

Исмаилов Н. М.

БИОТЕХНОЛОГИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ. ПРИНЦИПЫ И ПРИМЕНЕНИЕ

Учебное пособие

Москва Вологда
«Инфра-Инженерия»
2021

УДК 622.323
ББК 33.361
И87

Исмаилов, Н. М.

И87 Биотехнология нефтедобычи. Принципы и применение : учебное пособие / Н. М. Исмаилов. – Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 172 с. : ил., табл.
ISBN 978-5-9729-0531-7

Раскрыты основы использования биотехнологии в нефтедобыче, рассмотрены принципы, лежащие в основе такой технологии. Даны методы применения конкретных биологических технологий для решения задач нефтедобычи.

Для практиков-нефтяников и специалистов в области микробных биотехнологий, а также студентов и преподавателей нефтегазовых специальностей.

УДК 622.323
ББК 33.361

ISBN 978-5-9729-0531-7

© Исмаилов, Н. М., 2021
© Издательство «Инфра-Инженерия», 2021
© Оформление. Издательство «Инфра-Инженерия», 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
Глава 1. Основы геологии и разработки нефтяных месторождений	7
1.1. Нефть. Природный газ. Пластовые воды.....	7
1.2. Условия залегания нефти и природного газа в залежах	11
1.3. Режимы залежи нефти и газа	16
1.4. Разработка нефтяных месторождений.....	21
1.5. Методы повышения нефтеотдачи пластов	24
Глава 2. Основы микробиологии и биогеохимии нефтяных месторождений	35
2.1. Микроорганизмы. Биогеохимическая деятельность	35
2.2. Микробиологические процессы в нефтяных пластах	44
2.3. Аэробные процессы в нефтяных пластах	50
2.4. Анаэробные процессы в нефтяных пластах	55
2.5. Некоторые закономерности роста и развития микроорганизмов в жидких и пористых средах	63
2.6. Факторы, влияющие на активность микроорганизмов	74
2.7. Синтез био-ПАВ и биополимеров микроорганизмами	82
2.8. О роли микроорганизмов в разрушении структуры породы нефтяного пласта.....	88
Глава 3. Биотехнология нефтедобычи	96
3.1. Методы, основанные на анаэробных процессах.....	97
3.2. Биотехнологии, основанные на интенсификации аэробно-анаэробных процессов	100
3.3. Молочная сыворотка – субстрат для питательного заводнения нефтяных пластов.....	103
3.4. Промысловые испытания питательного заводнения пластов молочной сывороткой.....	116
3.5. Методы очистки пластов от отложений твердых парафинов и солей	120
3.6. Методы повышения охвата пласта заводнением	124
3.7. Микроорганизмы и субстраты, используемые в биотехнологии нефтедобычи	128
3.8. О механизмах биотехнологии нефтедобычи.....	139
3.9. Интегративные методы биоочистки сточных (коммунальных) вод в пластах истощенных нефтяных месторождений с одновременным повышением нефтедобычи.....	148
3.10. Критерии эффективного применения биотехнологий нефтедобычи	160
Заключение.....	164
Литература	167

ВВЕДЕНИЕ

Люди использовали микроорганизмы давно, даже не подозревая об их существовании. О способности микроорганизмов образовывать спирт в сахаросодержащих растворах знали шумеры и вавилоняне за 6 тыс. лет до н.э., а египтяне стали применять микроорганизмы для выпечки хлеба в 4-м тысячелетии до н.э. человек познал за этот период способы хранения и переработки продуктов путём ферментации (производство сыра, уксуса, вина и др.), научился делать мыло из жиров, перерабатывать отходы. Однако знакомство людей с микромиром, осознание незаменимости микроорганизмов в биогеохимических саморегулирующихся процессах биосферы стали возможны благодаря выдающимся работам Л.Пастера. В дальнейшем, в процессе изучения микроорганизмов сложились современные представления о сущности микроорганизмов, их роли в возникновении и эволюции жизни на нашей планете, в круговороте веществ в природе. Эти исследования положили начало сознательному применению микроорганизмов для производства ряда важных продуктов и развития науки биотехнологии.

Несмотря на то, что человек использовал биотехнологию многие тысячи лет, однако совсем недавно слово «биотехнология» отсутствовало в нашем лексиконе. Употреблялись понятия «промышленная микробиология», «техническая биохимия», «техническая микробиология» и др. новый термин, объединивший в себе все прежние названия, появился примерно 20 лет назад. За появлением этого понятия кроются более глубокие причины. Новые открытия на пути познания жизненных явлений, и, прежде всего в области микробиологии, энзимологии, молекулярной биологии и генетики, объединили разрознённые прикладные направления, подвели под них фундаментальную базу. В результате биотехнология стала наукой о практическом использовании биологии в целом, а не отдельных её ветвей, как это было прежде.

