

**КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**  
*Кафедра разработки и эксплуатации месторождений  
трудноизвлекаемых углеводородов*

**И.М. НАФИКОВ В.А. МИЛЮТИНА**

**ФАКТОРЫ ВЛИЯЮЩИЕ НА  
ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ  
ПЛАСТОВ**

**Казань – 2021**

**УДК 821.111.09**  
**ББК ШЗ(4)**

*Принято на заседании учебно-методической комиссии ИГиНГТ  
Протокол № 7 от 7 июля 2021г.*

**Рецензенты:**

Доктор геолого-минералогических наук,  
профессор, заведующий кафедрой геология нефти и газа им. А.А. Трофимука,  
ИГиНГТ, КФУ **Б.В. Успенский**

Кандидат технических наук,  
главный геолог НГДУ «Прикамнефть» ПАО «Татнефть» **И.Г. Газизов**

**Нафиков И.М. Милютина В.А.**

**Факторы влияющие на фильтрационные характеристики пластов:**

Учеб. – метод. пособие / И.М. Нафиков., В.А. Милютина – Казань:  
Казан. ун-т., 2021. – 56 с.

В пособии изложены современные теории фильтрации и рассмотрены фильтрационно-емкостные характеристики пластов. Проанализировано влияние неоднородности пласта на движение флюидов и возникновение возможных причин снижения проницаемости пласта.

Предназначено для студентов второго и третьего курса Института геологии и нефтегазовых технологий, специализирующихся в области разработки месторождений трудноизвлекаемых углеводородов

© **Нафиков И.М., Милютина В.А. 2021**  
© **Казанский университет, 2021**

## Содержание

1	Влияние неоднородности пласта на движение флюидов	5
2	Влияние давления на проницаемость пласта	9
3	Влияние на фильтрационные процессы связанной воды	9
4	Влияние остаточной нефтенасыщенности и других факторов на некоторые характеристики породы	13
5	Влияние на проницаемость размеров и удельной поверхности породы пласта	17
6	Фильтрация флюида. Критерий режима движения флюид	22
7	Зависимость проницаемости от размера поровых каналов	24
8	Определение эффективной проницаемости пласта по коэффициенту продуктивности скважин	29
9	Причины возникновения и формирования дисперсий в пластовых флюидах	34
	Литература	53

## *Список сокращений*

$\Delta P$  – перепад давления

$r$  – условный радиус поры

$\sigma$  – поверхностное натяжение

$K_{np}$  – абсолютная проницаемость

$\Delta P'$  – перепад капиллярного давления

$f(K\theta)$  – фазовая проницаемость по воде при неподвижной нефти

$V'$  – скорость просачивания

$\mu_v$  – вязкость вытесняющего агента

$L$  – длина образца

$N'$  – безразмерное капиллярное число

$\alpha$  – краевой угол смачивания

$m$  – пористость

$\mu$  – вязкость

$V$  – скорость движения флюидов

$\Delta\beta$  – коэффициента вытеснения нефти

$S_{уд}$  – удельная поверхность

$d$  – диаметр зерен

$a$  — линейный параметр, характеризующий среднее сечение поровых каналов

$w_{кр}$  — критическая скорость фильтрации

$k$  — проницаемость

$n$  - число пор, приходящихся на единицу площади

$r$  - радиус скважин

## 1 . Влияние неоднородности пласта на движение флюидов

Учет послойной неоднородности пористой среды продуктивных пластов - необходимое важнейшее условие оптимального проектирования и управления процессом разработки нефтяных месторождений. Традиционно определение послойной неоднородности осуществляется по результатам гидродинамических и геофизических исследований на основе анализа данных о геологическом строении пласта [8].

Для изучения неоднородности коллекторов в различных регионах также применяются индикаторные методы. [9-12, 13-22, 23, 25-27].

