

Влияние проницаемости коллекторов на добычу нефти на примере месторождений Западной Сибири

Байчурина Ринара Раилевна

Научный руководитель: преподаватель, Нигматов Л.Г.

Образовательный центр ПНИПУ, г. Когалым

Аннотация: Рассмотрено влияние абсолютной и фазовой проницаемости коллекторов на дебит скважин и показатели разработки нефтяных месторождений. Сопоставлены характеристики Самотлорского, Восточно-Сургутского, Талаканского и Ванкорского месторождений, описаны причины снижения проницаемости и методы интенсификации добычи. Показана необходимость учитывать неоднородность коллекторов и изменение насыщенности пласта при выборе технологий разработки.

Ключевые слова: проницаемость коллектора, дебит скважины, добыча нефти, фазовая проницаемость, гидравлический разрыв пласта, Западная Сибирь.

ВВЕДЕНИЕ

Месторождения Западной Сибири являются одним из ключевых регионов нефтедобычи в России и мире. Производительность скважин и объёмы добычи зависят от множества геологических факторов, среди которых проницаемость коллектора играет определяющую роль. *Проницаемость коллектора* — это способность горных пород пропускать через себя флюиды (нефть, газ, воду) при наличии перепада давления.

Понимание влияния этого параметра на добычу нефти необходимо для оптимизации разработки месторождений и повышения эффективности нефтедобывающих операций. Характер и величина проницаемости определяют первоначальный дебит скважин, скорость отбора запасов и требования к технологиям разработки. На низкопроницаемых коллекторах применение специальных методов интенсификации (гидравлический разрыв пласта, механизированная добыча) становится экономически необходимым, в то время как высокопроницаемые коллекторы позволяют использовать более простые способы добычи.

В данной работе проводится анализ влияния проницаемости на дебит скважин и объёмы добычи на примере трёх месторождений Западной Сибири: Самотлорского, Сургутского (Восточно-Сургутского) и Талаканского.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЛИЯНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ДОБЫЧУ НЕФТИ

Закон Дарси и его применение

Основная закономерность фильтрации флюидов в пористых породах описывается законом Дарси, полученным французским инженером А. Дарси в 1856 году. Закон устанавливает связь между скоростью фильтрации и градиентом давления и выражается формулой:

$$q = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L} \cdot F$$

где q — объёмный дебит ($\text{м}^3/\text{сут}$), k — проницаемость породы (м^2), μ — динамическая вязкость флюида ($\text{Па} \cdot \text{с}$), P — перепад давления (Па), L — длина фильтрации (м), F — площадь сечения (м^2).

Из формулы Дарси следует прямая пропорциональность между дебитом скважины и проницаемостью коллектора. При увеличении проницаемости в 2 раза дебит также возрастает примерно в 2 раза (при равных условиях). Это означает, что коллекторы с высокой проницаемостью более продуктивны и обеспечивают более высокие объемы добычи.

Жидкость течет по пути наименьшего сопротивления. В высокопроницаемой среде воде или нефти требуется меньший перепад давления, чтобы перемещаться в объеме пласта.

Проницаемость коллектора определяется структурой порового пространства, размером и формой пор, связностью и регулярностью поровой системы. В сформировавшихся коллекторах проницаемость может варьировать в очень широких пределах — от долей миллидарси в глинистых отложениях до нескольких дарси в хорошо отсортированных песчаниках.

Фазовая проницаемость и многофазная фильтрация

На продуктивность скважин оказывает влияние не только абсолютная проницаемость, но и фазовая проницаемость, то есть проницаемость для конкретной фазы флюида (нефти, воды, газа) при наличии в порах других фаз. Фазовая проницаемость *всегда меньше* абсолютной проницаемости в единовременный момент времени.

Может ли проницаемость стать ниже и к чему это может привести?

При развитии месторождения по мере увеличения доли воды в скважине фазовая проницаемость по нефти снижается, что приводит к уменьшению дебита нефти при неизменном или возрастающем дебите воды. Этот процесс называется *обводнением* и представляет одну из основных причин снижения нефтепродуктивности скважин на поздних стадиях разработки.