Европейская биотехнологическая федерация определяет биотехнологию как совместное использование биохимии, микробиологии и химической технологии для технологического (промышленного) применения полезных свойств микроорганизмов. В настоящее время микроорганизмы стали основой промышленного производства целого ряда полезных продуктов – органических кислот, спиртов, ферментов, витаминов, антибиотиков, аминокислот, пищевых и кормовых продуктов, многих биологически-активных соединений. Важной составной частью современной биотехнологии является очистка бытовых и производственных вод от загрязнения и утилизация всевозможных отходов сельского хозяйства, которые основаны на использовании специфических биологических сообществ микроорганизмов, носящих общее название «активного ила».

Интерес к биотехнологии, темпы её развития, внедрение в новые отрасли хозяйствования в последние годы росли очень быстро и примеров этому много. Одним из них является использование биотехнологических приемов в такой су-

губо технической области производства, какой является нефтедобывающая промышленность. Использование биотехнологии в нефтедобыче тесно связано также с развитием нефтяной микробиологии и фундаментальных достижений в этой области на самом высоком уровне современной науки. В настоящее время сформировалась новая отрасль естествознания на стыке химии, нефтехимии и микробиологии, которая занимается вопросами получения различных физиологически активных соединений, охраной окружающей среды, поисками и разработкой нефтяных и газовых месторождений, предохранением нефтепродуктов от порчи и т.д.

Существующие способы разработки нефтяных месторождений дают возможность извлекать из недр не более половины геологических запасов нефти. Более того, коэффициент извлечения нефти во многих месторождениях снижается в связи с вовлечением в эксплуатацию месторождений с вязкой нефтью и сложными геолого-физическими свойствами. Добыча нефти на старых месторождениях, как правило, уменьшается вследствие обводненности. Так как природные запасы нефти ограничены и невозможны, создание высокоэффективных методов повышения нефтеотдачи, основанных на инновационных подходах, является важнейшим инструментом поддержания высокого уровня добычи нефти на ближайшие десятилетия. Одним из этих подходов являются методы воздействия на истощенные нефтяные месторождения с использованием микроорганизмов.

Еще в 1926 году Дж. У. Бекхэм определил, что большая часть нефти в месторождениях по всему миру останется неизвлекаемой и что необходимо разрабатывать методы для повышения ее извлекаемости. Он высказал предположение, что решению проблемы могут способствовать микроорганизмы. Бекхэм писал: «Без всякого сомнения, мировые запасы нефти ограничены. Тем не менее, также представляется очевидным, что значительный процент нефти остается в земных недрах после того, как поток из скважин иссякает, потому что трение вязкой нефти о породы слишком велико. Приведет ли внесение ферментопroduцирующих бактерий, вступающих в контакт с оставшейся нефтью, к изменению ее вязкости и плотности и, следовательно, к возобновлению потока?» Поскольку потенциал нефтяной микробиологии впервые был осознан более 90 лет тому назад, можно было бы предположить, что технология будет широко распространена в наше время. К сожалению, это далеко не так. Прошли годы, но еще в книге, изданной в 1983 г. (Методы увеличения..., 1983, стр. 4) отмечалось, что микробиологические методы находятся на стадии лабораторных испытаний. За последние десятилетия эти методы вышли за пределы лабораторных исследований и широко используются в различных странах мира и имеют большие перспективы развития.

Новые методы увеличения нефтеотдачи пластов прошли несколько этапов развития. Бурная активность в области промысловых испытаний этих методов в 70-х годах объяснялась упрощенным подходом к проблеме применения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов. Считалось, что высокие коэффициенты вытеснения нефти, полученные на физических моделях, гарантируют высокую нефтеотдачу. Объёмы внедрения новых методов в США, Канаде, Вене-

суэле, Германии, бывшем СССР резко возрастали. Однако экономически эти методы оставались неэффективными, несмотря на стремительный рост цен на нефть на мировом рынке. Ученые пришли к выводу, что физические основы и механизмы вытеснения нефти с помощью закачки в пласт различных химических реагентов, пара, воздуха и других рабочих реагентов сложны и ещё далеко не изучены. Методы их сопровождаются высоким риском, неопределенностью, для их внедрения нужны большие капитальные вложения при неизвестном конечном результате, специально подготовленные кадры. Их реализация сопровождается повышенными требованиями с точки зрения охраны окружающей и геологической среды. Существенные изменения в подходе к применению таких методов произошла после стремительного падения цен на нефть в 1986 г. В результате многие компании отказались от крупных и мелких проектов. Число действующих проектов, например, в США, в 1987 г. сократилось по сравнению с 1985 г. с 512 до 366 и эта тенденция сохранилась. В 1991 г. число действующих проектов в США составило всего лишь 248 (более чем на 50 % меньше, чем в 1985 г.). Особенно это коснулось дорогостоящих химических методов. Однако от всех третичных методов воздействия проекты использования биотехнологических методов не только не сократились, но и имеют устойчивую тенденцию к росту. В первую очередь это связано с особенностью этих методов, которая заключается в их универсальности (они вбирают в себя практически все известные третичные методы воздействия, за исключением тепловых), высокой эффективности, простоте, низкой капиталоемкости, свойственной им экологичности.

