

## Глава 2

---

### ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

---

В настоящее время весьма интенсивно изучаются нефте- и газосодержащие пласты. Большое значение для их изучения имели работы В.Н. Крестовникова, В.А. Зильберминца, И.А. Преображенского по разработке методики анализа физических свойств пород (1928–1931 гг.), А.Р. Архангельского и М.А. Жиркевич, В.П. Цоцхалова и других по исследованию вытеснения жидкостей из пористых сред.

Отечественные ученые (Л.Г. Гуревич, П.А. Ребиндер, Б.В. Дерягин, М.М. Кусаков) много сделали для развития научных основ физико-химии поверхностных явлений. М.М. Кусаков впервые использовал их исследования для развития физико-химии нефтяного пласта.

В 1934 г. впервые были обобщены результаты работ в области исследования физики нефтяного пласта Л.С. Лейбензоном, а в 1934 г. И.М. Муравьевым и Ф.А. Требиным. В настоящее время работы в области физики нефтяного и газового пластов (К.Г. Оркин, Ф.И. Котяхов, В.И. Гриценко, Р.И. Вяхирев, Ю.П. Коротаев, А.И. Гужов и др.) ведутся широким фронтом, изучаются свойства нефтегазосодержащих пластов, флюидов (газ, нефть, пластовые воды, их взаимодействие), закономерности их изменения при высоких температурах и давлениях, закономерности их вытеснения из пористой среды, повышение коэффициента вытеснения газообразных и жидких углеводородов и др. Для этого привлекаются различные технологии, позволяющие управлять физическими процессами, происходящими в продуктивных пластах.

#### **Физико-механические свойства горных пород**

Газ, нефть и вода размещаются в коллекторах, приуроченных главным образом к осадочным породам. Наиболее распространенным минералом, формирующим коллекторы, является кремнезем. Нефтегазовые залежи приурочены также и к коллекторам, сложенным известняками; в составе горных пород, слагающих коллекторы, имеются глинистые минералы, полевые шпаты и другие материалы. Отмечены месторождения нефти и газа в коллекторах, сложенных различного типа сланцами, а также в трещинах изверженных пород (в последнем случае промышленных скоплений не известно).

Осадочные горные породы (исключая карбонатные) состоят из зерен отдельных минералов различной величины, сцементированных в той или иной степени глинистыми, известковистыми и другими веществами. Химический состав пород нефтяных и газовых месторождений может поэтому характеризоваться большим разнообразием компонентов.

Наличие коллектора, обладающего лишь поровым пространством, — недостаточное условие существования нефтегазовой залежи. Нефть и газ в промышленных объемах обычно находят только в тех коллекторах, которые совместно с окружающими их породами образуют ловушки различных форм, удобные для накопления флюидов (антиклинальные складки, моноклинали, ограниченные сбросами или другими нарушениями складчатости, ловушки, образовавшиеся вследствие фациальных изменений пород, окружающих коллекторов и т.д.). Несмотря на безграничное многообразие условий залегания коллекторов нефти и газа, они могут характеризоваться некоторыми общими чертами строения для определенных групп месторождений, что позволяет учитывать основные особенности строения залежи.

Физические параметры пласта (расположение газа, нефти, воды, температура, давление), равно как и напряженное состояние горных пород, до вскрытия скважиной месторождения находятся в установившемся в течение геологического возраста состоянии. При разбуривании месторождения и с началом эксплуатации скважин установившиеся условия нарушаются. В этот период изменяются свойства пластовых флюидов, и в результате движения происходит их перераспределение в пористой среде. В коллекторах флюиды располагаются в соответствии с их плотностями — в верхней части газ, ниже нефть, затем вода, — однако часто вода все-таки остается в нефтяной и газовой частях пласта (Н.Т. Линдтроп, В.М. Михайлов). Эту воду называют *связанной*, или *остаточной*. Вследствие капиллярного подъема воды в порах пласта содержание воды по вертикали постепенно изменяется от 100 % в водоносной части до небольших величин (до содержания «вязкой» воды) в более высоких частях залежи.

Нефтегазоносные пласты изменяются по минералогическому составу, наличию включений по вертикали и горизонтали (без каких-либо закономерностей). Поэтому изменяются и физические свойства пласта.

Давление флюидов в пластах (пластовое давление) возрастает с увеличением глубины залегания коллектора; градиент давления, т.е. прирост давления на 1 м глубины, колеблется в широких пределах: от 5 до 15 кН/м<sup>2</sup> (1 бар = 10<sup>5</sup> Н/м<sup>2</sup> = 1 кг/см<sup>2</sup>; 1 мН/м<sup>2</sup> = 10 кг/см<sup>2</sup>). В газовой залежи давление одинаково по всей площади или незначительно меняется.

По мере углубления в недра Земли возрастает температура. На 1 °С температура повышается при углублении приблизительно на 33 м. Эта глубина называется геотермической ступенью. Однако в различных точках земли она меняется, причем значительно. Изменение температуры на 100 м углубления называют *геотермическим градиентом*.

Высокие давления и температуры существенно влияют на свойства, а также и на качественное состояние пластовых жидкостей и газов. В залежах, расположенных на большой глубине, с большим пластовым давлением и высокими температурами при наличии достаточного количества газа значительная часть нефти находится в виде газового раствора. Эти месторождения называются *газоконденсатными*.

Физические свойства горных пород в пластовых условиях в связи с высоким давлением также отличаются от их свойств на поверхности. Основные факторы, определяющие физико-механические свойства породы, следующие:

- 1) глубина залегания породы, определяющая величину давления, которое испытывает порода от веса вышележащей толщи (горное давление);
- 2) тектоника района;

- 3) стратиграфические условия залегания;
- 4) внутрипластовое давление и условия насыщения пор жидкостью.

Условия залегания нефти и газа в пласте и физические свойства пластовых жидкостей являются важными исходными данными, которые используют и учитывают при разработке и эксплуатации залежи. Основные физические свойства пород и жидкостей следующие:

- 1) гранулометрический состав пород;
- 2) пористость пласта;
- 3) проницаемость пород коллектора;
- 4) удельная поверхность пород пласта;
- 5) карбонатность пород;
- 6) механические свойства пород и сжимаемость пластовых жидкостей;
- 7) насыщенность пород газом, нефтью и водой;
- 8) физические и физико-химические свойства газа, нефти и воды (вязкость, плотность, растворимость газа в нефти и в воде, поверхностные свойства нефти и воды и др.).

Геологическая информация является основой практически для всех вопросов проектирования и управления процессами строительства скважин. Характеристики пород и пластовых флюидов, слагающих разрез, во многом обуславливают выбор долот, бурового раствора, методов вскрытия, вызова притока и др.