Суть процесса: По мере выработки запасов в пласте образуются пути, по которым вода (как более подвижный агент) начинает прорываться к добывающим скважинам быстрее нефти.

Фазовая проницаемость: Это способность породы пропускать через себя конкретный флюид (нефть, воду или газ) при их совместном присутствии. Когда воды становится больше, она вытесняет нефть из порового пространства, занимая ее место. Из-за этого эффективное сечение для фильтрации нефти резко сокращается — ее фазовая проницаемость стремится к нулю, а для воды — возрастает.

Следствие для скважины: Общий дебит жидкости (нефть + вода) в насосе может оставаться высоким или даже расти за счет более легкой откачки водяной эмульсии, но объем добываемой чистой нефти неуклонно падает.

ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Самотлорское месторождение

Самотлорское месторождение было открыто в 1965 году и уже к концу 1970-х годов стало крупнейшим нефтяным месторождением Советского Союза. Разработка месторождения началась в 1969 году, и уже к 1978 году оно достигло полумиллионной суточной добычи. В 1980 году была достигнута рекордная годовая добыча — 158,9 млн тонн нефти.

Геологическое строение. Месторождение характеризуется сложным геологическим строением. Геологический разрез представлен мощной толщей (до 3000 м) осадочных пород, залегающих на размытой поверхности складчатого фундамента. Палео-

зойский фундамент представлен сильно метаморфизованными глинистыми и глинисто-сланцевыми сланцами.

Юрская система представлена тремя отделами с четко выраженным двучленным строением. Нижняя и средняя юра представлена неравномерным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Тюменская свита (нижняя и средняя юра) имеет мощность 220–250 м и сложена преимущественно песчаниками и алевролитами. Коллекторы верхней подсвиты васюганской свиты промышленно нефтеносны и представлены пластом Ю1.

Меловая система представлена нижним и верхним отделами. Нижнемеловые отложения представлены ачимовской толщей (пласты БВ14–22, из них БВ19–22 промышленно нефтеносные) и вартовской свитой (пласты БВ8–12, БВ10 и БВ8 промышленно нефтеносные).

Параметры коллектора. Месторождение характеризуется значительной вариативностью проницаемости по продуктивным пластам. Для пласта БВ80 проницаемость варьирует от 1,4 до 1398,68 миллидарси, при средней величине 79 мД. Пласт БВ81-3 имеет ещё более высокие значения проницаемости — от 0,75 до 1402,6 мД, со средней 341,8 мД. Пористость коллектора в главных продуктивных горизонтах составляет 20–22 %. Тип коллектора - поровый.

Залежи представляют собой пластовые сводовые образования, литологически экранированные, высотой 55–145 м, с газовой шапкой высотой до 52 м. Общая мощность продуктивной толщи составляет 120–160 м, эффективная мощность — 40–100 м. Все нефтеносные пласты гидродинамически связаны между собой, образуя крупную сводовую залежь массивного типа высотой около 100 м.

Пластовое давление в залежи составляет 17,0–21,5 МПа, температура — 62–77°C. Нефть нафтенометанового типа с содержанием серы 0,68–0,86 % и плотностью 845–850 кг/м³.

Добыча. На месторождении начальные дебиты скважин достигали 47–1200 т/сут, что обусловило быстрый рост добычи в первые годы разработки. Всего на месторождении добыто более 2,8–2,9 млрд т нефти. История добычи:

- 1981 г. : первый миллиард тонн
- 1986 г. : второй миллиард тонн
- 1998 г. : 20,1 млн т/год
- 2003–2006 гг. : 25,3–31,0 млн т/год

Восточно-Сургутское месторождение

Восточно-Сургутское месторождение открыто в 1977 году и введено в разработку в 1986 году. Это месторождение обладает худшими фильтрационно-ёмкостными свойствами по сравнению с Самотлорским.