ГЛАВА I. ОСНОВЫ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1. Нефть. Природный газ. Пластовые воды

Нефть представляет собой смесь углеводородов, содержащую кислородные, сернистые и азотистые соединения. Если в нефти преобладают углеводороды метанового ряда, она называется метановой, наftenового ряда – наftenовой, ароматического ряда – ароматической. В зависимости от фракционного состава различают легкие нефти, или бензиновые, и тяжелые, или топливные. Если в нефти содержится более 20 % масел (фракция 270–300 °С), они называются масляными.

Чем больше в нефти парафина, тем выше температура её застывания. По содержанию парафина нефти делятся на беспарафинистые (от 1 до 2 %) и парафинистые (свыше 2 %). Выпадение парафина из нефти в процессе добычи и перекачки в значительной степени осложняет и удорожает эти процессы.

В нефти могут содержаться и смолисто-асфальтеновые соединения. Сера встречается как свободная, так и в виде соединений (сульфидов, меркаптанов и др.). Содержание серы в сырой нефти колеблется от 0,1 до 5 %, иногда до 7 %. Нефти с содержанием серы менее 0,05 % относят к малосернистым, с большим её содержанием – к сернистым.

Смолисто-асфальтеновые вещества являются не углеводородными компонентами нефти. Это гетероциклические соединения, в состав которых входят С, Н, О, S, N, металлы. По содержанию смол различают нефти малосмолистые, (до 8 %), смолистые (8–28 %) и сильно смолистые (выше 28 %).

Плотность нефти колеблется от 0,730 до 1,060 г/см³. По величине удельного веса различают легкие, средние и тяжелые нефти. В большинстве случаев плотность нефти меньше плотности воды. Чем выше температура нефти и больше растворенного в ней газа, тем меньше плотность. В связи с этим плотность нефти в пластовых условиях всегда ниже плотности нефти, добытой из скважины и дегазированной.

Вязкость нефти зависит от природы вещества и химической структуры его молекул. На её величину оказывают влияние пластовое давление, температура и растворенный в ней газ. При повышении давления вязкость увеличивается, а при повышении температуры – уменьшается. Чем больше газа растворено в нефти, тем ниже его вязкость. Вязкость нефти в пластовых условиях в 2–3 раза меньше, чем на дневной поверхности. Значения вязкостей нефти различных месторождений колеблются в широких пределах и играют большую роль при разработке.

Величина поверхностного натяжения нефти зависит от её физико-химических свойств, температуры, давления, количества растворенного в ней газа. Поверхностное натяжение затрудняет движение нефти в пористой среде, так сечение пустот (пор, каверн, трещин и т.п.) непостоянно. Тяжелые нефти имеют большое поверхностное натяжение, легкие – меньше. С увеличением

пластового давления поверхностное натяжение увеличивается. При увеличении количества растворенного в нефти газа и повышении температуры поверхностное натяжение нефти снижается.

Нефть в пластовых условиях обычно содержит газ. По мере снижения пластового давления наступает такой момент, когда растворенный газ начинает выделяться из неё в виде пузырьков. Величина пластового давления, соответствующая появлению первых пузырьков газа, называется давлением насыщения. По нему судят о степени насыщения нефти газом. Если давление насыщения равно начальному пластовому давлению, то нефть будет насыщенной, если меньше – недонасыщенной. Чем больше разница между пластовым давлением и давлением насыщения, тем благоприятнее условия для эффективной разработки залежи. Характерно, что наличие в залежи азота приводит к увеличению давления насыщения.

Углеводородный газ находится в недрах Земли в виде самостоятельных скоплений, образуя чисто газовые залежи или газовые шапки (свободный газ), а также в растворенном состоянии в нефти или в воде. Горючий газ представляет собой смесь предельных углеводородов: метана, этана, пропана и бутана. Нередко в составе газа присутствуют более тяжелые углеводороды – пентан, а также гексан и гептан. Газы, содержащие более 100 г тяжелых углеводородов (пентана, гексана и гептана) в 1 м³, относят к «жирным», менее 100 г – к «сухим».

Пентан и высшие углеводороды входят в состав газов конденсатных залежей. Из газов этих залежей при снижении температуры и давления выделяется жидкая углеводородная фаза – конденсат. Сырой конденсат состоит из жидких при стандартных условиях углеводородов, в которых растворено определенное количество газообразных углеводородов. Углеводородные газы обычно могут содержать углекислый газ, азот, сероводород и небольшое количество редких газов. Газы с высоким содержанием сероводорода являются сырьем для получения почти чистой серы.

Согласно закону Генри, растворимость газа в жидкости пропорциональна давлению. Углеводородные газы мало отклоняются от закона Генри при сравнительно низких давлениях. При высоких давлениях наблюдается взаимное растворение газа и жидкости и жидкости в газе.

С повышением температуры способность газа растворяться в жидкости снижается. На растворимость газа в нефти влияет её плотность. В более тяжелой нефти растворимость его меньше, чем в легких (рис. 1). Это объясняется большей химической близостью газа и легкой нефти. Поэтому жирные газы лучше растворяются в нефти.