Разрезом скважины называется графическое изображение показателей, устанавливаемых на основании данных бурения скважины и определяющих характер проходимых пород. Разрез скважины должен быть точным, с указанием характерных особенностей конкретного нефтяного месторождения и мест осложнений, наличия газа, высоких и низких аномальных пластовых давлений.

Основным методом изучения и корректировки разрезов следует считать исследование образцов пород, поднятых в процессе бурения.

Комплекс наблюдений службы при бурении для составления нового или уточнения существующего разреза сводится к следующему: проведение исследований и наблюдений, необходимых для составления детального комплексного разреза скважин, в том числе комплекса геофизических работ, лабораторное и промысловое изучение образцов — кернов, шлама, флюида пласта, выходящего с буровым раствором из скважины, исследование физико-химических свойств воды, нефти и газа и т.д.

Отбор керна с помощью колонковых долот обеспечивается еще недостаточно качественно, и вынос его не превышает обычно 50—80 %.

Для составления представления о разрезе пород, проходимых скважиной, используют следующие методы: изучение внешнего вида кернового материала и шлама, анализ срабатываемости долот, изменение механической скорости бурения и проходки на долото, геофизические методы (каверно- и профилометрия, электрокаротаж, газовый каротаж), физико-химические методы анализа пород, отобранных при бурении скважин.

Изучение разреза скважины по внешним признакам подразумевает определение литологического состава пород (по керну) с последующим сопоставлением их с кернами других близко расположенных скважин для установления наиболее характерных (а именно, опорных) горизонтов, литологическая характеристика которых постоянна, а мощность часто фиксирована. По кернам нескольких скважин удается установить тектонические нарушения.

Предположительно определить породы, проходимые в процессе бурения, можно по анализу шлама, в основе которого лежат определение granulометрического состава шлама в буровом растворе и установление его минералогической характеристики. Для его определения применяют емкость с сетками (или сеткой) размером 1,0; 0,25 и 0,1 мм. Для непрерывного анализа бурового раствора В.Н. Смирновым был сконструирован специальный аппарат, в котором выходящий из скважины буровой раствор проходит через воронки с ситами, имеющими отверстия диаметром 1 мм. Подведенная вода смывает буровой раствор, очищает сита и поддерживает частицы шлама во взвешенном состоянии. Крупные обломки (> 1 мм) задерживаются в воронке, более мелкие частицы – на сите (0,1 мм). После взятия пробы шлама определяют содержание глины, песка визуально или весовым методом.

Анализ времени и характера срабатываемости буровых долот, изменения механической скорости бурения и проходки на долото (механический каротаж) предусматривает учет твердости проходимых пород и изменение в связи с этим технологических параметров. В практике за оценочный параметр принимают крепость горных пород. Применительно к бурению этот термин пока еще недостаточно уточнен. Считается, что при прочих равных условиях время бурения 1 м скважины прямо пропорционально коэффициенту крепости пород. Общепринятой качественной оценкой крепости горных пород считается следующая. Породы делят на крепкие, твердые, средние, слабые, мягкие. На разрезе скважины породы установленной крепости окрашиваются в различные цвета. Приблизительная оценка крепости горных пород может быть дана по М.М. Протодяконову. В основе его классификации лежит физико-механическая характеристика горных пород с определенным коэффициентом крепости.

Совместно с данными кернового и шламowego анализов описанным методом можно уточнить отдельные характеристики пород при заканчивании скважин.

Наиболее полно геологический разрез скважины изучается с помощью геофизических методов. Они основаны на измерении некоторых физических параметров горных пород, прямо или косвенно связанных с их литологией, коллекторскими свойствами и водонефтегазонасыщенностью.

При вскрытии пласта установившиеся условия нарушаются, изменяются свойства пластовых флюидов, их движение и перераспределение в пористой среде. Вода, нефть и газ располагаются в пласте обычно в соответствии с их плотностью. В газовой залежи при отсутствии нефти газ залегает непосредственно над водой. Однако полного гравитационного разделения газа, нефти и воды не происходит (Н.Т. Линдтроп, В.М. Николаев). Это *остаточная* (связанная) вода. Ее количество может изменяться от долей процента до 70 % объема пор (т.е. до 20–25 % объема коллектора).

Вследствие капиллярного подъема воды в порах пласта «зеркала вод» не существует, и содержание воды по вертикали постепенно изменяется от 100 % в водоносной части до значения содержания связанной воды в повышенных частях залежи, что, естественно, совершенно необходимо учитывать при заканчивании скважин (вскрытии пласта).

### Физико-механические свойства пород-коллекторов

Нефть и газ аккумулируются в трещинах, порах и пустотах горных пород. Поры пластов малы, но их много, и они занимают объем, иногда достигающий 50 % общего объема пород. Нефть и газ обычно заключены в песчаниках, песках, известняках, конгломератах, являющихся хорошими коллекторами и характеризующихся проницаемостью, т.е. способностью пропускать через себя флюиды. Глины также обладают высокой пористостью, но они недостаточно проницаемы вследствие того, что соединяющие их поры и каналы очень малы, а флюид, находящийся в них, удерживается в неподвижном состоянии капиллярными силами.

Пористость зависит в основном от размера и формы зерен, степени их уплотнения и неоднородности. В идеальном случае (отсортированные однородные по размерам сферические зерна) пористость не зависит от размеров зерен, а определяется их взаимным расположением и может изменяться в пределах от 26 до 48 %. Пористость естественной песчаной породы, как правило, значительно меньше пористости фиктивного грунта, т.е. грунта, составленного из шарообразных частиц одинакового размера.

Песчаники и известняки имеют еще более низкую пористость из-за наличия цементирующего материала. Наибольшая пористость в естественном грунте присуща пескам и глинам, причем она возрастает (в отличие от фиктивного грунта) с уменьшением размера зерен породы, так как в этом случае их форма становится все более неправильной, а следовательно, и упаковка зерен — менее плотной. Ниже приведены значения пористости (в %) для некоторых пород.

Глинистые сланцы.....	0,5–1,4
Глины .....	6–50
Пески.....	6–50
Песчаники.....	3,5–29
Известняки и доломиты.....	0,5–33

С увеличением глубины вследствие повышения давления пористость горных пород обычно снижается. Пористость коллекторов, на которые бурят эксплуатационные скважины, изменяется в следующих пределах (в %):

Пески.....	20–25
Песчаники .....	10–30
Карбонатные породы.....	10–20

Карбонатные породы характеризуются обычно наличием различных по размеру трещин и оцениваются коэффициентом трещиноватости.