В нагнетательную скважину закачивается расчетное количество  $m^3$  воды, меченой индикатором - тритием общей активностью  $1,18 \cdot 10^{12}$  Бк. Отбор проб жидкости с устьев добывающих скважин осуществлялся в течение запланированного количества суток. Суммарная активность индикатора, извлеченная с продукцией через добывающие скважины, определяется в  $n \cdot 10^{12}$  Бк, в % от начальной. Оценка распределения потока закачиваемой воды между добывающими скважинами осуществляется по относительному количеству извлеченного индикатора через ту или иную добывающую скважину. [12].

При построении кривой "концентрация - время" выделяются пики максимальной концентрации индикатора. При необходимости в направлении каждой добывающей скважины пласты представляют суммой отдельных изолированных прослоев. Каждому прослою рассчитывают среднее по пласту значение пористости, определенное по результатам геофизических исследований.

Часто из полученных результатов следует, что по данным индикаторных исследований пласт отличался существенно большей неоднородностью, чем это было определено по кернам и расчетам.

Отмечается, что традиционные источники информации для оценки неоднородности пласта (гидродинамические исследования, данные ГИС,

керновый материал) характеризуют либо пласт в целом, либо только прискваженную зону пласта и не отражают траекторию путей движения флюидов в межскважинном пространстве. И хотя результаты индикаторных исследований не могут дать информацию об абсолютной проницаемости межскважинного пространства или эффективной проницаемости в ее прямом смысле, но позволяют оценить послойную неоднородность пласта с высокой степенью дифференциации [12].

Изучения фракционного состава а так же пористости и проницаемости продуктивных пластов и горизонтов нефтяных месторождений Апшеронского полуострова, Северо - Кавказского края, Башкирской и Татарской АССР, Куйбышевской и Саратовской областей показало, что наиболее мелкими фракциями сложены коллекторы нефтяных месторождений Азербайджана и Краснодарского края, где преобладающими (56,0 - 95,0%) являются частицы размером 0,01-0,1 мм и менее 0,01 мм. В Башкирии и Татарии продуктивные пласты девона представлены в основном фракциями 0,1 - 0,25мм. В Грозненских нефтяных месторождениях, преобладающими являются фракции размером 0,1-0,25 мм и более.

Пористость продуктивных пластов изменяется в пределах 15,7-28,4%. Наиболее высокой пористостью отличаются пласты бакинских месторождений, которая доходит до 30-32%, в значительной мере пористость пластов этих месторождений обусловлена их слабой сцементированностью и фракционным составом песчаников.

Проницаемость пластов изменяется от 36 мД по Кумскому горизонту (Краснодарский край) до 2700 мД по пласту Б<sub>2</sub> месторождения Яблоневый овраг (Куйбышевская область).

Естественно, что она зависит главным образом от поперечных сечений пор и межпоровых каналов, их извилистости и сообщаемости между собой в горизонтальной и вертикальной плоскостях. Размеры пор и межпоровых каналов в свою очередь определяются фракционным составом скелета пласта,



фиктивного грунта оказалась в несколько раз больше реальных значений. На этом основании автор делает вывод, что структура порового пространства реальных фунтов намного сложнее и размеры пор их меньше фиктивного грунта. Меньшее влияние на величину проницаемости так называемого коэффициента неоднородности, определяемого по существующей методике, объясняется тем, что он отражает только сравнительно небольшие количественные колебания состава фракций.

Из рассмотрения петрографического состава пород, слагающих коллекторы, следует, что продуктивные пласты и горизонты нефтяных месторождений Башкирии, Татарии, Чечено-Ингушетии являются в основном плотными цементированными песчаниками и алевролитами, в то время как коллекторы угленосной свиты и девонских горизонтов Куйбышевской области представлены слабо цементированными песками и песчаниками.

Получается, что проницаемость пластов во многом зависит от преобладающего размера частиц, слагающих коллекторы, и степени их цементированности.

В качестве эталона для каждого из рассматриваемых коллекторов принят фиктивный грунт с плотной укладкой частиц одинакового размера, равного величине средневзвешенного диаметра частиц грунта рассматриваемого естественного коллектора.

Отношение среднего радиуса пор фиктивного грунта к среднему радиусу пор естественных грунтов изменяется от 4,2 до 2,62.