Количество газа, растворенного в 1 т пластовой нефти, называется растворимостью газа в нефти или газосодержанием, а количество добытого газа, приходящегося на 1 т добытой нефти, называется газовым фактором.

Пластовой водой принято называть только ту воду, которая залегает в одном и том же пласте с нефтью или газом. Воды, принадлежащие водоносным пластам, не содержащим нефть, называют чуждыми или посторонними по отношению к данному нефтяному или газовому пласту (табл. 1).

Связанная вода содержится в нефтяной или газовой части всякого пласта. Она является водой неподвижной и представлена монослоем прочносвязанной

и полислоями рыхлосвязанной воды, адсорбированной на поверхности частиц породы.

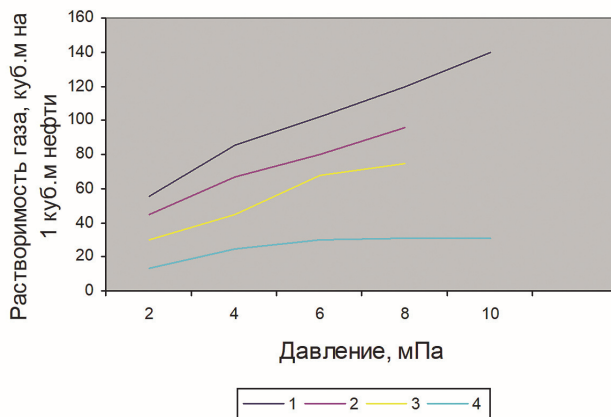


Рис. 1. Растворимость газа в различных нефтях при $t = -21\text{ }^{\circ}\text{C}$.
Плотность нефти: 1 – 0,729; 2 – 0,804; 3 – 0,811; 4 – 0,850

Таблица 1
Промысловая классификация подземных вод

Пластовая вода		Посторонняя (чуждая) вода
В продуктивной части пласта	В водоносной части пласта	
Связанная Подвижная	Законтурная, или краевая Подошвенная Конденсационная	Верхняя Нижняя Тектоническая Технологическая Техническая

Подвижная вода – это вода в углах пор, вода капиллярно-удержанная и капельная. Содержание в породе связанной воды характеризуется коэффициентом $K_{в.св.}$, равным отношению объема пор, занятых связанной водой, ко всему объему пор, а содержание подвижной воды – коэффициентом $K_{в.подв.}$. В сумме они составляют коэффициент остаточной водонасыщенности $K_{в.о.}$

Законтурная вода подпирает пластовую нефтяную или газовую залежь. Подошвенная вода подпирает массивную нефтяную или газовую залежь. Конденсационная вода образуется за счет конденсации водных паров. Верхняя вода залегает в пластах, расположенных выше данного продуктивного пласта. При проникновении в продуктивный пласт она будет для него верхней посторонней водой. Нижняя вода залегает в пластах, расположенных ниже данного продуктивного пласта. При проникновении в продуктивный пласт она будет нижней посторонней водой.

Тектоническая вода проникает в нефтяной пласт по тектоническим трещинам.

Технологическая вода закачивается в пласт при искусственном заводнении, согласно технологическому процессу разработки залежи.

Техническая вода – фильтрат промывочной жидкости, проникшей в пласт в процессе вскрытия его добывающими или разведочными скважинами. Все пластовые воды содержат растворенные соли, ионы, коллоиды и газы. Под химическим составом вод понимают состав растворенных в них веществ. Основными ионами в природных водах являются Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^{2-} , CO_3^{2-} , Na^+ , Ca^{+2} , Mg^{+2} , K^+ , остальные относятся к числу микрокомпонентов, наиболее важные из которых I^- , Br , NH_4^{2-} .

Суммарное содержание в воде растворенных ионов солей и коллоидов называют общей минерализацией воды. воды с минерализацией менее 1 г/л – пресные; от 1 до 10 г/л – солоноватые; 10–50 мг/л – соленые, минерализованные; свыше 50 г/л – рассолы.

Важнейшие газы, растворенные в водах – N_2 , CO_2 и CH_4 .

Для систематизации многообразных по химическому составу вод применяются различные классификации, среди которых в нефтяной практике наиболее применима классификация В. А. Сулина (табл. 2.). При незначительном отклонении от граничных значений воды относят к переходным типам.