Одна из характеристик горных пород — гранулометрический состав, от которого во многом зависят другие физические свойства. Под этим термином понимается количественное содержание в породе разных по размеру зерен (в % для каждой фракции). Гранулометрический состав сцементированных пород определяется после их предварительного разрушения. Гранулометрический состав горных пород в известной мере характеризует их проницаемость, пористость, удельную поверхность, капиллярные свойства, а также количество остающейся в пласте нефти в виде пленок, покрывающих поверхность зерен. Им руководствуются в процессе эксплуатации скважин при подборе фильтров, предотвращающих поступление песка, и т.д. Размер зерен большинства нефтеносных пород колеблется от 0,01 до 0,1 мм. Однако обычно при изучении гранулометрического состава горных пород выделяют следующие категории размеров (в мм):

Галька, щебень .....	> 10
Гравий.....	10–2
Песок:	
грубый .....	2–1
крупный .....	1–0,5
средний.....	0,5–0,25
мелкий .....	0,25–0,1
Алевролит:	
крупный .....	0,1–0,05
мелкий .....	0,05–0,1
Глинистые частицы .....	< 0,01

Частицы размером примерно до 0,05 мм и их количество устанавливаются методом просеивания на наборе сит соответствующего размера с последующим взвешиванием остатков на ситах и определением отношения (в %) их массы к массе первоначальной пробы. Содержание же более мелких частиц определяется методами седиментации.

Неоднородность пород по механическому составу характеризуется коэффициентом неоднородности — отношением диаметра частиц фракции, которая составляет со всеми более мелкими фракциями 60 % по массе от всей массы песка, к диаметру частиц фракции, составляющей со всеми более мелкими фракциями 10 % по массе от всей массы песка ( $d_{60}/d_{10}$ ). Для «абсолютно» однородного песка, все зерна которого одинаковы, коэффициент неоднородности  $K_n = d_{60}/d_{10} = 1$ ;  $K_n$  для пород нефтяных месторождений колеблется в диапазоне 1,1–20.

Способность горных пород пропускать через себя жидкости и газы называется проницаемостью. Все горные породы в той или иной степени проницаемы. При существующих перепадах давления одни породы непроницаемы, другие проницаемы. Все зависит от размеров сообщающихся пор и каналов в породе: чем меньше поры и каналы в горных породах, тем ниже их проницаемость. Обычно проницаемость в перпендикулярном к направлению напластования меньше его проницаемости вдоль напластования.

Поровые каналы бывают сверх- и субкапиллярными. В сверхкапиллярных каналах, диаметр которых более 0,5 мм, жидкости движутся, подчиняясь законам гидравлики. В капиллярных каналах с диаметром от 0,5 до 0,0002 мм при движении жидкостей проявляются поверхностные силы (поверхностное натяжение, капиллярные силы прилипания, сцепления и т.д.), которые создают дополнительные силы сопротивления движению жидкости в пласте. В субкапиллярных каналах, имеющих диаметр менее 0,0002 мм, поверхностные силы настолько велики, что движения в них жидкости практически не происходит. Нефтяные и газовые горизонты в основном имеют капиллярные каналы, глинистые — субкапиллярные.

Между пористостью и проницаемостью горных пород прямой зависимости нет. Песчаные пласты могут иметь пористость 10–12 %, но быть высокопроницаемыми, а глинистые при пористости до 50 % — оставаться практически непроницаемыми.

Для одной и той же породы проницаемость будет изменяться в зависимости от количественного и качественного состава фаз, так как по ней могут двигаться вода, нефть, газ или их смеси. Поэтому для оценки проницаемости нефтесодержащих пород приняты следующие понятия: абсолютная (физическая), эффективная (фазовая) и относительная проницаемость.

Абсолютная (физическая) проницаемость определяется при движении в горной породе одной фазы (газа или однородной жидкости при отсутст-

вии физико-химического взаимодействия между жидкостью и пористой средой при полном заполнении пор породы газом или жидкостью).

Эффективная (фазовая) проницаемость — это проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при содержании в порах другой жидкой или газообразной фазы. Фазовая проницаемость зависит от физических свойств породы и степени насыщенности ее жидкостью или газом.

Относительная проницаемость — отношение эффективной проницаемости к физической.

Значительная часть коллекторов неоднородна по текстуре, минералогическому составу и физическим свойствам по вертикали и горизонтали. Иногда обнаруживаются существенные различия физических свойств на небольших расстояниях.

В естественных условиях, т.е. в условиях действия давлений и температур, проницаемость кернов иная, чем в атмосферных условиях, часто она необратима при создании в лаборатории пластовых условий.

Иногда емкость коллектора и промышленные запасы нефти и газа в пласте определяются объемом трещин. Эти залежи приурочены, главным образом, к карбонатным, а иногда — к терригенным породам.

Обычно строгой закономерности в распределении систем трещиноватости по элементам структур, к которым приурочены нефте- и газосодержащие залежи, не наблюдается.

Коэффициент трещиноватости

$$K_T = 85\,000 b^2 m_T,$$

где  $b$  — раскрытость трещины;  $m_T$  — трещинная пористость в долях единицы.

Проницаемость характеризуется коэффициентом проницаемости:

$$k = Q \mu L / \Delta p \cdot F. \quad (2.1)$$

При измерении проницаемости пород газом в формулу (2.1) следует подставлять средний расход газа в условиях образца:

$$k = \bar{Q}_r \mu L / \Delta p \cdot F, \quad (2.2)$$

где  $\bar{Q}_r$  — объемный расход газа, приведенный к среднему давлению  $\bar{p}$  в образце;  $\mu$  — вязкость газа;  $L$  и  $F$  длина и площадь поперечного сечения образца.

В Международной системе единиц величины, входящие в формулу проницаемости, имеют размерности

$$|L| = \text{м}; \quad |F| = \text{м}^2; \quad |Q| = \text{м}^3/\text{с};$$

$$|p| = \text{Н}/\text{м}^2; \quad |\mu| = \text{Н}\cdot\text{с}/\text{м}^2.$$

При  $L = 1 \text{ м}$ ,  $F = 1 \text{ м}^2$ ,  $Q = 1 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $p = 1 \text{ Н}/\text{м}^2$  и  $\mu = \text{Н}\cdot\text{с}/\text{м}^2$  получим значение коэффициента проницаемости  $k = 1 \text{ м}^2$ .