Из этого следует, что именно цементированность пород является главным фактором, определяющим структуру порового пространства и, следовательно, проницаемость пласта.

Таким образом, для естественных слабо цементированных грунтов полезный просвет составляет примерно 30%, а для плотно цементированных - 10% от величины просвета пор фиктивного грунта. Следовательно, в естественных слабо цементированных грунтах поры заполнены мелкими



фракциями и цементом примерно на 70%, а в плотно сцементированных в результате повышения количества цементируемого материала - почти на 90%.

Поэтому существует мнение что можно читать более полезным определять степень сцементированности грунта вместо используемого в настоящее время коэффициента неоднородности.

## **2. Влияние давления на проницаемость пласта**

У плохо отсортированных песчаников уменьшение пористости достигает 20 % при давлениях коло 150 МПа, у плотных аргиллитов - 6 %.

Проницаемость изменяется еще в большей степени при упругом деформировании песчаноглинистых пород. На глубине 1300-2000 м коэффициент проницаемости может уменьшаться, по сравнению с данными, при атмосферных условиях на 10-40 %.

Увеличение пластового давления приводит не только к гидроразрыву с одной стороны трещины, но и ухудшению коллекторских свойств монолитной части пласта – с другой [30,3].

## **3. Влияние на фильтрационные процессы связанной воды**

В табл. 3.1 приведены данные о гранулометрическом составе проницаемости пород различного типа и содержании связанной воды в породе (в процентах).

## Характеристика пород

Порода	Проницаемость, мД			
	10	100	1000	10000
Крупнозернистые пески, песчаник и известняк	12	8	6	4
Среднезернистые пески и песчаники	35	25	18	8
Мелкозернистые пески и песчаники	55	40	30	15

Из данных таблицы видно, что половина пор может быть занята погребенной водой, которая является неподвижной, это же справедливо и в отношении нефти, смачивающей породу [7,3].

Влияние фильности породы на движение жидкости в поровых каналах. Вытеснение нефти из гидрофильных пористых сред (в общем, видимо, таких нет, так как если хотя бы один раз они были смочены нефтью, то стали бы гидрофобными. Данное явление происходит при условии превышения вязкостных сил и гидродинамического напора (скорости движения) над капиллярным эффектом, зависящим от смачиваемости и структуры порового пространства. Поэтому полнота извлечения нефти и замена ее водой тем больше, чем больше вязкость нагнетательного агента, скорость движения и меньше поверхностное натяжение на границе «нефть - агент» [32-35].

Увеличение вязкости воды и скорости ее движения приводит к деформации и дроблению капиллярно заземленных глобул нефти и отрыву от них более мелких капель, способных продавливаться через суженные участки поровых каналов (рис. 3.1).

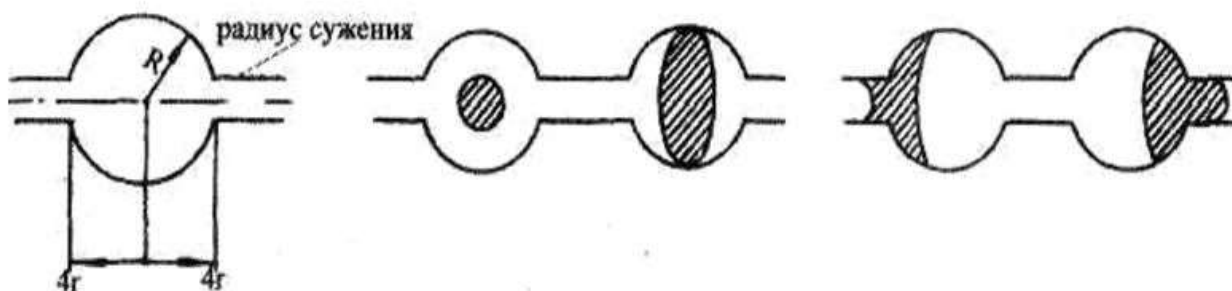


Рис. 3.1 Схема структурных образований остаточной нефтенасыщенности в единичной сферической поре при различной смачиваемости поверхности

Для каждой скорости фильтрации глобулы нефти имеют равновесный размер. Снижение  $A$  приводит к деформации поверхности глобул нефти, отрыву более мелких глобул, которые могут свободно проходить через сужения капилляров.