Таблица 2
Классификация вод по В. А. Сулину (1935)

Тип вод	Значения коэффициентов	Характерная обстановка формирования вод
Сульфатно-натриевый	$\frac{r\text{Na}^+}{r\text{Cl}^-} > 1; \frac{r\text{Na}^+ + r\text{Cl}^-}{r\text{SO}_4^{2-}} < 1$	Воды земной поверхности и зоны свободного водообмена
Гидрокарбонатно-натриевый	$\frac{r\text{Na}^+}{r\text{Cl}^-} > 1; \frac{r\text{Na}^+ - r\text{Cl}^-}{r\text{SO}_4^{2-}} > 1$	Воды земной поверхности, зон свободного и затрудненного водообмена
Хлоридно-магниевый	$\frac{r\text{Na}^+}{r\text{Cl}^-} < 1; \frac{r\text{Na}^+ - r\text{Cl}^-}{r\text{Mg}^{2+}} > 1$	Воды морей и океанов и зоны затрудненного водообмена
Хлоридно-кальциевый	$\frac{r\text{Na}^+}{r\text{Cl}^-} < 1; \frac{r\text{Na}^+ - r\text{Cl}^-}{r\text{Mg}^{2+}} < 1$	Воды зон отсутствия или затрудненного водообмена, особенно при высокой их минерализации

Вязкость воды в пластовых условиях изменяется от 0,03 до 0,18 Па·с с повышением температуры она уменьшается. Изменения давления и степени минерализации почти не оказывают влияния на вязкость воды. Чем меньше вели-

чина отношения вязкости нефти к вязкости воды, тем легче осуществляется вытеснение нефти водой и достигается больший процент извлечения нефти.

Поверхностное натяжение пластовой минерализованной воды на границе с воздухом равно 0,07–0,08 Н/м. Величина поверхностного натяжения влияет на вымывающие способности воды: при меньшем поверхностном натяжении вода полнее вытесняет нефть из пласта.

1.2. Условия залегания нефти и природного газа в залежах

Горные породы, которые служат вмещителем нефти, газа и воды и обладают достаточной проницаемостью, чтобы отдавать их в скважины при создании перепада давления, называют коллекторами. Горные породы, слагающие земную кору, подразделены на три основные группы: 1) изверженные; 2) осадочные; 3) метаморфические. Подавляющая часть выявленных мировых запасов нефти приурочена к осадочным горным породам. По составу скелета породы-коллекторы в осадочных отложениях могут быть кварцевыми (песчаниковыми), кварцполево-шпатовыми (песчано-глинистыми), карбонатными и эвапоритовыми (гипс-ангидритовыми). Осадочные породы сформировались в результате осаждения органических и неорганических веществ.

Кварцевые коллекторы характеризуются хорошей отсортированностью и окатанностью зерен. Последние способствуют их слабому уплотнению и минимальной анизотропии. Кварцевые коллекторы отличаются хорошим вытеснением нефти и газа и относительной выдержанностью по площади.

Кварц-полевошпатовые коллекторы (полимиктовые) сложены зернами минералов и продуктами разрушения горных пород. Поры коллекторов в обломочных породах хорошо сообщаются между собой, что делает проницаемой матрицу породы.

Большая группа карбонатных коллекторов образуется органогенным и хемогенным путем. Кальцит, выпадая из растворов, цементирует эти осадки, вследствие чего формируются толщи монолитных пород со слабо развитыми и зачастую не сообщающимися порами. Матрица таких пород слабо проницаема. Пустотное пространство в них формируется значительно позже осадконакопления, оно обусловлено постседиментационным растрескиванием под влиянием тектонических процессов, тепловых деформаций и т.п.

Последующим выщелачиванием часть трещин превращается в каверны. Образованные таким образом пустоты являются вторичными.

Эвапоритовые (хемогенные) коллекторы связаны в основном с гипсами и доломитами. Проницаемое пустотное пространство в них также вторично. Она формируется в результате растворения матрицы водами, которые циркулируют по образовавшимся при диагенезе трещинам, создавая карстовые полости и каверны. Для вторичных пустот характерны трещины, каверновые и каналовидные поры. Виды пор для различного типа нефтяных коллекторов представлены на рис. 2.

Фактором, влияющим как на ёмкостные, так и на фильтрационные свойства коллекторов, является глинистость пород. Она не только снижает эти свойства в процессе формирования коллекторов, так как способствует заполнению пу-

стотного пространства, но и оказывает отрицательное воздействие на фильтрационные свойства прискажинной зоны при вскрытии пласта на слабоминерализованном растворе, и на эти же свойства пласта в целом при закачке в него пресной воды при разработке залежи путем заводнения.

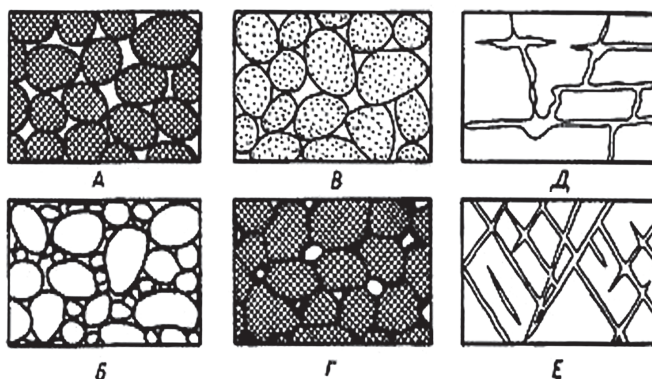


Рис. 2. Поровые пространства пород:

А – хорошо окатанные и отсортированный песок, имеющий высокую пористость; Б – плохо отсортированный песок, имеющий низкую пористость; В – хорошо отсортированная порода, зерна которой пористы; Г – хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена отложениями минеральных веществ в пространстве между зернами; Д – поровое пространство трещиноватых известняков, частично расширенное растворением; Е – порода, ставшая пористой вследствие возникновения трещин

Таким образом, продуктивные пласты – коллекторы нефтяных и газовых залежей характеризуются большим разнообразием, обусловленным различиями минерального скелета, типа цемента, степени цементации и глинистости, вида пустотного пространства, пористостью, размеров пор и зерен породы, степени однородности и т.п.

