

Факторы, определяющие
геолого-физическую
характеристику продуктивных
пластов и условия эксплуатации
добывающих скважин

Составил ассистент кафедры:
«Разработка и эксплуатации нефтяных и газовых
скважин»

Паклинов Никита Михайлович

Основные геолого-физические характеристики

Нефть в процессе образования и миграции в недрах земной коры скапливается в природных резервуарах. **Природный резервуар** – вместителище для, газа или воды в недрах земной коры служат плохо проницаемые породы . Верхнюю часть такого резервуара, где скапливается нефть и (или) газ, называют **ловушкой**.

Коллекторы — горные породы, которые могут вмещать и отдавать жидкости и газы, т.е. породы характеризующиеся пористостью и проницаемостью. Проницаемые породы и служат резервуарами, где происходит накопление и движение нефти и газа.

Если все осадочные породы состояли бы из коллекторов, то нефть и газ не могли бы скопиться в залежь. Они бы поднимались вверх, всплывая. Следовательно, необходимое условие образования залежи — присутствие в толще пород пласта или пластов, непроницаемых для нефти и газа, пород—экранов, способных задерживать вертикальное движение жидкости и газа к поверхности земли. Обычно ими бывают глины, каменная соль, гипсы, а иногда известняки и мергели, не нарушенные трещинами.

Другое необходимое условие образования залежи нефти и газа — **наличие ловушки**, т.е. пласта особой формы, попав в который нефть и газ оказываются как бы в тупике. Ловушки делятся на структурные и неструктурные. По типу ловушки обычно классифицируются на самогические, рифогенного типа и смешанные.

Поровый коллектор (гранулярный) — коллектор в котором движение пластового флюида преимущественно происходит по поровым (капиллярным) каналам. Песчаники, пески и др. такого же типа — гранулярные коллекторы. Породы нефтяных и газовых скважин в основном имеют капиллярные каналы. Непроницаемые перекрытия нефтяных и газовых пластов, обычно состоящие из глинистых пород, имеют субкапиллярные поры и каналы, движение в них жидкости не происходит или достаточно ограничено.

Трещиноватый коллектор — коллектор, вмещающий жидкость, газ в трещинах. Это карбонатные породы. Они не редко малопористые и непроницаемы для нефти, но иссечены микро- и макротрещинами. Размер трещин от 0,01-0,15 до 10-20 м. В природе чаще всего нефть и газ содержатся в смешанных (порово-трещиноватых) коллекторах

На эффективность разработки нефтяных месторождений и степень извлечения нефти из пластов самое большое влияние оказывает макронеоднородность пластов, нефтенасыщенность коллектора, условия залегания и вязкость нефти, микронеоднородность, вещественный состав и смачиваемость пористой среды.

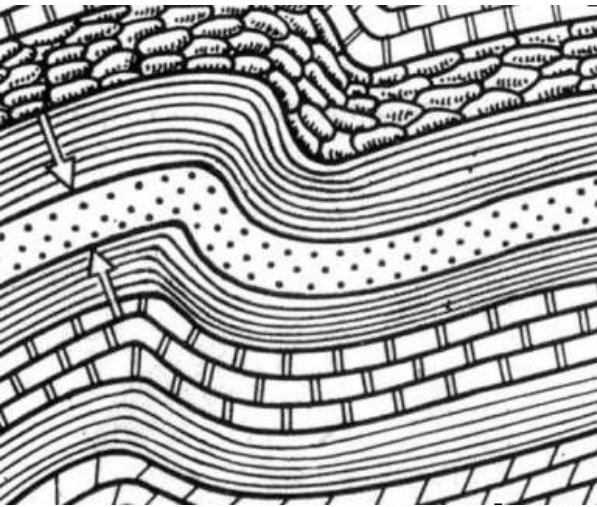
Породы — коллекторы *терригенного типа* состоят из зерен минералов и обломков пород разных размеров, сцементированных цементами различного типа. Это сцементированные песчаники, алевролиты и смеси их с глинами и аргиллитами. Для характеристики терригенных коллекторов значение имеет их минералогический и гранулометрический составы. По минеральному составу терригенные коллекторы делятся на:

Кварцевые: Образуются в природе при условиях, когда в процессе осадконакопления преобладающее значение имеют зерна кварца. Песчаная основа до 95-98%. Это хороший коллектор с высокой пористостью и проницаемостью. Начальная нефтенасыщенность 80-95%. Насыщенность по воде — 5-20%.