Табером и др. показано, что существует критическая величина некоторых параметров, например

$$A = \frac{\Delta P r}{2\sigma} \quad (1)$$

где  $\Delta P$  - перепад давления,  $r$  - условный радиус поры,  $\sigma$  - поверхностное натяжение, которое определяет состояние глобул нефти в поровом пространстве.

Для эффективного вытеснения нефти из призабойной зоны нагнетательных скважин необходимо превышение критического значения градиента давления или уменьшение  $A$ . При значении  $A$  ниже критического глобула нефти, находясь в единичной поре, сохраняет равновесный размер и не может быть вытеснена из поры.

Установлено (табл. 3.2), что для гидрофобного карбонатного коллектора  $\sigma$  на два порядка меньше, чем для гидрофильного, для гидрофильных терригенных и карбонатных коллекторов  $\sigma$  отличается на порядок.

Зависимость  $\sigma$  от типа коллектора

№	Тип коллектора	Условный радиус, мкм		$\sigma$ мН/м
		Каналов фильтр.	Норм. каверн	
1.	Карбонатный гидрофильный	15	500	0,974
2.	Терригенный	7	15	0,0825
3.	Карбонатный гидрофобный	15	500	0,002

Следовательно, достижение существенного увеличения коэффициента вытеснения нефти с использованием заводнения ПАВ (то же для ОПЗ) возможно лишь в гидрофильных коллекторах с маловязкими нефтями.

По Суриной, по мере увеличения выпуклости поры (отношение радиуса поры к радиусу канала фильтрации) максимальное значение  $A$  увеличивается. Причем наиболее существенное изменение  $A$  достигается в области низких значений выпуклости поры, что характерно для терригенных коллекторов.

Следовательно, для гидрофильных коллекторов полезно: снижать  $\sigma$ , увеличивать скорость движения жидкости, а также уменьшить равновесный размер глобул остаточной нефти [2].

Для гидрофобных коллекторов целесообразно снижать  $\sigma$  в ещё большей степени, что возможно только с применением термообработок.

Необходимо четко определять соотношение капиллярных и гидродинамических сил. Увеличение градиента давления в процессе вытеснения (надо учитывать скорость закачки при освоении скважин) приводит к большему гидродинамическому охвату доли пор, и количество зацементированной нефти уменьшается. Но за счет неоднородности поровой среды и увеличения

скорости потока при прорыве воды по более крупным поровым каналам отсекаются крупные участки пласта с повышенной нефтенасыщенностью.

#### **4. Влияние остаточной нефтенасыщенности и других факторов на некоторые характеристики породы**

Анализ большого числа исследований показал, что приемлем постулат: формирование остаточной нефтенасыщенности завершается при установлении динамического равновесия капиллярных и напорных сил [2]

$$\Delta P \cdot K_{np} \cdot f(K\varphi) = V \cdot \mu_v \cdot L \quad (2)$$

где  $\Delta P$  - перепад капиллярного давления;  $K_{np}$  – абсолютная проницаемость;  $f(K\varphi)$  - фазовая проницаемость по воде при неподвижной нефти;  $V$  – скорость просачивания;  $\mu_v$  – вязкость вытесняющего агента;  $L$  – длина образца.

При решении вопроса о выборе методов увеличения коэффициента нефтеизвлечения пластов для довытеснения остаточной после заводнения нефти учитываются микронеоднородность пластов, распределение пор по размерам, соотношение капиллярно-удерживаемой и пленочной нефти. В качестве критерия выбора методов пользуются безразмерным капиллярным числом  $N'$  (хотя капилляров в пластах не бывает)

$$N' = \frac{\mu V}{\sigma \cdot \cos \alpha \cdot m} \quad (3)$$

где  $\mu$  – вязкость;  $V$  – скорость движения флюидов;  $\sigma$  - поверхностное натяжение;  $\alpha$  – краевой угол смачивания;  $m$  - пористость [10].

