, кислород). Процессы горения обеспечивают разогрев пласта, крекинг тяжелых фракций, повышение внутрипластового давления и подвижности нефти.

Для правильного и точного представления крекинга и окисления углеводородов требуется учет огромного количества реакций, так как типичный образец тяжелой нефти состоит из сотен различных углеводородных и неуглеводородных соединений разнообразного молекулярного строения. С другой стороны, контроль процесса горения достаточно сложен в части предсказания необходимого количества нагнетаемого в пласт воздуха, температуры инициации и т. д. Поэтому для достижения максимальной эффективности разработки месторождений с закачкой воздуха невозможно без создания модели горения нефти и ее компонентов. Наиболее распространенная модель (Belgrave) учитывает реакции низкотемпературного окисления (LTO), термолиза (thermal cracking) и высокотемпературного окисления (HTO).

Данный метод добычи трудноизвлекаемых запасов нефти, по мнению инженеров-исследователей, должен обеспечить коэффициент извлечения нефти до 50%, однако опыт его практического применения в промышленных масштабах на текущий момент отсутствует и технология находится в ранней стадии развития.

Для разработки обводненных месторождений нефти учеными Института проблем нефти и газа РАН разработана полимерно-гелевая система «Темпоскрин», которая опробована на 32 нефтяных месторождениях России, Казахстана и Азербайджана. Технология предназначена для изоляции высокопроницаемых обводненных пластов, изменения направлений фильтрации, увеличения охвата продуктивных пластов воздействием и повышения конечного нефтеизвлечения.

Реагент «Темпоскрин» представляет собой порошок светло-желтого цвета, легко растворяется в воде, малочувствителен к воздействию солей и стоек к деградации в пластовых условиях. Применение «Темпоскрина» не связано с внесением сшивающих добавок, что упрощает технологию его применения.

Повышение нефтеотдачи пластов при применении «Темпоскрина» достигается за счет особых свойств приготавливаемой на его основе полимерно-гелевой системы. Водные растворы «Темпоскрина» обладают сильно выраженными аномальными реологическими свойствами: со снижением давления в движущемся потоке вязкость водного раствора возрастает. Поэтому при закачке в пласт частицы «Темпоскрина» устремляются в зоны минимального гидродинамического сопротивления, заполняя наиболее крупные обводненные поры, каверны и трещины. Это позволяет выравнивать профиль приемистости в нагнетательных скважинах и изолировать обводненные пропластки.

Технология воздействия на пласт заключается в последовательной закачке в нагнетательные скважины заданных объемов водного раствора реагента «Темпоскрин», определенной концентрации и продавке его оторочками воды.

В целом технология «Темпоскрин» позволяет:

– подключить в разработку ранее не работавшие пласты и пропластки;
– увеличить коэффициент охвата пластов заводнением;
– изменить фильтрационные потоки жидкости;
– выровнять профиль приемистости нагнетательной скважины и пласта;
– повысить вытесняющую способность закачиваемой системы;
– за счет флокулирующих свойств создать условия для возникновения дополнительного остаточного сопротивления воде;
– уменьшить обводненность добываемой продукции;
– повысить нефтеотдачу высокообводненных пластов на поздней стадии разработки.

В нынешнем столетии особо перспективным будет развитие технологий добычи нефти и газа на шельфе арктических морей.

В долгосрочной перспективе применительно к добыче углеводородов на арктическом шельфе следует выделить два основных направления:

– развитие технологий глубоководного бурения и добычи углеводородов на основе ледостойких и сейсмически устойчивых платформ;
– создание подводных роботизированных добычных комплексов с длительным ресурсом работы в автоматическом режиме и дистанционным управлением.

Существенное развитие получат технологии добычи, основанные на бурении горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин. Приоритетные направления научно-исследовательских работ в данной области:

– резкое повышение нефтеотдачи продуктивных пластов углеводородных месторождений;
– бурение наклонных или горизонтальных стволов из законсервированных скважин с целью ввода их в эксплуатацию с новым, повышенным дебитом;
– извлечение остаточных запасов нефти с целью восстановления месторождений, находящихся в поздней стадии добычи углеводородов при высокой обводненности добываемого углеводородного сырья;
– разобщение пластов с целью улучшения их нефтеотдачи.