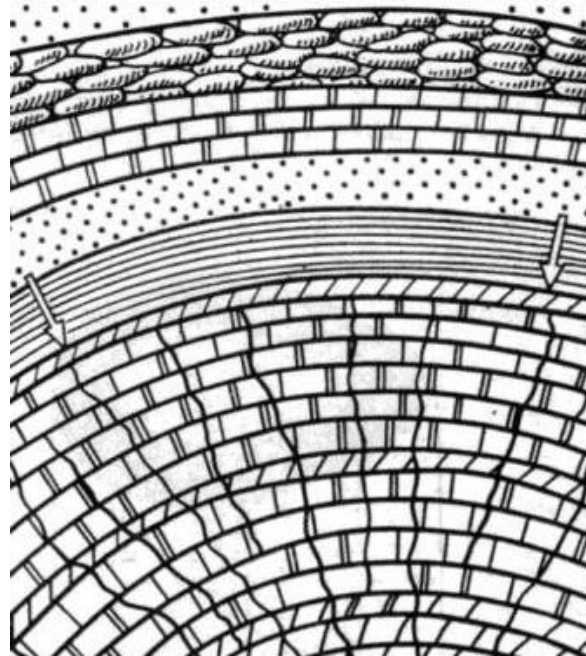
Полимиктовые: Образуются, если при осадконакоплении полимозерен кварца — большой процент зерен полевого шпата и продуктов их химического преобразования, имеется примесь глинистых разновидностей до 25-50%, которые ухудшают коллекторские свойства. Начальное водонасыщение 30-40%. Пористость- 25-26%, до 12-14%. Проницаемость от 3-5 до 0,0001-0.001 мкм^2 .

Карбонатные коллекторы — слагаются в основном известняками и доломитами. Проницаемость до 0,3 — 1 мкм^2 , пористость до 20-30%. Обычно породы комковатые, рыхлые, слабосцементированные, цемента до 10%. Начальная водонасыщенность не превышает 5-20%.

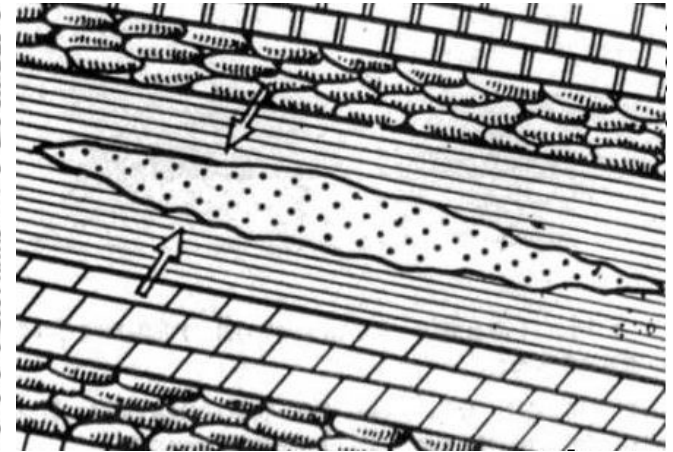
Различают три основных типа природных резервуаров:



