

C.BECA, I.VISOȚKI

GEOLOGIA ZĂCĂMINTELOR DE PETROL SI GAZE



**BUCUREȘTI,
EDIȚURA TEHNICA**

К. БЕКА, И. ВЫСОЦКИЙ

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

*Под редакцией д-ра геол.-минер. наук,
проф. И. В. ВЫСОЦКОГО*



**«НЕДРА»
МОСКВА, 1976**

Бека К., Высоцкий И. Геология нефти и газа. М., «Недра», 1976. 592 с.

Монография состоит из двух частей. Первая посвящена основным вопросам общей геологии нефти и газа. В ней дается геолого-геохимическая характеристика состава и свойств нефти и газа, детально рассматриваются условия залегания и распространение их в земной коре, описываются структурные формы месторождений, типы залежей нефти и газа, свойства коллекторов и покрышек. Значительное внимание уделено теоретическим вопросам — истории развития представлений и современным представлениям о происхождении нефти и газа, механизму миграции углеводородов и условиям формирования и разрушения скопленных нефти и газа.

Во второй части рассматриваются особенности пространственного размещения залежей нефти и газа в пределах осадочной оболочки земной коры. Описанию предшествует рассмотрение современных методов нефтегеологического районирования материков и их подводных окраин. Дается классификация нефтегазоносных бассейнов, обосновывается выделение ареалов и зон нефтегазонакопления. Значительный объем второй части посвящен описанию геологического строения более чем 120 нефтегазоносных бассейнов мира. По бассейнам дается краткая геологическая характеристика, описываются особенности распределения нефтегазоносности и типы развитых месторождений и залежей нефти и газа. Бассейны с единичными месторождениями нефти, а также бассейны перспективные в нефтегазоносном отношении рассматриваются весьма кратко.

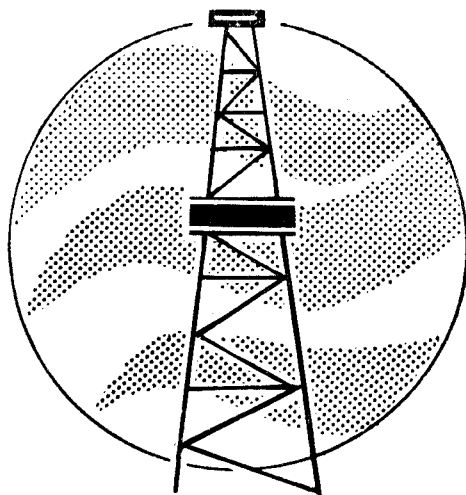
В основе предлагаемой читателям работы лежит изданная в 1968 г. на румынском языке в Бухаресте одноименная монография румынского профессора К. Беки и советского профессора И. Высоцкого. В настоящем издании она переработана, дополнена новыми разделами и новым материалом.

Монография рассчитана на широкий круг геологов научно-исследовательских и производственных организаций, а также может быть использована как пособие для студентов и преподавателей высших учебных заведений нефтяного профиля.

Табл. 19, ил. 172, список лит. — 131 назв.

Книга является совместным изданием советского издательства «Недра» (Москва) и румынского издательства «Техника» (Бухарест).

Часть I



**Основы геологии
нефти
и природного газа**

Состав и свойства нефти и природного газа

§ 1. Свойства и состав нефти

Нефть представляет собой природную горючую жидкость с широким диапазоном физических и технологических свойств и химического состава. Основными компонентами нефти являются углеводороды (УВ), образующие легкую составляющую нефти, и гетероатомные (неуглеводородные) вещества, в частности асфальто-смолистые, представляющие тяжелую часть нефти. Соотношение этих основных компонентов в нефти определяет все разнообразие ее состава и свойств.

Современные знания о составе и свойствах нефти обязаны исследованиям большого количества ученых — технологов, химиков и геохимиков. Значительный вклад в химию и геохимию нефти внесли работы последних 30—40 лет и прежде всего труды Г. Л. Стадника, Н. Д. Зелинского, А. Н. Саханова, А. С. Великовского, С. С. Наметкина, С. Н. Обрядчикова, А. В. Топчиева, И. П. Черножукова, В. А. Соколова, А. Ф. Добрянского, О. А. Радченко, А. И. Богомолова, А. А. Петрова, Э. М. Галимова, К. Крянге, Ф. Россини, Г. Смита, С. Сильвермана, М. Бестужева, М. Луи и др. В России первое капитальное исследование нефти было выполнено В. В. Марковниковым.

