



ПОКРЫ́ШКА

Авторы: А. В. Ступакова

ПОКРЫ́ШКА залежи нефти и газа (флюидоупор, экранирующая толща), пласт или серия пластов слабопроницаемых пород (соли, глины и др.), перекрывающих продуктивный коллектор и препятствующих разрушению залежи; осн. элемент *ловушки* нефти и газа, контролирующий залежь. Наличие надёжной для заключённого в коллекторе флюида П., сохраняющей свои изоляц. свойства при определённых термобарич. условиях в течение длительного отрезка геологич. времени, – необходимое условие сохранности залежи. Газ, а также лёгкие нефтяные углеводороды, вероятнее всего, проникают через П. (диффузия), насыщая её, и перемещаются вверх по разрезу, но масштабы этого перемещения очень малы. Поэтому в ловушках возможно накопление и сохранение в течение длительного времени (миллионы лет) залежей углеводородов. В случае изменения условий (тектонич., литологич. и др.) П. становится неэффективной и залежь разрушается. П. могут избирательно экранировать газ, нефть и воду (напр., П. удерживает нефть и воду, но пропускает газ). Количественной оценкой экранирующей способности П. является величина давления прорыва (перепад давления между коллектором и П., при котором через неё начинается фильтрация нефти или газа).

Экранирующие свойства П. определяются гл. обр. их литологич. и минер. составом и зависящими от них физико-химич. особенностями, а также выдержанностью по площади распространения и мощностью. По литологич. составу различают гл. обр. глинистые, соляные, карбонатные и смешанного состава П. Лучшими П. являются соленосные толщи, наиболее распространёнными – глинистые. Экранирующие свойства глинистых и соляных пород объясняются (до определённых пределов давления и температуры) их повышенной пластичностью. Другие разновидности пород обладают изолирующей способностью вследствие своей плотности (прочности, крепости) и рассматриваются как плотностные П. Наиболее известные и эффективные П. в нефтегазоносных районах России – соленосные отложения кунгурского возраста в Прикаспийской впадине и смежных районах, глины баженовской и кузнецовской свит в Зап. Сибири и нижнекембрийские эвапориты в Вост. Сибири. Глинистые П. наиболее изучены, контролируют св. 70% запасов нефти и газа. Экранирующие свойства глин зависят от их минер. состава (кристаллохимич. особенностей слагающих их глинистых минералов – качество П. убывает в ряду монтмориллонит – гидрослюды – каолинит), мощности и выдержанности пласта, количества терригенной примеси (снижает качество П.), вторичных изменений, трещиноватости, количества связанной воды и тонкодисперсного органич. вещества нефтяного ряда, сорбированного глинистыми минералами. В глубоких горизонтах проницаемость глин увеличивается из-за потери ими пластичности. Соляные П. (гидрохимические, или эвапоритовые) представлены преим. каменной и калийными солями, гипсом и ангидритом. Хрупкие в поверхностных условиях каменная соль, гипс и ангидрит приобретают пластичность при погружении и увеличении термобарич. параметров. Среди гидрохимич. П. каменная соль обладает значительно более высокой пластичностью и наиболее надёжными изолирующими свойствами. Пластичные свойства каменной и калийных солей более высоки, чем у ангидритов и гипсов, но соли быстрее растворяются на больших глубинах. Карбонатные П. относятся к разряду плотностных, образуются толщами однородных, монолитных, лишённых трещин, тонкокристаллич. известняков, реже доломитов, мергелей. Карбонатные П. часто

ассоциируются с карбонатными коллекторами, границы между ними имеют сложную поверхность. По экранирующим свойствам значительно уступают глинам и солям. Под карбонатными П. могут сохраняться в осн. нефтяные скопления, которые чаще представлены тяжёлой нефтью (лёгкие фракции теряются из-за недостаточно надёжной изоляции). Газовые скопления, экранируемые карбонатными породами, встречаются крайне редко и, как правило, бывают небольшими по размерам и запасам. При погружении карбонатных пород их изолирующие свойства снижаются быстрее, чем у солей и глин.

Кроме глинистых пород, соленосных толщ и карбонатов П. могут быть и др. плохо проницаемые породы (аргиллиты, кремнистые и др. осадочные, а иногда и магматич. породы). Надёжными П. являются и многолетнемёрзлые породы, которые экранируют залежи газа в верхних горизонтах осадочного чехла [в Западно-Сибирской, Лено-Вилуйской провинциях, в приполярных областях – Гренландия, штат Аляска (США), север Канады и др.]. Такие П. называют криогенными, они могут содержать газовые включения (метан, этан, пропан, изобутан, диоксид углерода), в т. ч. в форме клатратных (см. [Клатраты](#)) соединений с водой – [газовых гидратов](#).

П. в зависимости от области распространения может контролировать одну или много залежей, соответственно различают региональные, зональные и локальные П. Региональные П. развиты в пределах всего бассейна или провинции (туронские глины Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции) или части её (нижнепермский соленосный комплекс Днепровско-Донецкой впадины в Днепровско-Припятской провинции). Они экранируют залежи и месторождения в нижележащих крупных нефтегазоносных комплексах. Качество региональных П. ухудшается от центр. части бассейна к его бортам. Зональные П. экранируют неск. месторождений бассейна в пределах отд. структурных элементов и зон нефтегазоаккумуляции, а локальные П. – отд. залежи и месторождения. Мощность П. колеблется от первых метров в многопластовых месторождениях до десятков и более метров в региональных покрывках.

При любом литологич. и минер. составе надёжность П. возрастает с увеличением мощности и отсутствием трещиноватости.

В большинстве случаев мощность П. составляет 10–70 м, однако при больших её значениях запасы углеводородов в залежах заметно возрастают.

Литература

Лит.: Прозорович Г. Э. Покрывки залежей нефти и газа. М., 1972; Справочник по геологии нефти и газа / Под ред. Н. А. Еременко. М., 1984; Геология и геохимия нефти и газа. 2-е изд. М., 2004.