Пластовые
е



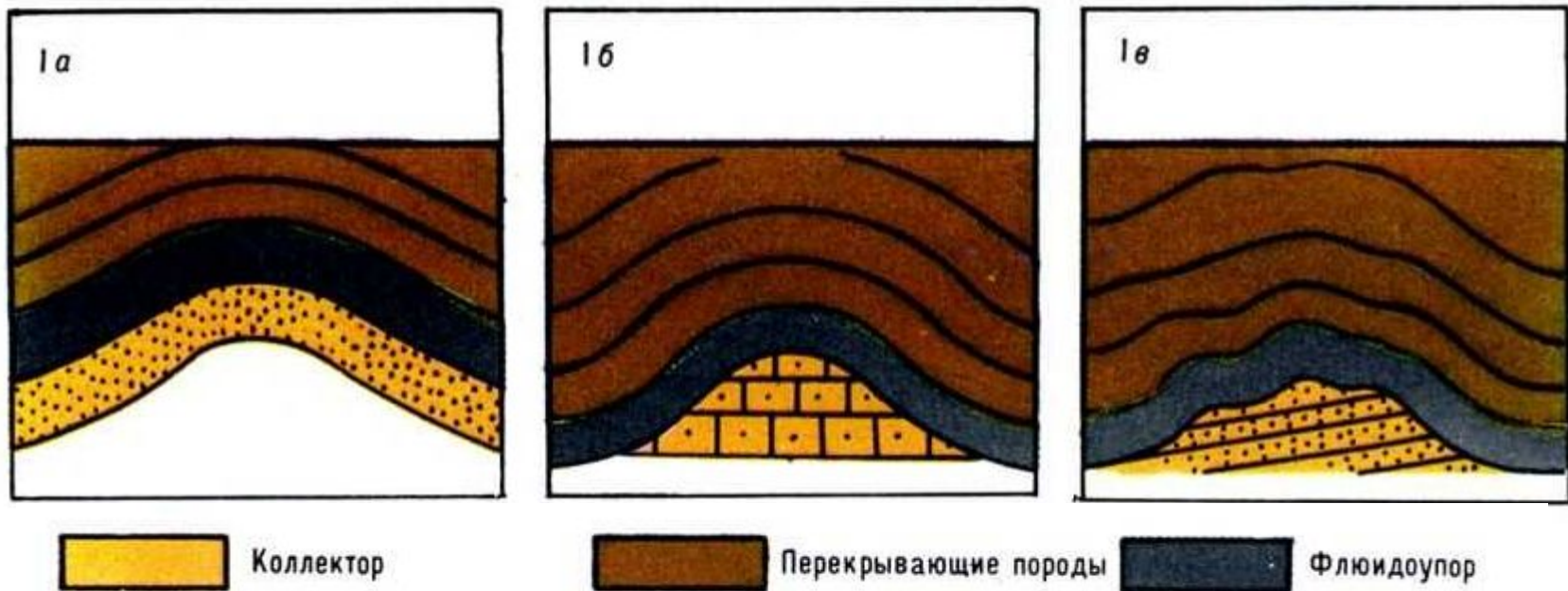
Массивные
е



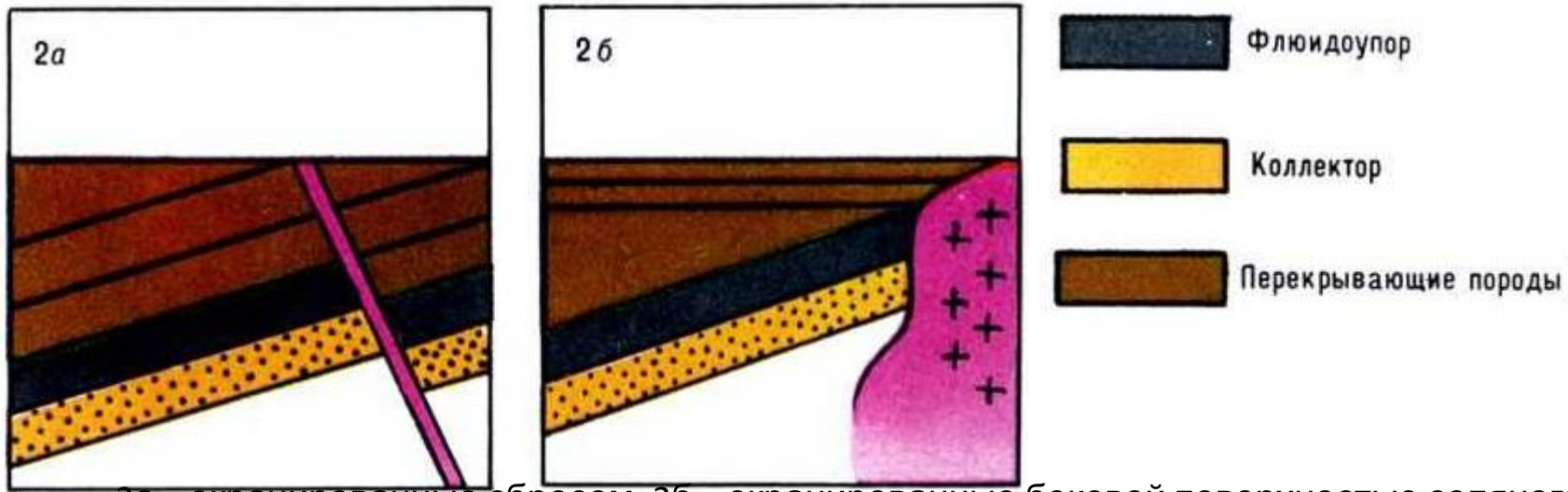
Литологически
экранированные
е

Образовавшиеся при определенных условиях нефть и газ, попав в природный резервуар, заполненный водой, перемещаются к его верхней части и попадают в ловушку.