Свойства нефти. Важнейшими свойствами нефти, отражающими условия ее современного нахождения, а также определяющими условия формирования ее скоплений и образования самого вещества, являются плотность, вязкость, поверхностное натяжение, растворимость и оптическая активность.

Плотность нефти изменяется от 0,720 до 1 г/см³. Наиболее распространены (более 60%) нефти плотностью 0,8—0,87 г/см³, около 20% всех нефтей характеризуются плотностью более 0,90, около 10% — 0,87—0,90 г/см³, около 5% — менее 0,8 г/см³ (О. А. Радченко, 1965).

Легкие нефти обычно светло-желтые или светло-коричневые, иногда совершенно прозрачные или грязно-молочного цвета (белая нефть), тяжелые нефти — темно-коричневые, темно-зеленые до почти черного цвета.

Вязкость нефти варьирует в широких пределах — от 0,5 (легкие) до 150—160 мПа·с (тяжелые), уменьшаясь с повышением температуры и увеличением количества растворенного газа. С повышением температуры от 20 до 50°С вязкость высоковязких нефтей уменьшается в 4—5 раз, маловязких — 1,5—2 раза. Соответственно в пластовых условиях вязкость нефти редко превышает 10—12 мПа·с, обычно составляя 2,5 мПа·с. За счет растворенного газа нефть становится минимально вязкой при давлении насыщения, т. е. когда в ней растворено максимально возможное количество газа. Выделение из нефти первых пузырьков газа резко увеличивает ее вязкость.

Поверхностное межфазное натяжение нефти изменяется от 25 до 30 дин/см в воздухе (дистиллированная вода — 72,5 дин/см) и от 15 до 30 дин/см в воде. Величина его уменьшается с уменьшением плотности нефти, увеличением температуры, количества газа, растворенного в нефти, и давления и увеличивается с увеличением минерализации воды, но уменьшается с появлением в ней поверхностно-активных веществ, например органических кислот. Поверхностно-активными веществами являются также асфальтово-смолистые компоненты нефти, адсорбируемые на контакте нефть — вода, нефть — порода.

С увеличением поверхностного натяжения увеличиваются капиллярное давление и давление вытеснения нефти.

Растворимость нефти — природными растворителями нефти являются вода, углеводородный и углекислый газы. Растворимость нефти зависит от растворимости ее отдельных компонентов и уменьшается в направлении от легких компонентов к тяжелым. В воде растворимость нефти незначительна и редко превышает $150 \text{ см}^3/\text{м}^3$, она возрастает с увеличением температуры, но уменьшается с увеличением минерализации вод. Растворимость нефти в газах (обратное испарение) ограничивается преимущественно ее легкими углеводородными компонентами (выкипающими до 300°C) и в меньшей степени асфальтово-смолистыми веществами. Свойство углеводородных газов растворять (испарять) нефть возникает лишь при определенных, достаточно высоких температурах, весьма значительном преобладании газовой фазы и повышенных давлениях. Значительную роль играет состав газа и нефти. Растворимость нефти увеличивается с увеличением содержаний в составе газа тяжелых гомологов метана, а также углекислого газа. Экспериментально установлено (Т. П. Жузе и др., 1963), что 1 т нефти плотностью $0,846\text{—}0,861 \text{ г}/\text{см}^3$ при температуре $70\text{—}100^\circ \text{C}$ и давлении 40 МПа растворяется в $8000\text{—}11\ 000 \text{ м}^3$ газа, содержащего 93% метана (месторождение Кумдаг), при температуре $100\text{—}150^\circ \text{C}$ и давлении 70 МПа — в $2200\text{—}3700 \text{ м}^3$ этого же газа, при температуре $150\text{—}200^\circ \text{C}$ и давлении $90\text{—}100 \text{ МПа}$ — в $1100\text{—}2000 \text{ м}^3$.

Ретроградное испарение нефти обуславливает существование в недрах конденсатногазовых скоплений (газорастворенных нефтей). Выпадающий при изменении термобарических условий конденсат приводит к образованию скоплений конденсата — наиболее легких нефтей со специфическим химическим составом. Конденсатногазовые факторы природных залежей обычно несколько меньше установленных экспериментально. Так, в конденсатной залежи месторождения Кызылкум (Западная Туркмения) при пластовом давлении $23\text{—}24 \text{ МПа}$ и температуре 60°C (глубина $1800\text{—}1900 \text{ м}$) конденсатногазовый фактор $10\ 000 \text{ м}^3/\text{т}$, на месторождении Карадаг (Азербайджан) соответственно при $41\text{—}42 \text{ МПа}$ и 100°C (глубина $3600\text{—}3800 \text{ м}$) он составляет $5000 \text{ м}^3/\text{т}$.