Поры различных размеров вносят различный вклад, как в нефтеотдачу, так и в прием закачиваемой воды. Например, распределение пор по размерам полимиктового песчаника пласта ВС<sub>10</sub> Федоровского месторождения дает такую картину: проницаемость по газу - 0,3 мкм<sup>2</sup>; связанная вода - 30 %; коэффициент вытеснения - 0,66; остаточная нефтенасыщенность - 25 %.

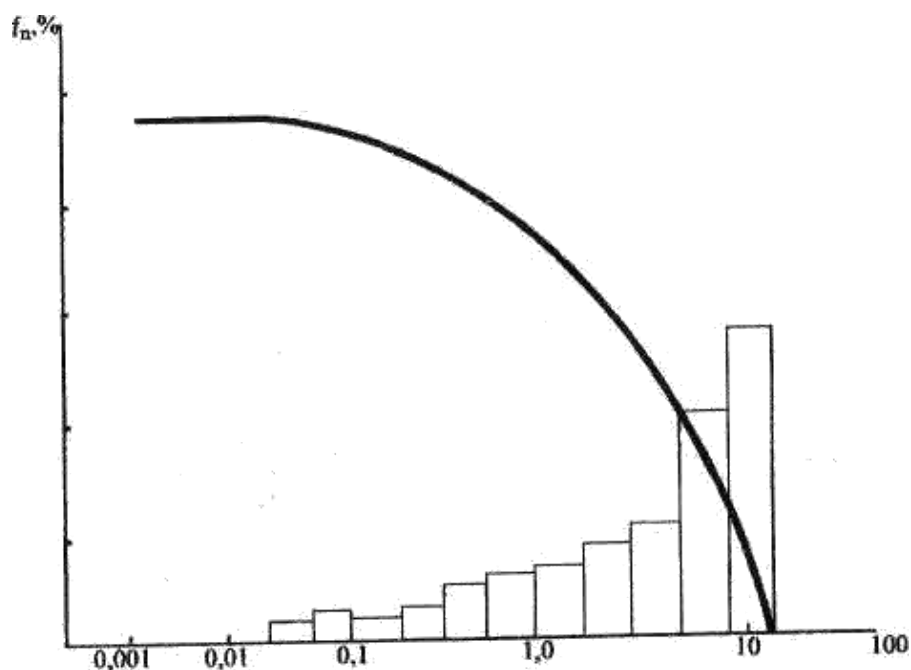


Рис. 4.1 Распределение пор по размерам

Из рис. 4.1 видно – доля мелких пор радиусом меньше 1 мкм составляет 30 %, что со ответствует начальной водонасыщенности керна.

Остаточная нефтенасыщенность оказалась равной 25 %, что соответствует количеству пор радиусом 1-6 мкм. Эта нефть осталась в малых порах, а из больших (более 6 мкм), которых было 45 %, она была вытеснена водой.

Следовательно, такой показатель, как фазовая проницаемость, существенно может влиять на приемистость скважины при ее работе в режиме нагнетания в любом варианте строительства и эксплуатации. Фазовая проницаемость меняется, под воздействием ПАВ она несколько возрастает (рис. 4.2) [3, 37].