Ловушка нефти и газа — часть коллектора, условия залегания которого и взаимоотношения с экранирующими породами обеспечивают возможность накопления и длительного сохранения нефти и (или) газа. Элементами ловушки являются коллектор нефти и газа, крышка, экран. Наиболее распространена классификация ловушек, сочетающая поисковые и генетические признаки. По этим признакам выделяют ловушки сводовые, тупиковые, или экранированные, и линзообразные

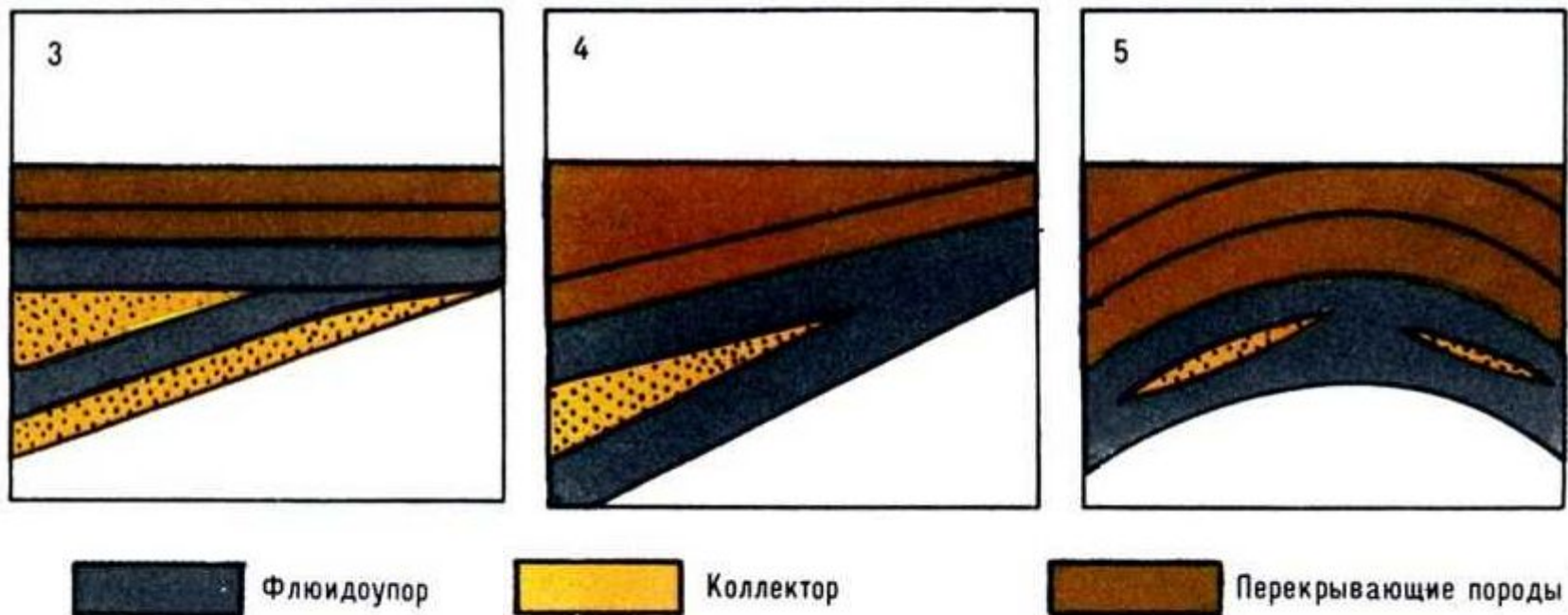


Сводовые ловушки - образуются в сводовых частях антиклиналей (1а), над соляными куполами, глиняными диапирами, интрузивными массивами, в теле погребённых рифовых массивов (1б) и эрозионных выступов (1в) — под облекающими их покрывками.



2а – экранированные сбросом; 2б – экранированные боковой поверхностью соляного массива

Ловушки экранированного - возникают на крыльях и периклиналях антиклиналей, на флексурах и моноклиналях при появлении по восстанию их литологического или гидродинамического экранов. В зависимости от происхождения экрана различают ловушки: тектонически экранированные, возникающие в результате сброса, взброса, надвига или внедрения массива каменной соли, глиняного диапира, интрузивного тела, а также экранирования (боковой поверхностью жерла грязевого вулкана).