По В. С. Чемоданову (1967) в конденсатногазовых залежах Предкавказья при пластовом давлении 10 МПа конденсатногазовый фактор составляет $30\ 000 \text{ м}^3/\text{т}$ и более, а далее на каждые 5 МПа увеличения давления снижается на 5000, составляя на глубине 3500 м (давление 350 МПа) $10\ 000 \text{ м}^3/\text{т}$.

Оптическая активность — большая часть нефтей обладает способностью вращать плоскость поляризации светового луча вправо. Угол вращения составляет $+0,1 \div +7,0^\circ$. Существуют нефти и левовращающие

(некоторые нефти Индонезии -8°). Оптическая активность нефти связана с присутствием в ней веществ с асимметричными молекулами (активными) с молекулярной массой 400 (максимум вращения). Предполагается нахождение в нефти ряда веществ с активными молекулами, в частности холестерина (Р. Маркуссон, К. Энглер), нафтенов с пятью циклами (Т. Оаквуд и др., 1952), нафтеновых кислот, пигментов (каротин, склеротин и др.).

Важнейшими технологическими характеристиками нефти являются температура ее кипения (в нормальных условиях) и фракционный состав, т. е. соотношение и свойства отдельных фракций, выкипающих в определенных температурных интервалах. Фракцию, выкипающую до 60°C , принято называть петролевым эфиром, от 60 до 200°C — бензином, от 200 до 300°C — керосином, от 300 до 400°C — газойлем, от 400 до 500°C — маслами, выше 500°C — асфальтами. Остатком после отгонки фракций является кокс.

Конденсат содержит только фракции, выкипающие до $300-360^\circ\text{C}$.

Следует отметить, что собственно бензин, керосин, масла и другие фракции выделяются по определенным товарным свойствам, а не только по температуре кипения, поэтому для разных нефтей температуры товарных фракций могут несколько различаться.

Химический состав нефтей. Нефть состоит из пяти химических элементов — углерода, водорода, кислорода, серы и азота. Основными элементами являются углерод, содержание которого меняется от 83 до 87% , и водород — $12-14\%$. Максимальное содержание O , S , N_2 $5-8\%$, причем главным образом за счет серы, количество которой может достигать 7% .

Изотопный состав углерода нефти характеризуется отношением $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$, равным $91-94$. Относительно Чикагского стандарта POB^1 изотопный состав углерода $\delta^{13}\text{C}$ меняется от $-2,2$ до $-3,5\%$, но большей частью заключен в интервале от $-2,9$ до $-3,1\%$.

На примере нефтяных залежей Западного Техаса установлено (К. Квенвольден, 1967) постепенное утяжеление углерода нефтей от заключенных в породах ордовика ($\delta^{13}\text{C} = -3,14\%$) до обнаруженных в породах пермских отложений ($-2,83\%$). Выявлена также зависимость изотопного состава углерода нефтей от происхождения пород: в морских отложениях углерод нефти характеризуется изотопным составом $-2,23 \div -2,94\%$, в континентальных отложениях — $-3,0 \div -3,5\%$ (С. Сильверман, С. Эпштейн, 1958).

Изучение изотопного состава углерода и различных температурных фракций нефти, а также углеводородных групп (С. Сильверман и С. Эпштейн, 1958; П. Мюллер и Р. Виньхольц, 1967; Т. А. Ботнева, П. Мюллер, И. Маас, 1968; А. П. Виноградов, Э. М. Галимов, 1970) показало увеличение содержания ^{12}C от низкокипящих фракций к высококипящим (т. е. с повышением молекулярной массы), а также от ароматических углеводородов к нафтеново-метановым для каждой температурной фракции.

Смоли и асфальтены занимают среднее положение между нафтеново-метановыми и ароматическими углеводородами по содержанию ^{13}C .

$$1 \delta^{13}\text{C} = \frac{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{обр}} - (^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{станд}}}{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{станд}}} \cdot 100\%$$

если исследованный углерод тяжелее стандартного, величина C^{13} получится с плюсом, если легче стандартного — с минусом.