Действительно, подставив единицы измерения соответствующих величин в формулу (2.1), получим

$$|k| = \frac{\frac{\text{м}^3}{\text{с}} \frac{\text{Н}\cdot\text{с}}{\text{м}^2} \text{м}}{\text{м}^2 \frac{\text{Н}}{\text{м}^2}} = \text{м}^2. \quad (2.3)$$

Таким образом, в Международной системе (СИ) за единицу проницаемости в  $1 \text{ м}^2$  принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью  $1 \text{ м}^2$  и длиной  $1 \text{ м}$  при перепаде давления  $1 \text{ Н/м}^2$  расход жидкости вязкостью  $1 \text{ Н·с/м}^2$  составляет  $1 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Физический смысл размерности  $k$  (площадь) заключается в том, что проницаемость как бы характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым в основном происходит фильтрация.

Для оценки проницаемости обычно пользуются практической единицей дарси, которая приблизительно в  $10^{12}$  раз меньше, чем проницаемость в  $1 \text{ м}^2$ .

За единицу проницаемости в 1 дарси (1 Д) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью  $1 \text{ см}^2$  и длиной  $1 \text{ см}$  при перепаде давления  $1 \text{ кг/см}^2$  расход жидкости вязкостью  $1 \text{ сПз}$  (сантипуаз) составляет  $1 \text{ см}^3/\text{с}$ . Величина, равная  $0,001 \text{ Д}$ , называется миллидарси (мД).

Проницаемость пород нефтяных и газовых пластов изменяется от нескольких миллидарси до  $2-3 \text{ Д}$  и редко бывает выше.

Прямой зависимости между проницаемостью и пористостью горных пород не существует. Например, трещиноватые известняки, имеющие малую пористость, часто обладают большой проницаемостью и, наоборот, глины, иногда характеризующиеся высокой пористостью, практически непроницаемы для жидкостей и газов, так как их поровое пространство слагается каналами субкапиллярного размера. Однако на основании средне-статистических данных можно сказать, что более проницаемые породы часто и более пористые.

Проницаемость пористой среды зависит преимущественно от размера поровых каналов, из которых слагается поровое пространство.

Керны, отобранные из скважин, недостаточно характеризуют строение пород и изменение их физических свойств по залежи. Исследования условий залегания пород, проведенные на многочисленных естественных отложениях пластов и в песчаных карьерах и нефтяных шахтах, показывают, что они имеют крайне сложный характер строения и по вертикали и по горизонтали. В породе легко обнаруживаются многочисленные пропластки и жилы глинистого материала с самой различной ориентацией в пространстве.

Обычно во всех направлениях наблюдаются изменения структуры, состава, строения и физических свойств пород. Сложность строения песчаников и других твердых пород усугубляется наличием многочисленных микротрещин, ориентированных преимущественно поперек и вдоль напластования пород. В результате столь сложного строения даже рядом залегающие небольшие участки пласта могут иметь практически любое соотношение проницаемости. Однако для большинства пластов можно установить некоторые общие черты их строения.

Неоднородность физических свойств пород начинается с микронеоднородного характера строения поровых каналов всех природных нефтяных и газовых коллекторов.

Иногда микронеоднородные породы слагают весь пласт на некоторых участках той или иной длины без заметных изменений общих физических свойств (проницаемости, пористости и т.д.). Такие пласты или участки пластов принято называть однородными. Большинство же пород-коллекторов



имеет более сложное строение. Как правило, большинство нефте- и газосодержащих пород имеет слоистое строение. Причем толщины пропластков и физические свойства пород, слагающих их, могут различаться в очень широких пределах.

Чаще всего проницаемость пласта в перпендикулярном к напластованию направлении меньше его проницаемости вдоль напластования. Это связано с характером отложения частиц в процессе осадконакопления.

Условия осадконакопления, последующие процессы уплотнения пород и их цементации, переотложение солей и цементирующих веществ и многие другие процессы, связанные с изменением строения пород и геометрии их порового пространства, способствовали образованию пластов, имеющих неоднородные физические свойства пород по площади залегания: значительная часть коллекторов характеризуется неоднородностью текстуры, минералогического состава и физических свойств по вертикали и горизонтали. В естественных условиях наблюдается безграничное разнообразие форм неоднородности.

Иногда емкость коллектора и промышленные запасы нефти в нем определяются преимущественно объемом трещин. Число нефтяных и газовых месторождений, приуроченных к трещинным коллекторам, в нашей стране и за рубежом продолжает нарастать, и поэтому проблема изучения свойств трещинных коллекторов приобрела актуальное значение. Емкость трещинного коллектора обуславливается пустотами трех видов.

1. Межзерновым поровым пространством. Пористость блоков обычно невелика (2–10 %).

2. Кавернами и микрокарстовыми пустотами. Пористость, слагаемая пустотами этого вида, характерна для карбонатных пород, где она составляет значительную часть (13–15 %) полезной емкости трещинного коллектора.

3. Пространством самих трещин, составляющих трещинную пористость. Пустоты этого вида составляют десятые и сотые доли процента относительно объема трещиноватой породы. Пока известно мало залежей, где трещинная пористость оказалась бы соизмеримой с объемом добываемой из них нефти. Чаще всего трещины, по-видимому, играют в основном роль путей фильтрации нефти и газа, связывающих воедино межзерновое пространство блоков, пустоты каверн и микрокарстов.

Исходя из основных коллекторских свойств, обуславливающих емкость и пути фильтрации в трещиноватых коллекторах, последние можно разделить на следующие основные виды.

1. **Коллекторы кавернозного типа.** Емкость пород слагается из полостей каверн и карстов, связанных между собой и скважинами системой микротрещин. Приурочены в основном к карбонатным породам. Фильтрация жидкостей и газов в них осуществляется по микротрещинам, соединяющим мелкие каверны.

2. **Коллекторы трещиноватого типа.** Емкость коллектора определяется в основном трещинами. Коллекторы такого типа приурочены к карбонатным породам, а также к плотным песчаникам, хрупким сланцам и другим плотным породам. Фильтрация нефти и газа происходит только по системам микротрещин с раскрытостью свыше 5–10 мк. Такие виды коллекторов пока мало распространены.

3. **Коллекторы смешанные,** представляющие собой сочетания и переходы по площади и по разрезу трещинного или кавернозного коллекторов

с нормальными. Коллекторы этого вида, по-видимому, широко распространены.

Для определения трещинной пористости применяют методы изучения шлифов, измерения объема трещин путем насыщения керна жидкостями и др.

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в породе обычно присутствуют две или три фазы одновременно. В этом случае проницаемость породы для какой-нибудь одной фазы всегда меньше ее абсолютной проницаемости. С увеличением содержания воды в пласте проницаемость его для нефти снижается, и при водонасыщенности, составляющей примерно 80 %, движение нефти прекращается.

Под *удельной поверхностью* частиц породы понимают суммарную площадь поверхности частиц в единице объема породы. При плотной укладке мелких частиц породы их удельная поверхность достигает больших значений. Действие молекулярных сил, адсорбционная способность пород и наличие связанной воды зависят от удельной поверхности смачивания горных пород жидкостью при наличии огромного количества капиллярных и субкапиллярных пор и каналов в пласте.