стратиграфически экранированные (3) - при несогласном перекрытии коллектора герметичным экраном;

литологически экранированные (4) – при выклинивании, уплотнении коллектора или запечатывании коллектора асфальтом;

Линзообразные (или литологически ограниченные) ловушки (5) - образуются в коллекторах линзообразного строения (погребённых песчаных барах, русловых и дельтовых песчаниках, пористых зонах карбонатных пород).

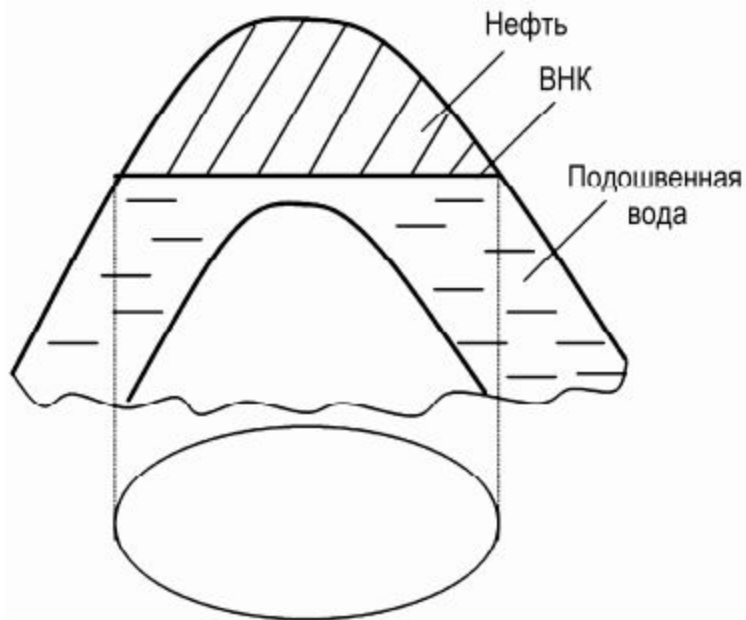


гидродинамически экранированные (6) – возникающие на могоклиналях, флексурах, в зонах угловых несогласий и разрывных нарушений при нисходящем движении воды и встречном всплывании.

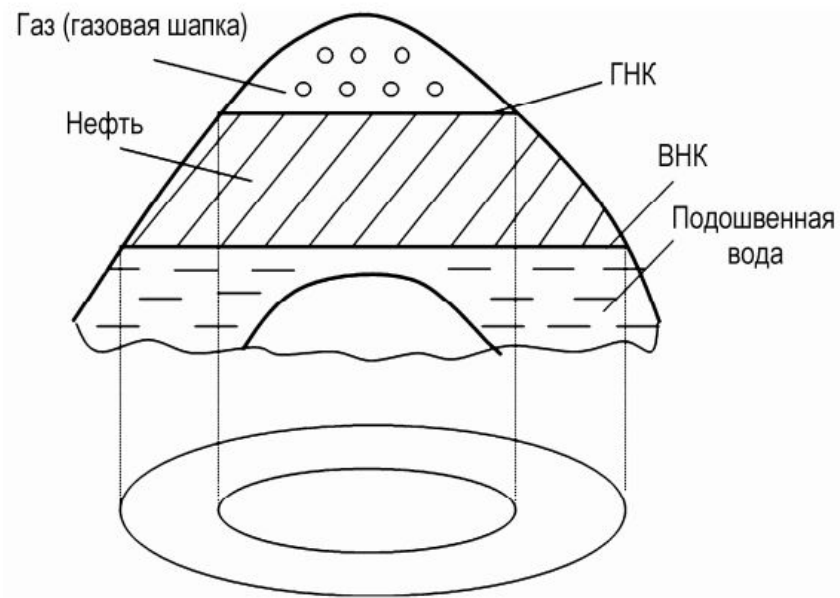
Свыше 70% запасов нефти и газа находятся в ловушках сводового типа, заключенных в антиклиналях.

Значительное, пригодное для промышленного освоения, скопление нефти (газа) в ловушке природного резервуара называют **залежью**. Совокупность залежей нефти или газа, связанных одним участком земной поверхности, образует **месторождение**.