Параметры коллектора. Проницаемость коллектора составляет в среднем 138,6–165,1 × 10⁻³ мкм² (эквивалентно примерно 138–165 миллидарси). Пористость коллектора находится в диапазоне 0,17–0,24 (17–24 %). Залежи приурочены к нижнемеловым отложениям и характеризуются глубиной залегания 1800–2700 м.

Добыча. Несмотря на менее благоприятные геологические условия, месторождение активно разрабатывается. Пик добычи составил около 11,8 млн т в 1985 году. Применяются механизированные способы добычи (электроцентробежные насосы — УЭЦН) и методы повышения нефтеотдачи для поддержания необходимых объёмов добычи.

Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение

Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение характеризуется наиболее изменчивой проницаемостью среди рассматриваемых объектов и наиболее благоприятными условиями залегания.

Параметры коллектора. Значения проницаемости варьируют от 4 до 550 миллидарси в зависимости от зоны месторождения, с более высокими значениями в центральной части. Пористость коллекторов составляет 5,5–23,3 %, что свидетельствует о значительной неоднородности пласта. Эффективная толщина продуктивного коллектора изменяется от 4,8 до 32,4 метра. Глубина залегания (1000–1200 м) существенно меньше, чем на других месторождениях.

Особенности разработки. Несмотря на существенную неоднородность коллектора по проницаемости, месторождение содержит значительные запасы углеводородов и активно разрабатывается с применением современных технологий. Коэффициент нефтегазонасыщенности составляет 68,2–94 %. Введено в эксплуатацию в август 2009 года с проектной мощностью 14 млн т/год нефти.

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение является многопластовым с 14 продуктивными горизонтами и наличием суперколлектора с высокой проницаемостью.

Параметры коллекторов. Месторождение характеризуется различными значениями проницаемости по пластам:

- Дл-I-III (долганская свита): пористость 30 %, проницаемость 476 мД
- Як-III-VII (яковлевская свита): пористость 27 %, проницаемость 528,5 мД
- Нх-III-IV (нижнехетская свита): пористость 20 %, проницаемость 175,31 мД
- Суходудинская свита: проницаемость 167 мД (прикровельная часть)
- Як-II: пористость 25 %, проницаемость 83 мД

Запасы и добыча. Общие запасы месторождения составляют

- Нефти: 3,8 млрд баррелей (524 млн т)
- Природного газа: около 106 млрд м³

К октябрю 2017 года накопленная добыча нефти достигла 150 млн т, что составляет 32 % от начальных запасов.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1 - Сравнительная характеристика месторождений

Параметр	Самотлорское	Восточно-Сургутское	Талаканское	Ванкорское
Год открытия	1965	1977	—	—
Пик годовой добычи (млн т/год)	158,9 (1980)	11,8 (1985)	—	—
Проницаемость пласта (мД)	79–342	138–165	4–550	83–528,5
Пористость (%)	20–22	17–24	5,5–23,3	20–30
Глубина залегания (м)	~2100	1800–2700	1000–1200	1000–2700
Начальные дебиты скважин (т/сут)	47–1200	Средние	Средние-высокие	Высокие
Статус разработки	Поздняя стадия	Средняя-поздняя	Ранняя-средняя	Третья стадия

Параметр	Самотлорское	Восточно-Сургутское	Талаканское	Ванкорское
Накопленная добыча (млн т)	2800–2900	—	—	150 (к 2017 г)

Таблица 1 демонстрирует корреляцию между проницаемостью коллектора и интенсивностью начальной разработки месторождения. Самотлорское месторождение, которое обладает благоприятной проницаемостью в диапазоне 79–342 мД, смогло быстро выйти на максимальный уровень добычи в 158,9 млн т/год. Восточно-Сургутское месторождение с более низкой проницаемостью (138–165 мД) показало меньший пик добычи. Талаканское месторождение, несмотря на наличие зон с высокой проницаемостью (до 550 мД), но с более низкими средними значениями, требует применения специальных технологий для обеспечения требуемых объемов добычи.

ВЛИЯНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ТЕХНИКО-ХОЗЯЙСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

Проницаемость коллектора оказывает многоаспектное влияние на технико-хозяйственные показатели разработки месторождений нефти.

Начальная производительность скважин

Проницаемость в первую очередь определяет начальный дебит скважин. На Самотлорском месторождении с высокой проницаемостью начальные дебиты достигали 1000 т/сут, что позволило быстро нарастить объемы добычи и достичь пика уже в 1980 году (всего 11 лет разработки). На месторождениях с более низкой проницаемостью начальные дебиты значительно ниже, что требует большего количества скважин для достижения аналогичных объемов добычи.

Темпы снижения производительности

Проницаемость влияет на темпы снижения дебита с течением времени. В низкопроницаемых коллекторах наблюдается более высокий темп падения дебита вследствие:

- Кольматации припласто-забойной зоны скважины (засорение пор механическими частицами)
- Фильтрационного разрушения и диспергирования глинистых частиц
- Асфальтено-смоляных отложений в местах с высокой скоростью фильтрации

На Талаканском месторождении со значительной вариативностью проницаемости скважины, вскрывающие зоны с пониженной проницаемостью, показывают значительное снижение дебита уже в первые месяцы эксплуатации.

Выбор методов разработки и интенсификации

Проницаемость определяет эффективность и необходимость применения различных методов разработки и повышения нефтеотдачи:

На высокопроницаемых коллекторах (Самотлорское, отдельные горизонты Ванкорского):

- Возможно применение фонтанного способа добычи на начальных стадиях

Высокая проницаемость означает, что материал имеет множество крупных, связанных между собой пор или каналов. Это обеспечивает минимальное гидравлическое сопротивление по трем главным причинам:

Снижение площади контакта: Чем больше размер пор, тем меньше общая площадь твердых стенок, о которые трется движущаяся жидкость или газ (меньше потери на трение по длине).

Увеличение свободного сечения: Широкие каналы позволяют потоку проходить с большей скоростью при минимальных затратах энергии и не создают эффекта местного сужения.

Низкая турбулентность: В пористых средах с высокой проницаемостью поток движется более плавно (ламинарно), не тратя энергию на вихреобразование и резкие изменения направления.

- Естественного напора достаточно для извлечения основной доли запасов
- Требуется меньше дополнительных скважин для достижения целевых объёмов

На месторождениях с пониженной проницаемостью (Сургутское, отдельные горизонты других месторождений):

- Широко используются механизированные способы добычи (УЭЦН, винтовые насосы, ШГН)
- Необходимо применение методов повышения нефтеотдачи: нагнетание воды, газа, использование полимерных композиций
- Гидравлический разрыв пласта (ГРП) становится экономически оправданным и необходимым

Гидравлический разрыв пласта как метод интенсификации

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) — это механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию давления, создаваемого закачкой флюида в пласт. ГРП наиболее эффективен именно на низкопроницаемых коллекторах, где природного потенциала недостаточно для обеспечения экономически приемлемого дебита.

При проведении ГРП наблюдаются следующие эффекты:

- Кратное повышение дебита добывающих скважин (в среднем в 2–5 раз)
- Снижение гидравлических сопротивлений в призабойной зоне скважины
- Увеличение фильтрационной поверхности скважины благодаря образованию трещин
- Увеличение конечной нефтеотдачи за счёт вовлечения в разработку слабодренуемых зон
- Выработка пропластков низкой проницаемости, которые ранее оставались неосвоенными

Наиболее высокая эффективность ГРП достигается при проектировании как элемента комплексной системы разработки месторождения.

Альтернативные и вспомогательные методы

Кроме ГРП на месторождениях применяются и другие методы повышения нефтеотдачи:

1. Тепловые методы

Паротепловое воздействие: в пласт закачивают горячую воду или пар, снижая вязкость нефти в десятки раз.

Внутрипластовое горение: в скважину нагнетают воздух, который поджигает часть нефти прямо в недрах. Очаг горения продвигается вперед, вытесняя нагретую нефть.