Одной из перспективных технологий будущего является бурение посредством плавления горных пород. При этом ученые рекомендуют использовать термическое, плазменное и лазерное плавление в процессе бурения.

Следующее направление развития нефтегазовой отрасли будет связано с использованием информационных (цифровых) технологий в разведке и разработке месторождений. Особенно это актуально в условиях падения цен на нефть, истощения легко извлекаемых запасов нефти и усложнения условий ее добычи. Развитие цифровых технологий в добыче нефти и газа будет идти по пути использования роботов, искусственных нейронных сетей, роевого интеллекта, моделей резервуаров на основе искусственного интеллекта, экспертных систем, а также технологий моделирования, вычисления и визуализации для

создания частичных или полных виртуальных обстановок реальных нефтегазовых объектов (месторождений, скважин, систем) для анализа производственных задач и визуализации.

Весьма перспективной является технология безлюдной добычи углеводородов «Robotic Process Automation» (RPA). Она позволяет осуществить замену части человеческого труда роботами. Практически любая задача, которая решается оператором с помощью мышки и клавиатуры на экране компьютера, может быть потенциальной областью применения RPA. Любые повторяемые рутинные действия могут быть автоматизированы с помощью программного обеспечения, которое называется «программный бот». Боты выполняют задания по аналогии с человеком, используя те же интерфейсы, что и операторы.

Технология RPA предполагает создание цифрового двойника месторождения и управления им в дистанционном режиме. «Безлюдные» технологии уже начали внедряться в отечественную практику добычи. Так, например, в ООО «Газпромнефть-Хантос» (дочернее предприятие ПАО «Газпромнефть») управление производственными процессами на Южно-Приобском месторождении происходит из офиса компании благодаря созданному цифровому двойнику месторождения. По предварительным оценкам, благодаря запуску системы цифрового двойника операционные затраты на освоение месторождения могут снизиться на 15%.

Газодобывающая промышленность

За последние несколько десятилетий мировая газовая промышленность в развитых странах превратилась в одну из самых технологически продвинутых отраслей промышленности. В настоящее время роль технологического фактора в развитии нефтегазового сектора в России и мире еще больше повышается. Связано это с рядом процессов, происходящих в мировом энергетическом секторе: происходит сокращение доли новых легкодоступных нефтегазовых месторождений; снизились мировые цены на нефть; ценообразование продуктов переработки в числе прочих факторов зависит от стоимости процесса извлечения газа и др. Стоимость продуктов переработки газа определяет не только экономическую, но и политическую картину всех стран мира, поэтому к данному фактору постоянно приковано внимание общественности.

Все эти взаимосвязанные тренды последних лет оказывают существенное влияние на технологическое развитие мирового нефтегазового сектора. Во всех странах ведутся активные поиски новых технологий в добыче газа. Страна, в которой процессы добычи и переработки газа будут упрощены и удешевлены благодаря новым разработкам, сможет получить более высокие прибыли после реализации сырья.

Значительный потенциал для дальнейшего развития газовой отрасли несет в себе развитие добычи нетрадиционных источников природного газа. Так, в последние несколько лет быстрыми темпами развивается разработка сланцевого газа в США. В свою очередь, для России актуальным являются технологии по извлечению метана из угольных пластов. В частности, в ПАО «Газпром» данное направление называют одним из основных направлений стратегии расширения ресурсной базы. Особое место для расширения ресурсной базы для отечественных и зарубежных нефтегазовых компаний занимает реализация проектов по добыче природного газа на морском шельфе, в том числе в Арктике. В области новых методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи российские нефтегазовые компании адекватно отреагировали на введенную правительством РФ политику импортозамещения. Сегодня в практической деятельности нефтегазовых компаний прослеживается тенденция по разработке собственных технологий, направленных на повышение газоотдачи пластов и интенсификации добычи — тепловых, газовых, химических, гидродинамических и др.