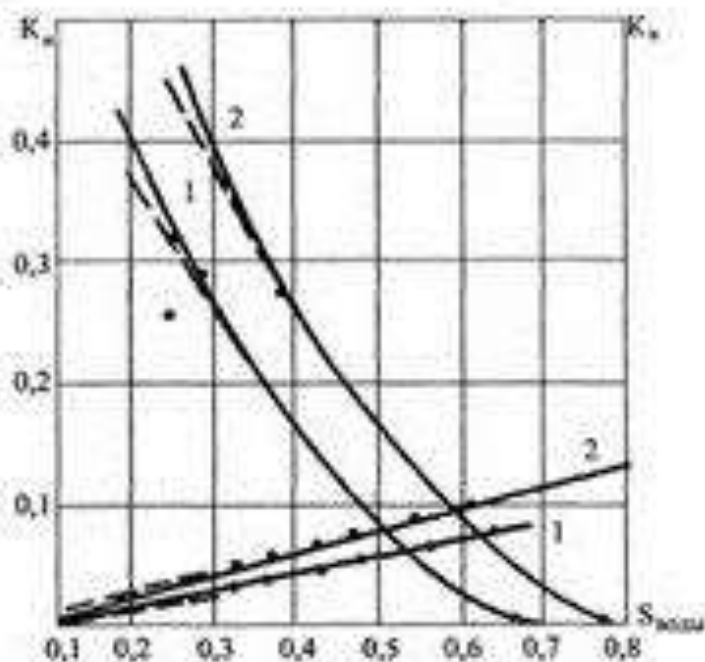


Рис. 4.2 Влияние ПАВ на относительные проницаемости для нефти и воды 1–нефть-вода; 2– нефть- 0,05% раствора ПАВ

По рисунку 4.2 видно, что применение ПАВ увеличивает относительные фазовые проницаемости, но доля этого увеличения невелика.

После вытеснения нефти оставшиеся рабочие каналы формируют новую проницаемость относительно воды. Зависимость прироста коэффициента вытеснения нефти  $\Delta\beta$  от проницаемости «К» пористой среды при закачке различных химреагентов приведена на рис. 4.3 [37], из рисунка видно, что пористость влияет на вытеснение нефти сначала в высоком темпе, а затем темп несколько снижается.

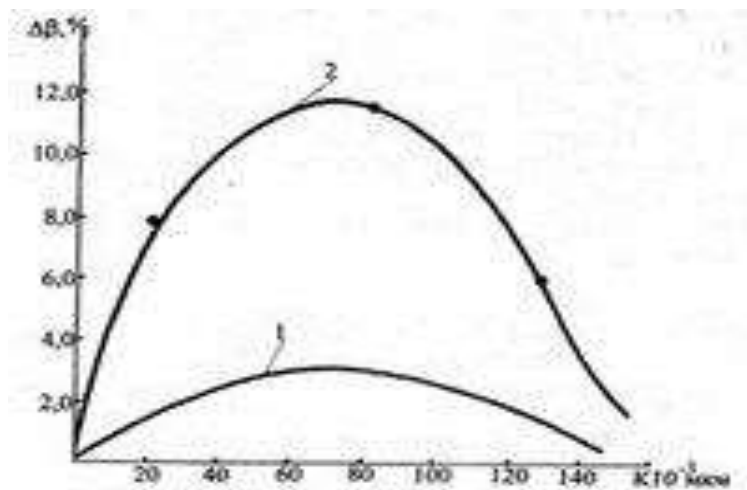


Рис. 4.3 Изменение коэффициента вытеснения  $\Delta\beta$  в зависимости от проницаемости с различными ПАВ (1,2)

Говоря о фазовой проницаемости, следует добавить, что сначала при освоении вода не проникает в пласт потому, что (кроме других причин) была низкой именно фазовая проницаемость из-за большого содержания нефти в порах, а затем - при загрязнении породы капельной нефтью уже в процессе закачки в соответствии с рис. 4.4 [37].

При повышении объема закачиваемой воды увеличиваются фазовые проницаемости для нефти, а также для воды при неподвижной нефти, которая налипает на пленочную нефть, а затем транспортируется в глубь пласта.