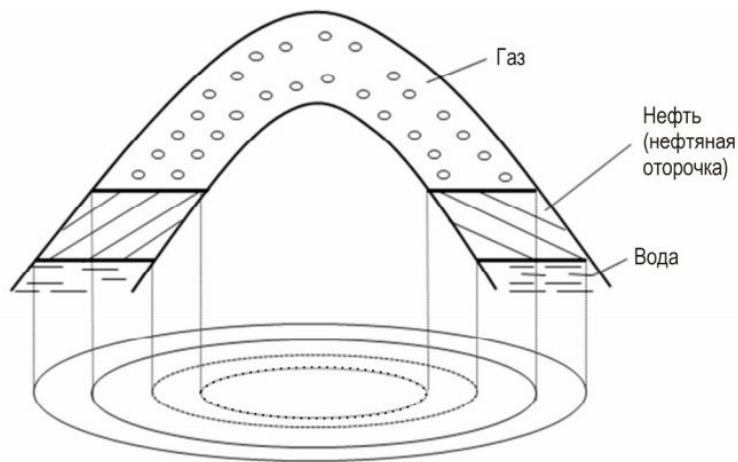
Основная часть нефтяных месторождений приурочена к осадочным породам, для которых характерно пластовое (слоистое) строение. Нефтяная залежь может занимать часть объема одного или нескольких пластов, в которых газ, нефть и вода распределяются в соответствии с их плотностью. Нефтяной пласт включает залежь углеводородов и прилегающую к ней водонасыщенную (водонапорную) область.

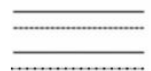


1.1



1.2




 Внешний и внутренний контуры нефтеносности
 Внешний и внутренний контуры газоносности

1.3

Залежь, содержащую нефть с растворенным газом, называют нефтяной (1.1), залежь (месторождение) нефти с газовой шапкой – газонефтяной (1.2). Если газовая шапка имеет большие размеры (объем части пласта с газовой шапкой превышает объем пласта, насыщенный нефтью), месторождение (залежь) называют нефтегазовым. Насыщенная нефтью часть пласта называется в этом случае нефтяной оторочкой (1.3).

Фильтрационно-емкостные свойства

горных пород

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) определяют способность коллекторов вмещать (пустотность) и фильтровать (проницаемость) флюиды. Глубокозалегающим газоконденсатно-нефтяным коллекторам характерны деформации, в результате чего меняются их ФЕС. Причем проницаемость при этом изменяется в большей степени, чем пористость.

Фильтрационные и коллекторские свойства пород нефтяных пластов характеризуются следующими основными показателями:

- Пористостью;
- Проницаемостью;
- Капиллярными свойствами;
- Удельной поверхностью.

Пористость характеризуется наличием в породе пустот (пор, трещин, каверн), являющихся вмещителями для жидкостей (воды, нефти) и газов.

Пористость различают на три вида:

- Общая;
- Открытая;
- Эффективная.

Общая (абсолютная, полная) пористость определяется наличием в горной породе всех пустот. Коэффициент полной пористости равен отношению объема всех пустот к видимому объему породы.

Открытая пористость (пористость насыщения) характеризуется объемом сообщающихся (открытых) пустот, в которые может проникать жидкость или газ.

Эффективная пористость определяется той частью объема открытых пор (пустот), который участвует в фильтрации (объем открытых пустот за вычетом объема содержащейся в них связанной воды).

Проницаемость - способность горных пород фильтровать сквозь себя флюиды при наличии перепада давления. Движение жидкостей или газов в пористой среде называется фильтрацией.

По величине поперечного размера поровые каналы (каналы фильтрации) подразделяются:

- на сверхкапиллярные – диаметром более 0,5 мм;
- капиллярные – от 0,5 до 0,0002 мм;
- субкапиллярные – менее 0,0002 мм.

В сверхкапиллярных каналах жидкость перемещается свободно под действием силы тяжести; в капиллярных каналах движение жидкости затруднено (необходимо преодолеть действие капиллярных сил), газ перемещается достаточно легко; в субкапиллярных каналах жидкость при перепадах давления, которые создаются при разработке месторождений, не перемещается.

При эксплуатации нефтяных месторождений в пористой среде перемещаются нефть, газ, вода или их смеси. Поэтому для характеристики проницаемости нефтесодержащих пород различают проницаемость:

- Абсолютную;
- Фазовую (эффektivную);
- Относительную.

Абсолютная проницаемость – проницаемость пористой среды при движении в ней лишь одной фазы (газа или одной родной жидкости) в отсутствие других фаз.

Эффektivная (фазовая) проницаемость – проницаемость породы для одной из жидкостей или для газа при одновременном нахождении в поровом пространстве двух или более фаз.