Представление о размерах площади поверхности каналов и пор можно составить по площади поверхности фиктивного грунта в единице объема. Если в  $1 \text{ м}^3$  породы принять  $n$  — число песчинок,  $f$  — площадь поверхности одной песчинки,  $V$  — объем песчинки,  $m$  — пористость,  $d$  — диаметр песчинки, то будем иметь:

$$f = \pi d^2; \quad V = \pi d^3/6; \quad n = (1 - m)/V.$$

Тогда суммарная площадь поверхностей песчинок в  $1 \text{ м}^3$  горной породы

$$S = nf \frac{(1-m)}{V} \pi d^2 = \frac{6(1-m)\pi d^2}{\pi d^3} = \frac{6(1-m)}{d}.$$

При  $m = 0,2$ ,  $d = 0,1$  мм суммарная площадь  $S = 48 000 \text{ м}^2/\text{м}^3$ .

При диаметре песчинок менее 0,1 мм значение  $S$  стремительно возрастет; тогда количество нефти, только смачивающей эту поверхность, составит весьма существенный объем. Эта нефть без дополнительных воздействий на пласт не извлекается.

Удельная поверхность имеющих промышленное значение нефтегазосодержащих пород колеблется в пределах от 40 000 до 230 000  $\text{м}^2/\text{м}^3$ . Для оценки удельной поверхности частиц существуют различные методы, большая часть которых основана на прохождении измеряемого объема воздуха через соответствующих размеров образец при некотором (фиксированном) перепаде давления в течение времени, которое подлежит определению.

Для практических целей удельная поверхность (в  $\text{м}^2/\text{м}^3$ ) нефтесодержащих пород может быть оценена по формуле

$$S_1 = 7 \cdot 10^5 m \sqrt{m} / \sqrt{k}, \quad (2.4)$$

где  $m$  — физическая проницаемость, доли единиц;  $k$  — коэффициент проницаемости, мкм<sup>2</sup>.

**Механические свойства горных пород.** Из всех свойств горных пород наибольшее значение для бурения имеют твердость, прочность (пределы

прочности на сжатие, изгиб, разрыв, скол, сдвиг и др.), упругость, пластичность, хрупкость.

Горные породы, имеющие указанные свойства, сопротивляются внедрению в них разрушающего инструмента и разрушению; пластичность глин и солей объясняет «вытекание» их в скважину, недостаточная прочность скелета пласта приводит к его гидроразрыву и т.д. Пластические свойства горных пород изучены еще недостаточно, однако механика разрушения горных пород уже обладает некоторыми закономерностями, позволяющими их учитывать, что весьма важно при заканчивании скважин и их последующей эксплуатации.

Упругие свойства (в соответствии с законом Гука) оцениваются коэффициентом объемной упругости пористой среды  $\beta$  (в 1/Па):

$$\beta = \Delta V_{\text{пор}}/V_0 \Delta p, \quad (2.5)$$

где  $\Delta V_{\text{пор}}$  – изменение объема пор керна при изменении давления на  $\Delta p$ ;  $V_0$  – объем керна.

Этот коэффициент характеризует относительное (по отношению ко всему выделенному элементу объема пласта) изменение объема порового пространства при изменении давления на 1 МПа. Для нефтесодержащих пластов  $\beta$  изменяется в диапазоне  $(0,3-2) \cdot 10^{-4}$  1/МПа, т.е. на каждый 0,1 МПа уменьшения давления объем пор в породе изменяется в пределах от 1/330 000 до 1/50 000 своего первоначального значения.

Одна из важнейших геологических характеристик – *пластовое давление*, создаваемое в порах породы пласта водой, нефтью или газом. Оно называется также *внутрипластовым давлением*.

Имеются залежи, где давление флюидов превышает обычное (близкое к гидростатическому) в 1,3–1,6 раза и даже достигает горного давления. Такое давление называют *аномально высоким пластовым давлением* (АВПД). В случае АВПД жидкость или газ в поровом пространстве пород пласта находится частично под действием горного давления. На АВПД влияет также повышение температуры окружающих пород. В случае замкнутого резервуара оно может быть очень высоким – вероятно, выше горного. Количество нефтяных и газовых залежей с АВПД на глубинах до 3500–4000 м сравнительно невелико и не превышает 10–15 %. При дальнейшем увеличении глубин содержание флюидных скоплений с АВПД возрастает. По мере роста глубины залегания абсолютное давление в пласте повышается.

Отношение пластового давления  $p_{\text{пл}}$  к давлению столба пресной воды  $p_{\text{в}}$  на данной глубине принято называть коэффициентом аномальности:

$$a = p_{\text{пл}}/p_{\text{в}}. \quad (2.6)$$

Известны пласты с коэффициентом аномальности, равным 1,5–2,0 и выше. Очень часто при бурении скважин встречаются пласты с пониженными давлениями.

Другая важная характеристика – *пластовая температура*. С глубиной температура растет, и в среднем этот рост составляет примерно 1 °С на 33 м. Однако опыт бурения скважин подтверждает значительные отклонения от средних значений. В процессе циркуляции бурового раствора температуры по стволу скважины несколько выравниваются. Температурный фактор важен при выборе буровых и тампонажных растворов, при

их химической обработке. Он влияет на многие технологические процессы и оборудование.

Многие глинистые составляющие горных пород при фильтрации воды или контакте с нею способны набухать, что приводит иногда к значительному уменьшению проницаемости пористой среды со временем.

Предполагается, что процесс набухания глин носит осмотический характер и происходит часто из-за разницы в концентрации солей в поровом растворе и в воде, контактирующей с породой. Набухание сопровождается увеличением толщины гидратационных ионных слоев на поверхности глинистых частиц пород, удельная поверхность которых очень велика.

Интенсивность набухания глин зависит от химического состава, концентрации солей в поровой воде (в том числе и в связанной воде диффузных оболочек частиц), а также от минералогического и гранулометрического состава пород, состава обменных ионов, структуры породы, характера ее внутренних связей, условий, соприкосновения породы с водой. Набухание происходит тем интенсивнее, чем меньше минерализация воды, вводимой в породу. При обратном соотношении концентраций растворов может происходить сжатие глинистых частиц, подобное тому, какое наблюдается при их высыхании.

Способность вызывать набухание глин у различных катионов неодинаковая и может быть представлена в следующей последовательности:

$Li > Na > K > Mg > Ca > Sr > Ba > Al > Fe$ .

Наибольшее набухание происходит обычно при замене двухвалентных катионов одновалентными.