2. Химические методы

Закачка полимеров и ПАВ: в воду добавляют специальные полимеры для выравнивания скорости потоков, а поверхностно-активные вещества (ПАВ) снижают силы, удерживающие нефть на породе.

Кислотные обработки: применяются для карбонатных пород. Кислота (обычно соляная) растворяет породу, создавая новые каналы (каверны), что облегчает приток к скважине.

3. Газовые методы

Закачка углекислого газа (CO_2) или азота: газ смешивается с нефтью, растворяется в ней, увеличивая объем и снижая вязкость, что значительно облегчает её движение к добывающим скважинам.

Закачка углеводородных смесей (ШФЛУ): насыщение пласта сжиженным газом для эффективного вымывания нефти.

4. Гидродинамические методы

Циклическое заводнение: попеременное увеличение и сброс давления в нагнетательных скважинах, что позволяет «раскачать» пласт и вытолкнуть нефть из тупиковых зон.

Форсированный отбор: временное увеличение дебита скважин для вовлечения в разработку слабопроницаемых пропластков.

5. Физические методы

Волновое и акустическое воздействие: в скважину опускают генераторы, которые создают упругие волны. Они разрушают капиллярные перегородки и встряхивают породу, заставляя нефть двигаться

Влияние проницаемости на коллекторские свойства

Проницаемость коллектора тесно связана с прочими фильтрационными характеристиками. На эффективность нефтеотдачи влияют:

- Наличие в пласте глинистых материалов, влияющих на смачиваемость и относительные проницаемости
- Микroneоднородность пласта по проницаемости и пористости
- Вязкость нефти (чем выше вязкость, тем больше влияние проницаемости на дебит)
- Поверхностное натяжение на границе нефть-вода
- Смачиваемость породы пластовыми флюидами
- Содержание растворённых газов в нефти

ВЫВОДЫ

Проведённый анализ влияния проницаемости коллектора на добычу нефти на примере месторождений Западной Сибири позволил установить следующие закономерности:

1. Проницаемость коллектора является одним из определяющих факторов дебита скважины. Это подтверждается законом Дарси и практическим опытом разработки месторождений. Прямая пропорциональность между проницаемостью и дебитом остаётся справедливой для абсолютного большинства коллекторов.

2. Месторождения с высокой проницаемостью (Самотлорское с 79–342 мД) достигают существенно больших пиков годовой добычи по сравнению с месторождениями с более низкой проницаемостью (Сургутское с 138–165 мД). При высокой проницаемости скважины быстро выходят на проектные режимы работы.

Как работать с месторождениями, у которых значения проницаемости имеют большой разброс?

Вариативность проницаемости внутри месторождения (как на Талаканском с диапазоном 4–550 мД) требует дифференцированного подхода к выбору технологий

разработки отдельных скважин и участков. Необходимо зонирование месторождения по фильтрационным свойствам.

3. На низкопроницаемых коллекторах необходимо применять специальные методы интенсификации, такие как:

- Гидравлический разрыв пласта (обеспечивает кратное повышение дебита)
- Механизированная добыча (УЭЦН, винтовые насосы)
- Методы повышения нефтеотдачи (заводнение, газоаэрированное нагнетание)
- Альтернативные методы (тепловые, волновые)

4. Современные технологии горизонтального и многозабойного бурения позволяют повысить эффективную площадь фильтрации и продуктивность скважин даже в коллекторах с ограниченной проницаемостью. Это особенно эффективно в сочетании с ГРП.

5. Управление режимом разработки (изменение депрессии на пласт, циклические операции) позволяет минимизировать негативные эффекты снижения проницаемости в призабойной зоне скважины.

Можно ли минимизировать снижение проницаемости?

Падение проницаемости пород часто связано с коагуляцией (закупоркой пор) глинистыми частицами, буровыми растворами или асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО).

Предотвращение (профилактика): Оптимизация параметров буровых растворов (контроль фильтрации) и применение качественных жидкостей для глушения скважин.