Относительная проницаемость пористой среды определяется как отношение фазовой проницаемости

Гидродинамический режим работы залежи

Природным режимом залежи называют совокупность естественных сил (видов энергии), которые обеспечивают перемещение нефти или газа в пласте к забоям добывающих скважин.

В нефтяных залежах к основным силам, перемещающим нефть в пластах, относятся:

- напор контурной воды, возникающий под действием ее массы;
- напор контурной воды, созданный упругим расширением породы и воды;
- давление газа газовой шапки;
- упругость выделяющегося из нефти растворенного в ней газа;
- сила тяжести нефти.

При преобладающем проявлении одного из названных источников энергии соответственно различают режимы нефтяных залежей:

- Водонапорный;
- Упруговодонапорный;
- Газонапорный (режим газовой шапки);
- Растворенного газа;
- Гравитационный.

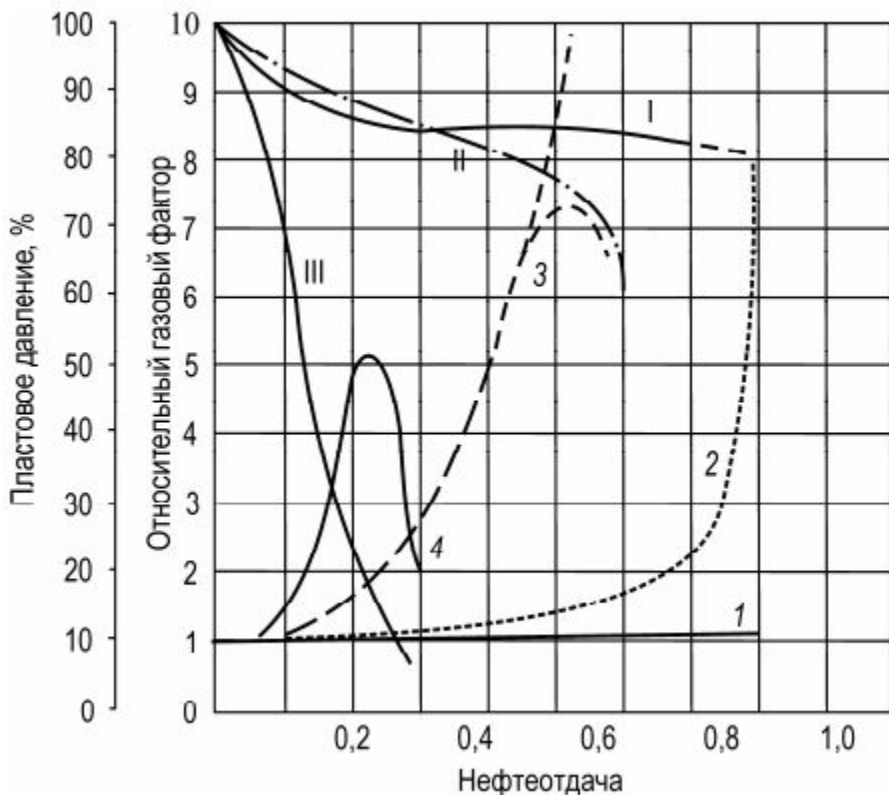
Природный режим залежи определяется, в основном, геологическими факторами: характеристикой водонапорной системы, к которой принадлежит залежь, и расположением залежи в этой системе относительно области питания.

Геолого-физической характеристикой залежи:

- Термобарическими условиями, фазовым состоянием углеводородов и их свойствами;
- Условиями залегания и свойствами пород-коллекторов;
- Степенью гидродинамической связи залежи с водонапорной системой.

На режим пласта существенное влияние могут оказывать условия эксплуатации залежей. При использовании для разработки залежи природных видов энергии от режима зависят интенсивность снижения пластового давления и, следовательно, энергетический запас залежи на каждом этапе разработки, а также поведение подвижных границ залежи (ГНК, ГВК, ВНК) и изменение ее объема по мере отбора запасов нефти

Режим залежи при ее эксплуатации хорошо характеризуется кривыми, отражающими в целом по залежи поведение пластового давления и газового фактора.