Под пористостью горной породы понимается наличие в ней пустот – пор, каверн, трещин. В зависимости от происхождения различают:

- первичные поры, образовавшиеся одновременно с формированием породы: она постепенно уменьшается в процессе погружения и цементации осадочных пород.
- вторичные поры (поры растворения), образовавшиеся в результате циркуляции подземных вод. В карбонатных породах в результате карстообразования образуются поры выщелачивания, вплоть до образования карста.
- поры и трещины, возникающие под влиянием химических процессов, что приводит к сокращению объема пор.
- пустоты и трещины, образованные в результате эрозионных процессов: выветривания, кристаллизации, перекристаллизации.

- пустоты и трещины, образующие в результате тектонических процессов, напряжений в земной коре.

По характеру взаимной связи между порами и движению флюидов в породе различают общую, открытую, эффективную и динамическую пористости.

Пористость количественно оценивает ёмкостные свойства породы-коллектора. В общем виде это отношение объема пустот (пор) в образце к его объему, выраженное в процентах. Это же отношение в долях единицы называется коэффициентом пористости. Различают эффективную и динамическую пористость. Отношение объема проточных пор, по которым возможно движение флюидов в природных условиях к объему образца называют коэффициентом

эффективной пористости: $M_{\text{эф}} = \frac{V_{\text{эф}}}{V_{\text{обр}}}$. Отношение объема действительно движущегося в породе флюида к объему образца называют коэффициентом динамической пористости: $M_{\text{д}} = \frac{V_{\text{дин}}}{V_{\text{обр}}}$. Этот объем меньше, чем эффективный объем пленочной и капиллярно удерживаемой нефти.

В свою очередь объем пор зависит от формы и размера зерен; сортировки зерен – чем выше степень отсортированность частиц, тем выше пористость); укладки зерен: например, при кубической укладке пористость составляет около 47,6 %, а при ромбической укладке – лишь 25,96 %; однородности и окатанности зерен породы; вида цемента: базальный цемент – 3–7 %, поровый – 7–12 %, пленочный 12–16 %, соприкасающийся вид цементации – 16–26 %. При этом не все виды пор заполняются флюидами: часть пор может быть изолирована, в основном это внутренние поры.

В соответствии с поровым пространством пористость может быть первичной и вторичной и, следовательно, межзерновой, межзерно-трещинной, трещинно-каверновой, каверновой и др.

Способность породы пропускать через систему сообщающихся пор жидкости и газы или их смеси при наличии перепада давления называется проницаемостью. Она количественно характеризует фильтрационные свойства коллектора.

Отсутствие сообщаемости между порами делает породу непроницаемой. Некоторые породы могут обладать высокой общей пористостью и не быть коллекторами (например, некоторые глины). Одни и те же породы с первичной или межзерновой пористостью для различных флюидов бывают проницаемы по-разному. Породы, не проницаемые для высоковязких нефтей, проницаемы для маловязких. Фильтрация флюидов происходит по порам матрицы, соединяющимся между собой.

Нефть может двигаться по порам, размер которых больше 1 мкм, а газ может перемещаться по порам значительно меньшего размера.

Величина физической проницаемости оценивается из уравнения Дарси. В СИ физическая проницаемость имеет размерность м². Под действием давления изменяется форма порового пространства. Пористость и проницаемость при увеличении давления уменьшаются, при этом пределы изменения проницаемости более значительны.

Доля объема пор, заполненных соответственно нефтью и газом, количественно характеризует нефте- и газонасыщенность коллекторов. Выраженные в долях единицы они называются коэффициентом нефте- и газонасыщенности.

Пластовый природный коллектор, содержащий нефть и газ и ограниченный на значительной площади в кровле и подошве плохо проницаемыми породами (глинами, сланцами), называется залежью (верхняя граница пласта называется кровлей, а нижняя – подошвой). Различают нефтяные, газовые и газоконденсатные залежи. Большинство из них находятся в земной коре на глубинах от нескольких сот метров до 3000–5000 м. Толщина залежей (пластов) колеблется от нескольких сантиметров до нескольких сотен метров.

Несколько нефтяных или газовых месторождений, расположенных одно над другим по площади простираения, находящихся на одном участке земной коры, называются нефтяными, газовыми или газоконденсатными месторождениями. Обычно нефтяное месторождение представляет собой совокупность одной или нескольких залежей нефти, лежащих одна под другой и разделенных изолирующими их пустотами или водонасыщенными породами.