Восстановление: Промывка скважин, применение растворителей для АСПО, кислотные обработки (например, закачка соляной кислоты для растворения карбонатов), а также гидроразрыв пласта (ГРП).

6. При прогнозировании производительности месторождений необходимо учитывать не только абсолютную, но и фазовую проницаемость коллекторов, так как её значения существенно меняются в процессе разработки из-за изменения насыщенности пласта.

Меняются ли значения из-за изменения насыщенности пласта?

Да, фазовая проницаемость **напрямую зависит от насыщенности**. Эта зависимость описывается графиком **ОФП (относительных фазовых проницаемостей)**, который строится для каждого месторождения индивидуально.

- **По мере разработки месторождения** (например, при закачке воды) водонасыщенность пласта увеличивается, а нефтенасыщенность падает.

- **В результате:** Фазовая проницаемость для нефти **падает** (вплоть до нуля, когда пласт полностью обводняется), а фазовая проницаемость для воды **растет**

7. Детальное изучение фильтрационных свойств коллекторов при геолого-разведочных работах критически важно для обоснования технико-хозяйственных показателей разработки месторождений и выбора оптимальных технологических решений.

Результаты проведённого исследования могут быть использованы при планировании разработки новых месторождений, оптимизации технологий добычи на действующих объектах Западной Сибири и аналогичных геологических структурах других нефтегазоносных регионов. Полученные выводы подчёркивают критическую роль проницаемости коллектора в определении экономической целесообразности и технической реализуемости разработки месторождений углеводородов.

Какие существуют физические ограничения применимости закона Дарси в низкопроницаемых коллекторах?

закон Дарси нарушается из-за преобладания микро- и наноразмерных эффектов. Главные ограничения обусловлены **начальным градиентом давления** (необходим стартовый перепад для сдвига флюида), **эффектами скольжения газа**, **неньютоновским поведением жидкостей** и **влиянием пограничных слоев** на стенках пор

В чем разница между проницаемостью по газу и проницаемостью по жидкости (эффект Клинкенберга)?

Проницаемость по газу часто оказывается выше проницаемости по жидкости из-за **эффекта Клинкенберга** (эффекта проскальзывания газа). Жидкости при фильтрации подчиняются закону Дарси (скорость у стенок пор равна нулю). Молекулы газа при низких давлениях «скользят» по стенкам каналов, увеличивая общий расход.

- **Природа фильтрации:** Для жидкостей скорость на границе с твердой породой равна нулю из-за вязкого трения. У газа в микроскопических порах длина свободного пробега молекул соизмерима с размером пор, из-за чего возникает пристенное «проскальзывание». [1, 2]

- **Зависимость от давления:** Газопроницаемость непостоянна — она увеличивается при снижении давления в порах. Проницаемость по жидкости от давления практически не зависит. [1, 2, 3]

- **Истинная проницаемость (абсолютная):** Согласно физике, истинная (абсолютная) проницаемость породы не должна зависеть от типа флюида.

Какие геофизические исследования скважин (ГИС) позволяют оценить проницаемость в разрезе?

Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК): Точный метод оценки распределения пор по размерам, выделения свободного и связанного флюида и расчета проницаемости.

Микрокаротаж и микробоковой каротаж (МК/МБК): Выявляют зоны проникновения бурового раствора; по глубине проникновения фильтрата судят о проницаемости прослоев.

Акустический каротаж (АК): Определяет пористость и упругие свойства пород для расчета проницаемости (например, по уравнениям Козени-Кармана).

Метод потенциалов собственной поляризации (ПС): Применяется в терригенных разрезах для оценки глинистости, так как глина блокирует поры и снижает проницаемость.

Инклинометрия или боковой каротаж: Оценивают сопротивление пласта для вычисления коэффициента водонасыщенности и определения емкостно-фильтрационных свойств.

Чем отличаются фильтрационные свойства в трещиноватых и пористых коллекторах?

• Структура пустот:

- *Пористые (гранулярные) коллекторы* (например, пески, песчаники): состоят из отдельных зерен, между которыми есть микроскопические пространства — поры. Они равномерно распределены и хорошо сообщаются между собой.