Изменение пластового давления и газового фактора во времени при различных режимах работы залежи: I, II, III – пластовое давление соответственно при режимах водонапорном, газонапорном и растворенного газа; 1 – газовый фактор при водонапорном режиме; 2 – газовый фактор при режиме газонапорном, при полном гравитационном разделении нефти и газа; 3 – то же, при слабом разделении нефти и газа; 4 – газовый фактор при режиме растворенного газа

При водонапорном режиме основным видом энергии является напор краевой воды, которая внедряется в залежь и полностью компенсирует в ее объеме отбираемое из скважин количество жидкости. Объем нефтяной залежи постепенно сокращается за счет подъема ВНК. При этом режиме с целью уменьшения отборов попутной воды из пласта в скважинах, пробуренных вблизи ВНК или в его пределах, нижнюю часть нефтенасыщенного пласта обычно не перфорируют.

При водонапорном режиме достигается высокий коэффициент извлечения нефти – до 0,6–0,7. Это обусловлено способностью воды, особенно пластовой минерализованной, хорошо отмывать нефть и вытеснять ее из пустот породы-коллектора, а также сочетанием благоприятных геолого-физических условий, в которых действует рассматриваемый режим.

Упруговодонапорным режим – режим, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора краевой воды, но, в отличие от водонапорного режима, основным источником энергии при этом служит упругость пород-коллекторов и насыщающей их жидкости. При этом режиме отбор жидкости не полностью компенсируется внедряющейся в залежь водой. В результате снижение давления в пласте постепенно распространяется за пределы залежи и захватывает область водоносной части пласта. В этой области происходит соответствующее расширение породы и пластовой воды. Коэффициенты упругости воды и породы незначительны, однако при больших размерах области сниженного давления, во много раз превышающих размеры залежи, упругие силы пласта создают значительный запас энергии.

Значения конечного коэффициента извлечения нефти обычно не превышают 0,5–0,55.

Газонапорный режим – режим разработки нефтяной части газонефтяной залежи, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора газа, заключенного в газовой шапке. В результате снижения пластового давления при разработке залежи происходит расширение газовой шапки и соответствующее перемещение вниз ГНК. Процесс расширения газовой шапки может несколько активизироваться в связи с поступлением в нее газа, выделяющегося из нефти: поскольку в нефтегазовых залежах давление насыщения часто близко к начальному пластовому, то вскоре после начала разработки пластовое давление оказывается ниже давления насыщения, в результате начинается выделение из нефти растворенного газа и при высокой вертикальной проницаемости пласта газ частично пополняет газовую шапку.

При разработке залежи в условиях газонапорного режима пластовое давление постоянно снижается. Темпы его снижения зависят от соотношения объемов газовой и нефтяной частей залежи и от темпов отбора нефти из пласта. Коэффициент извлечения нефти при

Режим растворенного газа – режим разработки нефтяной залежи, при котором пластовое давление снижается в процессе разработки ниже давления насыщения, в результате чего газ выделяется из раствора и пузырьки окклюдированного газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважинам. Режим в чистом виде проявляется при отсутствии влияния законтурной области, при близких или равных значениях начального пластового давления и давления насыщения, при повышенном газосодержании пластовой нефти, при отсутствии газовой шапки.

В процессе разработки происходит уменьшение нефтенасыщенности пласта, объем залежи остается неизменным. В связи с этим в добывающих скважинах перфорируют всю нефтенасыщенную толщину пласта.

Для режима характерно образование возле каждой скважины узких воронок депрессии, что вызывает необходимость размещения добывающих скважин более плотно, чем при режимах с вытеснением нефти водой. Конечный коэффициент извлечения нефти не превышает 0,2–0,3, а при небольшом газосодержании нефти имеет и меньшие значения – 0,1–0,15.

Гравитационный режим – режим, при котором нефть перемещается в пласте к скважинам под действием силы тяжести самой нефти. Этот вид энергии может действовать, когда другими ее видами залежь не обладает или их резерв исчерпан.

Режим может быть природным, но чаще проявляется после завершения действия режима растворенного газа, т.е. после дегазации нефти и снижения пластового давления. Его проявлению способствует значительная высота залежи нефтенасыщенной части пласта, в котором нефть стекает в пониженные части залежи. Дебит скважин возрастает с понижением гипсометрических отметок интервалов вскрытия пласта. Верхняя часть залежи постепенно заполняется выделяющимся из нефти газом, объем залежи (нефтяной части) при этом уменьшается. Нефть отбирается очень низкими темпами – до 1 % в год от начальных извлекаемых запасов.

Обычно упруговодонапорный режим в чистом виде действует лишь при отборе первых 5–10 % извлекаемых запасов нефти, после чего пластовое давление снижается до значений ниже давления насыщения и основное значение приобретает режим растворенного газа.