В тесной связи с набуханием глинистых частиц находится размокание породы, сопровождающееся уменьшением ее прочности, что объясняется ослаблением внутренних связей при набухании глинистых составляющих породы. Набухание и размокание, по-видимому, определяются одними и теми же факторами. Размокание глин разреза часто происходит и при вскрытии их скважиной. При размокании эти глины распадаются на мелкие чешуйки.

Термические свойства горных пород характеризуются теплоемкостью, коэффициентом теплопроводности  $\lambda$  или удельного теплового сопротивления  $\varepsilon = 1/\lambda$  и коэффициентом температуропроводности  $a$ . С увеличением пористости, влажности и температуры теплоемкость пород возрастает. Зависит она также от минералогического состава, количества и состава солей, которые растворены в воде, содержащейся в породе. Однако пределы изменения теплоемкости пород невелики: для горных пород, слагающих нефтяные залежи, она не выходит за пределы 0,63–1,0 кДж/(кг·град) (0,15–0,24 ккал/(кг·град)).

Коэффициент теплопроводности возрастает с увеличением плотности пород и их влажности и уменьшается с ростом пористости пород. При свободном движении вод, способствующем дополнительному переносу тепла, коэффициент теплопроводности пород возрастает с увеличением проницаемости.

С увеличением нефтенасыщенности пород коэффициент теплопроводности также уменьшается. Он мало зависит от минерализации пластовых вод.

Породам также присуща анизотропия тепловых свойств — в направлении напластования теплопроводность выше, чем в направлении, перпендикулярном напластованию.

Рост газонасыщенности пород, так же как и уменьшение влажности, сопровождается уменьшением теплопроводности.

Зависимость коэффициента температуропроводности от других термических свойств пород определяется соотношением

$$a = \lambda / c\rho,$$

где  $a$  — коэффициент температуропроводности,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;  $\lambda$  — коэффициент теплопроводности,  $\text{Вт}/(\text{м}\cdot\text{град})$ ;  $c$  — удельная массовая теплоемкость,  $\text{Дж}/(\text{кг}\cdot\text{град})$ ;  $\rho$  — плотность породы,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Температуропроводность горных пород повышается с увеличением пористости и влажности. В нефтенасыщенных породах она ниже, чем в водонасыщенных, так как теплопроводность нефти меньше, чем воды. Температуропроводность пород почти не зависит от минерализации пластовых вод. Вдоль напластования температуропроводность пород несколько выше, чем поперек напластования.

### **Состав и физические свойства пластовых флюидов и минерализация подземных вод**

Пластовые воды весьма существенно влияют на качественные и количественные показатели работ при углублении ствола, креплении и цементировании нефтяных и газовых скважин. Пластовые воды — постоянные спутники нефтегазовых месторождений. Они играют важную роль в поисках, формировании и разработке залежей.

Вода различается по наличию растворенных в ней примесей и солей. По температуре воды делятся на холодные, теплые, горячие и очень горячие. Температура воды существенно влияет на количество содержащихся в ней солей и газов. По положению относительно нефтегазоносных горизонтов пластовую воду относят к краевой, подошвенной воде; она бывает верхней, нижней, погребенной (реликтовой), находящейся непосредственно в нефтяном пласте и остающейся неподвижной при движении нефти. Солевой состав вод в нефтяном пласте неодинаков для всех частей структуры.

При изучении пластовых вод для характеристики их свойств принято определять общую минерализацию воды и ее жесткость, содержание главных шести ионов, рН, плотность, запах, вкус, прозрачность, поверхностное натяжение, а также проводить анализ растворенных газов — бактериологический или микробиологический. Минерализация вод нефтяных месторождений колеблется от нескольких сотен  $\text{г}/\text{м}^3$  в пресной воде до  $300 \text{ кг}/\text{м}^3$  в концентрированных рассолах.

Общая минерализация воды выражается суммой содержащихся в ней химических элементов, их соединений и газов. Ее оценивают по сухому (или плотному) остатку, который получается после выпаривания воды при температуре  $105\text{--}110 \text{ }^\circ\text{C}$ . По размеру сухого остатка воды разделяются на пресные (содержание солей  $1 \text{ г}/\text{л}$ ), слабосоленоватые ( $1\text{--}5 \text{ г}/\text{л}$ ), соленоватые ( $5\text{--}10 \text{ г}/\text{л}$ ), соленые ( $10\text{--}50 \text{ г}/\text{л}$ ), рассолы ( $50 \text{ г}/\text{л}$ ).

Главные химические компоненты в подземных водах: хлор-ион  $\text{Cl}^-$ , сульфат-ион  $\text{SO}_4^{2-}$ , гидрокарбонатный и карбонатный ионы  $\text{HCO}_3^-$  и  $\text{CO}_3^{2-}$ , а также ионы щелочных и щелочноземельных металлов и оксидов: натрия  $\text{Na}^+$ , кальция  $\text{Ca}^{2+}$ , магния  $\text{Mg}^{2+}$ , железа  $\text{Fe}^{2+}$  и  $\text{SiO}_2$  (в коллоидном со-

стоянии). В воде растворяются азот, кислород, углекислый газ, сероводород и т.д. В настоящее время принятая форма химического анализа воды — ионная. Так как молекулы солей в растворе распадаются на катионы и анионы, те и другие должны находиться в эквивалентных количествах. Для перевода результатов анализа воды, выраженных в ионной форме, в эквивалентную следует количество каждого найденного элемента (в мг/л) разделить на его эквивалентную массу. Эквиваленты ионов могут быть выражены также в процентах от суммы анионов и катионов, каждая сумма анионов и катионов принимается за 50 или 100 %.

Для подземных вод нефтегазовых месторождений характерно повышенное содержание йода, брома, бора, аммония и вблизи нефтяной залежи — нафтеновых кислот. По их химическому составу это обычно хлоридно-кальциево-натриевые рассолы с общей минерализацией 50 г/л и выше. Воды нефтяных месторождений бывают кислые и щелочные гидрокарбонатно-натриевого и иногда хлоридно-сульфатно-натриевого состава.

При оценке подземных вод (для питания паровых котлов, хозяйственных целей и т.д.) следует обращать внимание на жесткость воды, под которой понимают свойство воды, обусловленное содержанием в ней солей кальция и магния:  $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ ,  $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2$ . Различают жесткость общую, характеризующуюся присутствием солей Ca и Mg, постоянную, обусловленную содержанием солей Ca и Mg, за исключением бикарбонатов, и временную, определяемую наличием бикарбонатов Ca и Mg. Временная жесткость воды может быть найдена по разности общей и постоянной. Кипяченая вода характеризуется только постоянной жесткостью. По О.А. Алексину, природные воды по жесткости разделяются на следующие типы: очень мягкие, умеренно жесткие, жесткие и очень жесткие.