- *Трещиноватые коллекторы* (например, плотные известняки, граниты): емкостное пространство представлено системой тектонических, литогенетических или термических трещин, пронизывающих плотную, почти непроницаемую породу.

• Емкость и проницаемость:

- В пористых коллекторах поры отвечают как за объем вмещаемого флюида (емкость), так и за его движение (проницаемость).

- В трещиноватых коллекторах трещины обеспечивают высокую проницаемость (скорость потока), но их объем (емкость) обычно мал. Вмещающая порода (матрица) хранит основной объем нефти или газа, но сама по себе обладает крайне низкой проницаемостью.

- **Характер фильтрации:**

- В пористых средах фильтрация происходит относительно равномерно, по законам Дарси.

- В трещиноватых средах фильтрация носит ярко выраженный анизотропный характер: жидкость движется по путям наименьшего сопротивления (системе трещин). Часто применяется модель «двойной пористости» (Баренблатта-Желтова), где флюид из матрицы медленно перетекает в трещины, а по трещинам быстро движется к скважине.

Как минерализация закачиваемой воды влияет на проницаемость коллектора?

Минерализация закачиваемой воды определяет процессы набухания глин и миграцию микрочастиц в породе. Закачка пресной или слабоминерализованной воды часто приводит к **снижению проницаемости** коллектора из-за диспергации и блокирования пор глинистыми минералами, тогда как высокоминерализованные растворы поддерживают стабильность структуры

Как соотносятся пористость и проницаемость в различных типах пород? Всегда ли одинаковая пористость значит одинаковую проницаемость?

- **Пористость** — это *емкость* породы (объем пустот/пор), определяющая, сколько нефти, газа или воды может в ней поместиться.

- **Проницаемость** — это *динамическая способность* породы пропускать эти флюиды под воздействием перепада давлений. Она зависит от того, насколько поры связаны между собой. [1, 2, 3, 4, 5]

Нет, одинаковая пористость не всегда означает одинаковую проницаемость

При одинаковом объеме пор (например, 20%) проницаемость образцов может различаться в десятки и сотни раз из-за следующих факторов: [1]

1. **Связность пор:** В одном случае поры изолированы друг от друга, в другом — образуют сплошную сеть каналов.

2. **Размер поровых каналов:** По законам фильтрации (например, закону Дарси), при прочих равных, широкие поровые каналы пропускают жидкость экспоненциально лучше узких.

3. **Глинистость и цементация:** Наличие глинистого материала сужает поровые каналы и снижает проницаемость, блокируя движение флюида. [1, 2, 3]

В чем разница между абсолютной, эффективной и относительной проницаемостью?

- **Абсолютная:** проницаемость породы для **одного** флюида или газа при 100%-ном насыщении. Это неизменная физическая характеристика самой горной породы. [1, 2, 3, 4]

- **Эффективная (фазовая):** проницаемость породы для **конкретного флюида** в условиях, когда в порах одновременно присутствует несколько несмешивающихся жидкостей или газов (например, нефть и вода). [1, 2]

- **Относительная:** безразмерная величина, которая представляет собой отношение эффективной проницаемости для данного флюида к абсолютной проницаемости.

Она показывает, как присутствие других жидкостей мешает движению конкретной фазы

Как изменяется проницаемость пород с глубиной залегания из-за горного давления?

С увеличением глубины проницаемость горных пород закономерно снижается. Это происходит из-за возрастающего горного давления, которое уплотняет породу, уменьшает объем пустот (пористость) и вызывает деформацию фильтрационных каналов

Как глинистые материалы влияют на проницаемость?

- Набухаемость: При контакте с водой (особенно пресной) глинистые минералы (например, монтмориллонит) увеличиваются в объеме, смыкая поры и блокируя движение флюидов. [1, 2]
- Капиллярные силы: В частично водонасыщенных породах с глинистым цементом (например, в песчаниках) глины создают мощные капиллярные барьеры, препятствующие фильтрации углеводородов