Пластовые флюиды – нефть, газ, вода скапливаются в коллекторах ловушек, покрытых крышками. Газ, нефть и вода распределяются внутри ловушки под воздействием гравитационного фактора в зависимости от величины их плотности. Обычно газ и нефть занимают верхнюю часть ловушки, а вода подпирает их снизу, заполняя всю остальную часть резервуара (рис. 3). Газ, как более легкий, располагается над нефтью. Если газа меньше, чем нефти, то скопление его в самой верхней части ловушки называется газовой шапкой. В тех случаях, когда нефти в ловушке значительно меньше, чем газа, то она как бы подстилает газ; такое скопление нефти называют нефтяной оторочкой газовой залежи.

Граница между нефтью и водой называется водо-нефтяным контактом, между газом и водой в газовых залежах – газо-водяным контактом, и между газом и нефтью при наличии газовых шапок или нефтяных оторочек – газо-нефтяным контактом.

Линия пересечения поверхности водо-нефтяного контакта с кровлей нефтеносного пласта называется внешним контуром нефтеносности, а с подошвой – внутренним контуром нефтеносности (рис. 4).

Миграцией нефти и газа называются различные перемещения этих флюидов в толще горных пород. Доказательством миграции нефти и газа служат многочисленные нефте-газопроявления в разрезе отложений, в трещинах пород, выходы нефти на земную поверхность и т.д. Различают первичную и вторичную миграцию. Первичной миграцией называют перемещение флюидов и нефтепроизводящих толщ в породу-коллектор. Перемещение нефти и газа по коллектору и из одного пласта в другой по различного рода каналам называются вторичной миграцией. Аккумуляция нефти в ловушках и образование залежей связано преимущественно с вторичной миграцией.

Миграция флюидов по пластам-коллекторам обусловлена наклоном последних и наличием перепада давления. Наклон 1–2 м на 1 км считается достаточным для перемещения нефти и газа.

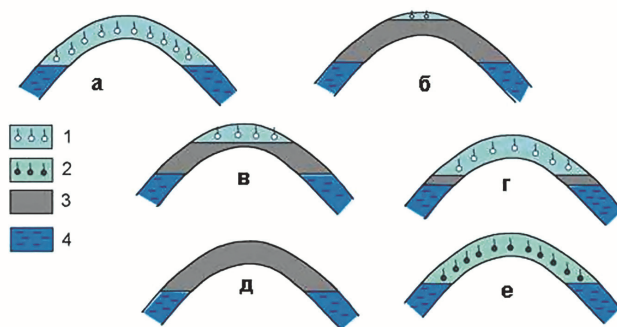


Рис. 3. Классификация залежей по фазовому состоянию углеводородов:
а – газовые; *б* – нефтяные с газовой шапкой; *в* – нефтегазовые;
г – газовые с нефтяной оторочкой; *д* – нефтяные; *е* – газоконденсатные.
 Условные обозначения: 1 – газ; 2 – газовый конденсат; 3 – нефть; 4 – воды

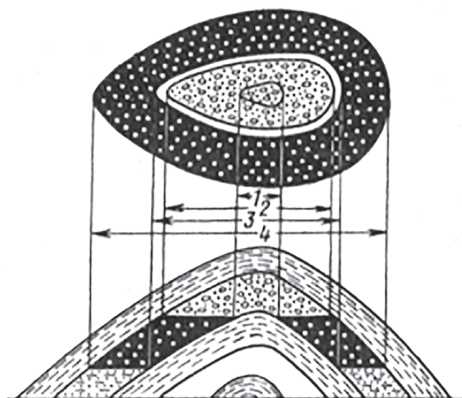


Рис. 4. Схема пластовой сводовой газонефтяной залежи:
1 – внутренний контур газоносности;
2 – внешний контур газоносности; *3* – внутренний контур нефтеносности;
4 – внешний контур нефтеносности

Различные процессы, протекающие в недрах земной коры и на её поверхности, могут привести к физическому, химическому и биохимическому разрушению залежей нефти и газа.

Физическое разрушение происходит под воздействием тектонических процессов в недрах. Химическое разрушение нефтяной залежи связано с потерей нефтью легких компонентов и с последующим превращением её в твердые битумы. Биохимическое разрушение обусловлено деятельностью микроорганизмов, разлагающих углеводороды, что, в конечном счете, приводит к уничтожению залежей нефти и газа.

Следы разрушения залежей нефти и газа можно обнаружить в недрах Земли и на её поверхности. Об этом свидетельствуют асфальтовые озёра (Апшеронский полуостров Азербайджана), скопления серы, залежи битумов (Атабаска, США) и т.п. Кроме того, о разрушении газовых залежей судят по проявлению грязевого вулканизма.

На рис. 5 схематично изображено многопластовое нефтегазовое месторождение. Верхняя часть пласта заполнено газом, нижние части пластов подпираются водами.