В связи с большим разнообразием природных вод многими исследователями были предложены различные системы классификации вод на основе тех или иных признаков. Большинство классификаций основано на химическом составе природных вод и количественных соотношениях между отдельными компонентами растворенных в воде веществ. Наиболее интересные классификации предложены В.И. Вернадским, В.А. Александровым, В.А. Сулиным, Пальмером.

В основу классификации пластовых вод по Пальмеру положено соотношение в воде количеств ионов щелочных металлов  $\text{K}^+$  и  $\text{Na}^+$  ( $a$ ), ионов щелочноземельных металлов  $\text{Ca}^{2+}$  +  $\text{Mg}^{2+}$  ( $b$ ) и анионов сильных кислот  $\text{Cl}^-$  ( $d$ ).

В зависимости от преобладания тех или иных ионов в воде Пальмер разделяет все воды на пять классов.

Класс:	
I.....	$d < a$
II.....	$d = a$
III.....	$a < d < a + b$
IV.....	$d = a + b$
V.....	$d > a + b$

Для характеристики качества воды используются шесть показателей: первичная соленость, первичная щелочность, вторичная соленость, вторичная щелочность, третичная соленость, третичная щелочность.

В соответствии с классификацией природных вод по В.А. Сулину, применяемой в нефтегазодобывающей промышленности, последние под-

разделяются на четыре генетических типа: I – сульфатно-натриевые; II – гидрокарбонатно-натриевые; III – хлормагниевые; IV – хлоркальциевые. Принадлежность воды к определенному генетическому типу устанавливается по отношению эквивалентов отдельных ионов.

Согласно классификации природных вод по В.А. Сулину, каждый тип вод подразделяется на группы: А – гидрокарбонатные, Б – сульфатные, В – хлоридные. Группы, в свою очередь, подразделяются на классы и подгруппы. Воды относят к определенной группе и подгруппе на основании отношения эквивалентов отдельных ионов.

В большинстве пластовых вод содержатся анионы и мыла нефтяных и жирных кислот, фенолы и азотсодержащие кислоты.

### **Физические и физико-химические свойства пластовых флюидов нефти**

В пластовых условиях газ, нефть, вода и их смеси в зависимости от их состава, температуры и давления могут находиться в газообразном, жидком состоянии или в виде газожидкостных смесей. Газ в большом количестве, а также часть жидких углеводородов в виде паров могут находиться в верхней части структуры.

Высокие давления увеличивают плотность газа, и в сжатом газе создаются условия для растворения нефти. При значительном количестве газа вся нефть может оказаться растворенной. Если же газа мало по сравнению с объемом нефти, то при достаточно высоком давлении газ может полностью раствориться в нефти, образуя однофазную (жидкую) смесь. Поэтому газонефтяные залежи разделяются на чисто газовые, газонефтяные (с газовой шапкой и нефтяной оторочкой), нефтяные (с различным содержанием попутного газа) и газоконденсатные.

В пластовых условиях физико-химические свойства нефтей определяются их химическим составом, что обуславливает некоторые особенности эксплуатации нефтяных месторождений (наличие парафина, смол, ПАВ и т.д.).

По элементарному составу большинство нефтей более чем на 99 % состоит из углерода и водорода. Присутствуют также кислород, азот, сера (иногда в больших количествах), в очень малых количествах хлор, йод, фосфор, мышьяк, калий, натрий, кальций, магний.

В нефтях наиболее широко представлены углеводороды метанового или парафинового ряда ( $C_nH_{2n+2}$ ) и полиметиленовые углеводороды или нафтены ( $C_nH_{2n}$ ). Почти всегда в нефтях присутствуют ароматические углеводороды. Количество нефтяных кислот, асфальтенов, смол незначительно. На свойства поверхностей раздела в пласте и на распределение жидкостей и газов в поровом пространстве пласта существенно влияют наличие кислорода и серосодержащие вещества, что обуславливается высокой поверхностной активностью большинства кислород- и серосодержащих соединений нефти.

Парафин не растворяется в воде, но растворяется в эфире, хлороформе, бензоле, минеральных маслах. Плотность чистого парафина колеблется от 907 до 915 кг/м<sup>3</sup> при температуре 15 °С.

Парафины имеют состав  $C_{17} - C_{35}$  с температурой плавления 27 – 71 °С. Нефтяные церезины имеют состав  $C_{36} - C_{55}$ ; температура их плавления 65 – 88 °С. Церезин и парафин имеют различные химические свойства. В нефтепромысловой практике известно несколько различных способов преду-

преждевременных отложений парафинов на стенках труб и борьбы с этим осложнением.

Кислород содержится в смолистых и кислых веществах нефти (нафтеновые и жирные кислоты, фенолы). Нафтеновые кислоты (их содержание в нефтях не превышает 2 %) имеют общую эмпирическую формулу  $C_nH_{2n-2}O_2$ . Они представляют собой либо жидкие, либо кристаллические вещества, мало растворимые в воде и имеющие высокую плотность. В присутствии воды при повышенной температуре нафтеновые кислоты вызывают коррозию оборудования.

Содержание фенолов, жирных кислот и их производных в нефти не превышает 5–10 % от содержания нафтеновых кислот.

Нефти СНГ содержат серу в количестве от долей процента до 5–6 %. Она входит в состав различных сернистых соединений, но встречается и в свободном состоянии. Из органических сернистых соединений в нефтях обнаружены меркаптаны ( $R = SH$ ), сульфиды, дисульфиды и др. Все эти соединения в нефти – вредные примеси.

Асфальтосмолистые вещества нефти в нефтях содержатся в пределах от 1 до 40 %. Это высокомолекулярные органические соединения, в состав которых входят углерод, водород, кислород, сера и азот. Составляющие асфальтосмолистых веществ различаются по физическим свойствам. Плотность асфальтосмолистых веществ нефти колеблется от 1000 до 1070 кг/см<sup>3</sup>.

По содержанию серы нефти делятся на два класса: малосернистые (при содержании серы не более 0,5 %) и сернистые (содержание серы превышает 0,5 %).

Нефть обладает упругостью, т.е. способностью изменять свой объем под действием внешнего давления. Она определяется коэффициентом сжимаемости  $\beta_n$  (м<sup>2</sup>/Н):

$$\beta_n = \frac{1}{V} - \frac{\Delta V}{\Delta p},$$

где  $V$  – исходный объем нефти, м<sup>3</sup>;  $\Delta V$  – изменение объема нефти, м<sup>3</sup>;  $\Delta p$  – изменение давления, Н/м<sup>2</sup>.