В настоящее время развитие новых технологий добычи газа идет по следующим трем основным направлениям (табл. 2.5).

Таблица 2.5. Основные направления развития технологий добычи газа

Направление	Технологии
Геология, поиск и разведка месторождений	Создание методов, технических средств и технологий, обеспечивающих качественный рост результативности геологоразведочных работ и эффективное строительство поисково-разведочных скважин
	Разработка новых и совершенствование существующих методов оценки ресурсов и запасов углеводородного сырья
Разработка месторождений	Создание технологий и технических средств для эффективной добычи природного газа
	Создание новых схем и методов разработки месторождений с помощью наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных «интеллектуальных» скважин с большими отклонениями от вертикали
	Разработка методов, технических средств и технологий освоения трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов газа в низконапорных коллекторах, газогидратных залежах и метана угольных пластов
	Создание новых экономически эффективных технологий добычи и использования «низконапорного» газа
Экология	Разработка и внедрение методов и технологий сооружения промысловых объектов, обеспечивающих сохранение природных ландшафтов
	Разработка методов снижения техногенного воздействия предприятий отрасли
	Создание системы геодинамического мониторинга за разработкой месторождений
	Разработка и внедрение технологий и оборудования, обеспечивающих снижение выбросов парниковых газов

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. *Дмитриевский, А. Н.* Фундаментальный базис инновационного развития нефтяной и газовой промышленности в России / А. Н. Дмитриевский [электронный ресурс]. — 19 с. — URL: http://oilgasjournal.ru/2009-1/4-rubric/dmitrievsky-f-b.pdf (дата обращения: 28.10.2019). — Загл. с экрана.
2. Добыча нефтяного сырья // Минэнерго России [официальный сайт]. — 2019. — URL: https://minenergo.gov.ru/node/1209 (дата обращения: 25.10.2019). — Загл. с экрана.
3. *Еремин, А. Н.* Новая классификация цифровых и интеллектуальных скважин / А. Н. Еремин // Автоматизация и IT в нефтегазовой области. — 2016. — № 2 (24). — С. 2–4.
4. История технологии добычи нефти с античности до середины 20-го века [электронный ресурс]. — URL: https://znaytovar.ru/s/Istoriya-texnologii-dobychi-neft.html (дата обращения: 25.10.2019). — Загл. с экрана.
5. *Кадырли, А. М.* Из истории развития дореволюционной бакинской нефтеперерабатывающей промышленности / А. М. Кадырли. — Баку : Элм, 1976. — 86 с.
6. *Кострин, К. В.* Федор Прядунов и его нефтяной завод / К. В. Кострин. — Сыктывкар, 1959. — 40 с.
7. Метод парогравитационного дренажа (SAGD) // Все о нефти [сайт]. — URL: https://vseonefti.ru/upstream/sagd.html (дата обращения: 28.10.2019). — Загл. с экрана.
8. *Миронов, Д. А.* Перспективные технологии добычи нефти и газа / Д. А. Миронов [электронный ресурс]. — 20 с. — URL: http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2018/geol/013.pdf (дата обращения: 28.10.2019). — Загл. с экрана.
9. Нетрадиционная нефть: технологии, экономика, перспективы : монография / под ред. Д. А. Грушевенко, В. А. Кулагина. — М. : ИНЭИ РАН, 2019. — 62 с.
10. Нефтегаз : ежемесячное информационно-аналитическое издание. Дайджест-2 : Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли: популярный миф или объективная реальность [электронный ресурс]. — URL: http://oilandgasforum.ru/data/files/Digest%20site/DAIDJEST%20WEB2_2.pdf (дата обращения: 28.10.2019).
11. Нефтегазовый комплекс: производство, экономика, управление: учеб. для вузов / [Ю. Н. Линник, В. Ю. Линник, В. Я. Афанасьев, О. В. Байкова и др.] ; под ред. Ю. Н. Линника, В. Я. Афанасьева — 2-е изд., перераб. и доп. — М. : Экономика, 2017. — 780 с. — (Высшее образование).