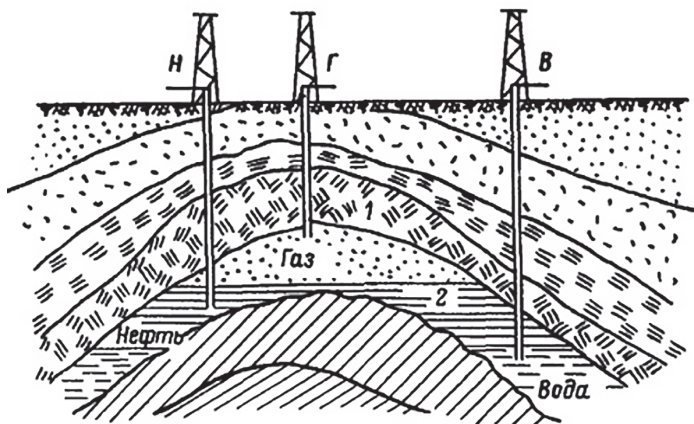


Рис. 5. Схема газонефтяного месторождения:

- 1 – непроницаемые пласты; 2 – пористые (проницаемые) пласты;*
- Г – скважина для добычи газа; Н – скважина для добычи нефти;*
- В – скважина до водоносного пласта (для законтурного заводнения)*

1.3. Режимы залежей нефти и газа

Всякая нефтяная и газовая залежь обладает потенциальной энергией, которая при разработке залежи переходит в кинетическую и расходуется на вытеснение нефти и газа из пласта. Вытеснение флюидов из пласта происходит под воздействием природных сил, которые являются основными носителями пластовой энергии. Пластовая энергия аккумулируется в формирующейся залежи под воздействием водонапорной системы продуктивного горизонта. Под влиянием энергии этой же системы в период формирования этой же залежи происходит образование и накопление других источников пластовой энергии: упругих сил нефти, воды и породы; газа, сжатого в газовых шапках; газа, растворенного в нефти. Кроме того, в пластах действуют силы тяжести нефти.

Проявление этих сил обуславливается характером подземного резервуара, типом и формой залежи, коллекторскими свойствами и неоднородностью пласта внутри залежи, удаленностью её от области питания пластовых вод и условиями разработки.

Для обеспечения притока нефти в скважину пластовое давление, создаваемое этими источниками энергии, должно быть достаточным для преодоления

сил, противодействующих движению нефти в залежи и удерживающих её в пласте. Пластовая энергия расходуется на преодоление фильтрационных сопротивлений, возникающих под влиянием сил трения при движении жидкостей и газов в пористой среде, а также на преодоление капиллярных сил в случае течения смесей нефти, воды и газа.

Эффективность источников пластовой энергии различны. Чем выше разница между напорами, создаваемыми источниками пластовой энергии и противодействующими им силами, тем выше энергетические ресурсы пласта.

Об энергетических ресурсах пласта судят по изменению пластового давления. Как правило, чем больше начальное пластовое давление, тем выше его энергетические ресурсы. Нефть, вода и газ, насыщающие поровое пространство пластов нефтяного коллектора, находятся под определенным давлением, называемым пластовым. Начальное пластовое давление зависит от глубины залегания нефтяной залежи. На каждые 10 м глубины в различных нефтегазоносных районах оно возрастает на 0,08–0,12 МПа. В большинстве нефтяных месторождений пластовое давление находится в прямой зависимости от глубины залегания пластов и ориентировочно его можно подсчитать, разделив глубину залегания пласта на 10 ($P_{пл} = H/10$), где H – глубина пласта.

На ряде месторождений пластовое давление значительно превышает гидростатическое. Это может быть вызвано горным давлением, уменьшением глубины залегания залежи, в результате вертикальных тектонических движений, а также связью залежи с более глубокими горизонтами по тектоническим трещинам.

С ростом глубины залегания пластов повышается и температура. Её рост определяется геотермической ступенью, т.е. приростом глубины для увеличения температуры на 1 °С через каждые 34 м увеличения глубины. Геотермическая ступень неодинакова для различных месторождений. Так, например, в районе Грозного на глубине меньше 1000 м наблюдается температура 90–100 °С и выше, а в Баку геотермическая ступень достигает 50 м на 1 °С. Для многих месторождений Америки геотермическая ступень равна в среднем 27,5 м на 1 °С. Различают также геотермический градиент, т.е. прирост температуры на каждый метр глубины.

Прирост жидкости из пласта в скважину происходит вследствие разности (перепада) между пластовым и забойным давлениями. К источникам пластовой энергии, под действием которой жидкость из пласта протекает к забоям скважин, относятся:

- силы, вызванные напором краевых и подошвенных вод;
- расширение газа газовой шапки;
- расширение газа, выделяющегося из нефти одновременно с уменьшением пластового давления ниже давления насыщения;
- упругое расширение растворенного в нефти газа;
- упругое расширение сжатых пород и жидкостей и напор нефти за счет сил гравитации.

При разработке залежи нефть может двигаться к забоям скважин под действием как одного, так и всех видов пластовой энергии одновременно. Характер проявления пластовой энергии, двигающей нефть по пласту к забою сква-