Коэффициент сжимаемости зависит от состава нефти, температуры и абсолютного давления. Нефти, не содержащие растворенного газа, имеют низкий коэффициент сжимаемости  $(4-7) \cdot 10^{-10}$  м<sup>2</sup>/Н. Нефти со значительным содержанием растворенного газа характеризуются повышенным коэффициентом сжимаемости.

Вязкость нефтей уменьшается с увеличением количества газа, температуры; увеличение вязкости нефти с ростом давления заметно лишь при давлениях выше давления насыщения. Практические значения вязкости нефтей в пластовых условиях различных месторождений изменяются в широких пределах: от многих сотен мН·с/м<sup>2</sup> до десятых долей мН·с/м<sup>2</sup> (от нескольких пуаз до десятых долей сантипуаза).

**Газы.** В нефтяном месторождении совместно с нефтью содержится газ; он может быть в растворенном состоянии или в виде свободного газа. Эти газы называются попутными (нефтяными). Углеводородные газы, залегающие в пластах, не содержащих нефть, называют природными (свободными), а месторождения – чисто газовыми.

Известны залежи с растворенным газом в пластовых водах; они пока практически не разрабатываются (кроме Японии и Китая).



Таблица 2.1

**Физико-химические свойства алканов**

Показатели	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	Нормаль- ный бутан	Изопентан	Нормаль- ный пентан	Гексан
Химическая формула	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	<i>изо</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	<i>н</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	<i>изо</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	<i>н</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>
Молекулярная масса	16,043	30,070	44,097	58,124	58,124	72,151	72,151	86,178
Массовая доля углерода, %	74,87	79,96	81,80	82,66	82,66	83,23	83,23	83,62
Газовая постоянная, Дж/(кг·К)	521	278	189	143	143	115	115	96
Температура кипения при 0,1013 МПа, °С	-161,3	-88,6	-42,2	-10,1	-0,5	+28,0	+36,2	+69,0
Критические параметры:								
температура, К	190,7	306,2	369,8	407,2	425,2	461,0	470,4	508,5
абсолютное давление, МПа	4,7	4,9	4,3	3,7	3,8	3,3	3,4	3,9
плотность, кг/м <sup>3</sup>	162,0	210,0	225,5	232,5	225,2	—	232,0	—
удельный объем, м <sup>3</sup> /кг	0,0062	0,0047	0,0044	0,0043	0,0044	—	0,0043	—
Плотность газа при 0,1013 МПа и 0 °С, кг/м <sup>3</sup>	0,717	1,344	1,967	2,598	2,598	3,220	3,220	3,880
Относительная плотность газа по воз- духу	0,5545	1,038	1,523	2,007	2,007	2,488	2,488	2,972
Удельный объем газа при 0,1013 МПа и 0 °С, кг/м <sup>3</sup>	1,400	0,746	0,510	0,385	-0,385	0,321	0,321	0,258
Удельная теплоемкость при 0,1013 МПа и 273 К, Дж/(кг·К):								
газа при постоянном давлении	2220	1729	1560	1490	1490	1450	1450	1410
газа при постоянном объеме	1690	1430	1350	1315	1315	1290	1290	1272
Температура воспламенения с возду- хом, °С	680—750	530—605	510—580	475	475	—	—	—

Среди природных углеводородов выделяют три основные группы (Р.И. Вяхирев, Ю.П. Коротаев, Н.И. Кабанов).

1. Метановые парафиновые углеводороды (алканы) с общей формулой  $C_nH_{2n+2}$ . Это предельные насыщенные соединения. Эти газы, как правило, состоят на 90–98 % из метана ( $CH_4$ ). Среди тяжелых газообразных углеводородов в составе природного газа преобладают этан и пропан; в меньших количествах содержатся бутан, пентан, гептан и более тяжелые углеводороды. Они образуют с метаном единый гомологический ряд, и их называют гомологами метана. Бутан и более тяжелые углеводороды имеют изомеры. Некоторые физико-химические свойства алканов приведены в табл. 2.1.

2. Нафтеновые углеводороды — алкены (цикланы) с общей формулой  $C_nH_{2n}$ . Это непредельные соединения. Но благодаря замыканию углеводородной цепи в кольцо они имеют насыщенный характер. Среди тяжелых газообразных углеводородов непредельные углеводороды (алкены) обнаруживаются в виде следов или в небольших количествах. Среди них часто встречается этилен  $C_2H_4$ . В эту же группу входят пропилен  $C_3H_6$  и бутилен  $C_4H_8$ . При атмосферном давлении все они газы.

3. Ароматические углеводороды, или арены, с простейшей формулой  $C_nH_{2n-6}$  содержат в своем составе ароматическое ядро бензола. Они часто входят в состав конденсата газоконденсатных месторождений.

Природные газы состоят из углеводородов метанового ряда, а также азота ( $N_2$ ), углекислого газа ( $CO_2$ ), сероводорода ( $H_2S$ ), инертных газов: гелия (He), аргона (Ar), криптона (Kr), ксенона (Xe); ртути. Содержание метана часто превышает 85–98 %. Содержание азота в природном газе не превышает 10 % (обычно 2–3 %); содержание углекислого газа меняется от долей процента до 10–25 %. Количество сероводорода колеблется от 0 до 20 % (иногда больше).

Природные газы подразделяют на:

сухой газ с небольшим содержанием тяжелых углеводородов, добываемый из чисто газовых месторождений;

смесь сухого газа, пропан-бутановой фракции (сжиженного газа) и газового бензина, добываемую вместе с нефтью;

сухой газ и жидкий углеводородный конденсат, добываемые из газоконденсатных месторождений. Углеводородный конденсат состоит из большого числа тяжелых углеводородов, являющихся ценнейшим сырьем нефтехимической и химической промышленности.

Метан очень устойчив. Он может сохраняться без изменений сотни миллионов лет. При утечке метана и достижении его концентрации (по объему) в воздухе 5,35 % любая искра вызывает взрыв. Метан и его гомологи растворяются в воде и нефти. Его растворимость растет с повышением давления. Вязкость газов в зависимости от изменения параметров, характеризующих их состояние, изменяется сложным образом. Динамическая вязкость  $\mu$  газа связана с его плотностью  $\rho$ , средней длиной свободного пути  $\lambda$  и средней скоростью молекул  $\bar{v}$ :

$$\mu = \rho \bar{v} \lambda / 3.$$

Эта формула определяет зависимость динамической вязкости газа от давления и температуры, так как при повышении давления плотность газа возрастает, но при этом уменьшается средняя длина свободного пробега молекул, а скорость их остается постоянной. С увеличением температуры вязкость газа возрастает.