Изменение изотопного состава углерода нефти связано с генетическим типом исходного вещества образования нефти, а также с теми превращениями, которые претерпевает нефть в процессе перемещения (миграции) в осадочных породах за счет сорбционных явлений (диффузии, селективного растворения в воде, газе и т. п.).

Отношение в о д о р о д а ^1H (протия) и ^2H (дейтерия) в нефтях меняется от 3895 до 4436, т. е. нефти в различной степени обогащены дейтерием. Предполагается (И. В. Гринберг), что это обусловлено изотопным обменом водорода нефтей и вод. Наблюдается некоторое увеличение содержания дейтерия с увеличением возраста пород. То же отмечается и для содержания дейтерия в водах.

Углерод и водород в виде углеводородов (УВ) образуют основной компонент нефти. Содержание УВ в нефти часто превышает 75%, некоторые нефти состоят из углеводородов на 90—95%, а конденсаты на 99—100%. Число индивидуальных углеводородов, выделенных в нефти, достигает 425. Они объединяются в пять основных классов: нормальные парафиновые (нормальные алканы); изопарафины (алканы с разветвленной цепью); циклопарафины (нафтены или цикланы); ароматические; нафтеново-ароматические (смешанной структуры).

Нормальные парафиновые УВ ($\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$; $n = 1 \div 45$) известны в большинстве нефтей, но развиты преимущественно в легких разностях. Содержание их достигает 25—30% (не считая газовых углеводородов, растворенных в нефти). Во фракциях до 90° С содержание n -парафинов может достигать 55%, в масляных фракциях оно не превышает 25%. Нормальные парафины с C_{18} — C_{20} могут находиться в нефтях в твердом состоянии, в виде кристаллов, в смеси с другими твердыми компонентами нефти.

Нормальные парафины отличаются химической устойчивостью и малой реакционной способностью.

Изопарафиновые УВ встречаются в нефтях в низко- и среднекипящих фракциях, причем около 50% их приходится на C_8 — C_{10} и более 30% на C_{11} — C_{17} . Рядом исследований (Р. Джон, Е. Уайтхед, 1963; Дж. Бендарайтис и др., 1962) в нефтях выделены изопарафиновые изопреноидные структуры от C_{14} до C_{25} , в частности пристан ($\text{C}_{19}\text{H}_{40}$) и фитан ($\text{C}_{20}\text{H}_{42}$). Содержание изопреноидов в нефтях составляет 0,3—2,6%. Изопреноидные структуры типичны для живого вещества.

Циклопарафины, или нафтеновые УВ, — моноциклические (C_nH_{2n} ; C_5 — C_7 , C_8 — C_9 , C_{10} — C_{12}); гомологи циклопентана (C_nH_{2n} ; C_7 — C_8); бициклические ($\text{C}_n\text{H}_{2n-2}$; C_8 , C_9 — C_{12}); три-, тетра- и пентациклические ($\text{C}_n\text{H}_{2n-4}$; $\text{C}_n\text{H}_{2n-6}$; $\text{C}_n\text{H}_{2n-8}$; C_{10} — C_{30}). Циклопарафины находятся во всех нефтях, составляя от 30 до 60% мас. В отдельных фракциях содержание циклопарафинов достигает 85%. Под влиянием высокой температуры нафтены дециклизуются с образованием парафиновых, в меньшей степени — ароматических углеводородов.

Ароматические УВ (арены) подразделяются на моноциклические, или моноарены ($\text{C}_n\text{H}_{2n-6}$; C_6 — C_{11}); моноциклические полизамещенные ($\text{C}_n\text{H}_{2n-6}$; C_9 — C_{12}); бициклические ($\text{C}_n\text{H}_{2n-12}$; C_{10} — C_{16}); бициклические дифенилы и др. ($\text{C}_n\text{H}_{2n-14}$; C_{12} — C_{15}); трициклические флуорены ($\text{C}_n\text{H}_{2n-18}$; C_{15} — C_{18}); трициклические фенантрены и др. ($\text{C}_n\text{H}_{2n-18}$; C_{14} — C_{16}); тетра- и полициклические ($\text{C}_n\text{H}_{2n-24}$; C_{16} — C_{18}).

В нефти распространены ароматические углеводороды преимущественно с моноциклическими структурами и гомологи с низкой молекулярной