12. Нефть и газ. Мировая история / гл. ред. и сост. И. Мазур, А. Лобов. — М. : Изд. дом «Земля и человек XXI век» ; ИЦ «Елима», 2004. — 896 с.
13. *О'Коннер, Х.* Империя нефти / Х. О'Коннер ; пер. с англ. К. Н. Козарез и Н. И. Кузьминского ; вступ. статья А. А. Манукяна и К. Н. Козарез ; ред. А. Л. Злотников. — М. : Изд-во иностр. лит., 1958. — 490 с.
14. Основы нефтегазового дела: учеб. пособие / В. Г. Крец, А. В. Шадрина. — Томск : Изд-во Томского политехнического ун-та, 2010. — 182 с.
15. *Рогозин, В. И.* Нефть и нефтяная промышленность (с прил. «Исследования кавказской нефти гг. Морковникова и Оглоблина»). С 7-ю литографическими картами / В. И. Рогозин. — СПб. : Тип. Товарищества «Общественная польза», 1884. — 561 с.
16. Способы воздействия на призабойную зону скважин [электронный ресурс]. — URL: https://studbooks.net/1787953/geografiya/sposoby_vozdeystviya_prizaboynuyu_zonu_skvazhin (дата обращения: 25.10.2019). — Загл. с экрана.
17. Увеличение нефтеотдачи на основе АСП // Салым Петролеум [официальный сайт]. — URL: https://salympetroleum.ru/technologies/newoil/asp/ (дата обращения: 28.20.2019). — Загл. с экрана.
18. Умные месторождения Салыма // ROGTEC. Российские нефтегазовые технологии. — 2010. — 31 авг. — P. 62–65. — URL: https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/06_SPD_Smartfields.pdf (дата обращения: 26.12.2018). — Загл. с экрана.
19. Управление инновационным развитием компаний нефтегазового комплекса: монография / Ю. Н. Линник, В. Ю. Линник, А. А. Каверин ; Государственный университет управления. — М. : Изд. дом ГУУ, 2018. — 216 с.
20. *Фукс, И. Г.* Похвальное слово керосиновой лампе / И. Г. Фукс, А. Лукса, В. А. Матищев // Нефть России. — 1999. — № 1. — С. 82–84.
21. *Щелкачев, В. Н.* Отечественная и мировая история нефтедобычи. История развития, современное состояние и прогнозы / В. Н. Щелкачев. — М., 2002. — 132 с.
22. *Эдер, Л. В.* Особенности развития нефтяной промышленности России на современном этапе / Л. В. Эдер, И. В. Филимонова, И. В. Проворная, Т. М. Мамахатов // Бурение и нефть. — 2016. — № 12. — URL: https://burneft.ru/archive/issues/2016-12/3 (дата обращения: 25.10.2019).
23. *Belgrave, J. D. M.* A Comprehensive Approach to In-Situ Combustion Modeling / J. D. M. Belgrave, R. G. Moore, M. G. Ursenbach, and D. W. Bennion // SPE Advanced Technology Series. — 2013. — Vol. 1, Iss. 01. — P. 10.
24. *Charest, M.* Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding in Alberta small amounts of the right chemicals can make a big difference / M. Charest // Canadian Discovery Digest. — 2013. — Vol. 1. — P. 20–50.
25. *Qiao, Qi*. The pilot test of ASP combination flooding in Karamay oil field / Qiao Qi, Hongjun Gu, Dongwen Li, Ling Dong // SPE Paper No. 64726 presented at the 2000 SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition, 7–10 November, Beijing, China. — Beijing, 2000.
26. *Sorbie, K. S.* Polymer improved oil recovery / K. S. Sorbie. — London : Blackie and Son, Ltd., 1991. — 359 p.
27. *Wever, D.* Polymers for enhanced oil recovery: a paradigm for structure property relationship in aqueous solution / D. Wever, F. Picchioni, A. A. Broekhuis // Progress in Polymer Science. — 2011. — Vol. 36 (11). — P. 1558–1628.