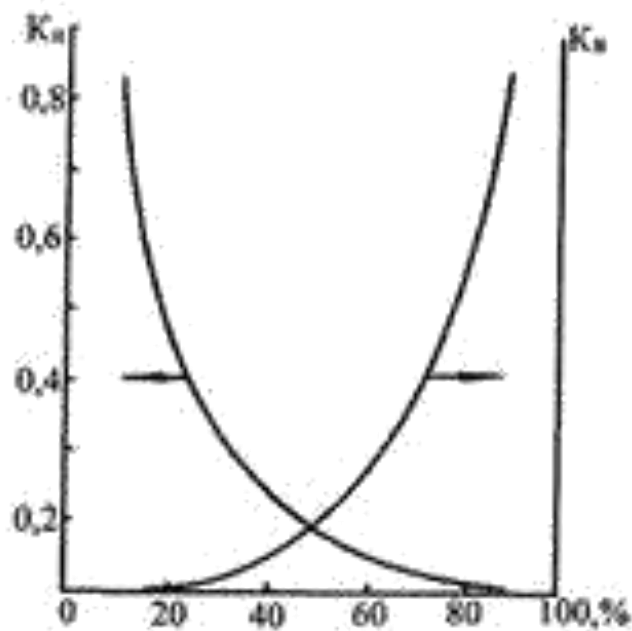


Рис. 4.4 Зависимость фазовой проницаемости пористой среды от содержания нефти и воды.

## 5. Влияние на проницаемость размеров и удельной поверхности породы пласта

Модифицированная формула Козени, связывающая коэффициенты проницаемости  $K$  с размерами шарообразных частиц фиктивного грунта, их удельной поверхностью  $S_{уд}$ , с учетом поправки Лейбензона, дает выражение:

$$K_{уд} = \frac{m^3 \cdot 36 \cdot 10^8}{120 \cdot S_{уд}^2}, \quad (4)$$

откуда

$$S_{уд}^2 = \sqrt{\frac{m^3 \cdot 36 \cdot 10^8}{120 \cdot K_{уд}}} = \frac{10^4 \cdot 3}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\frac{m^3}{K_{уд}}}, \quad (5)$$

или

$$S_{уд}^2 = N \cdot \sqrt{\frac{m^3}{K_{уд}}}, \quad (6)$$

где  $m$  - пористость.

Из формулы 4 видно, что проницаемость песчаников зависит от пористости в 3-й степени, поэтому вода должна быть по возможности более чистой, и от размеров частиц, слагающих породу во второй степени.

Далее, мы будем говорить, о так называемом фиктивном грунте - упрощенная модель пористой среды. Основной ячейкой фиктивного грунта является ячейка – ромбоэдр (рис. 5.1)

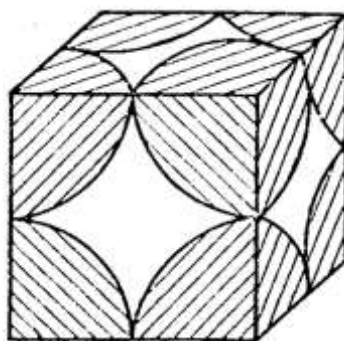


Рис. 5.1 Ячейка фиктивного грунта

В зависимости от угла наклона ромбоэдра, укладка шаров наиболее плотная или наименее плотна. Пример максимально плотной укладки шаров фиктивного грунта представлена на (Рис. 5.2)

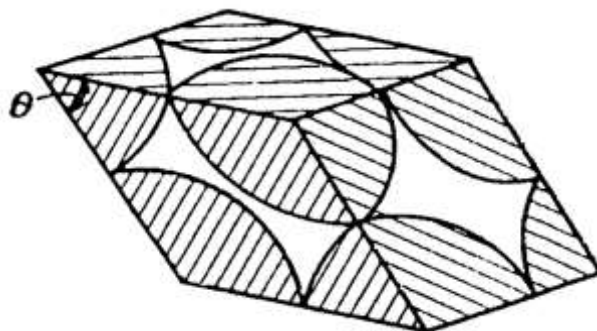


Рис.5.2 Ячейка фиктивного грунта с плотной укладкой шаров

Угол  $\theta$  изменяется в пределах от 60 до 90 градусов. 60 градусов соответствует максимально плотная укладка шаров, 90 – наиболее свободная.

Пористость фиктивного грунта определяется по формуле Ч. Сликтера

$$m = 1 - \frac{\pi}{6(1 - \cos \theta)\sqrt{1 + 2 \cos \theta}}$$

Из формулы следует, что пористость зависит не от диаметра частиц, а лишь от их взаимного расположения, которое определяется углом  $\theta$ .

Чтобы формулы для фиктивного грунта можно было применять для естественного грунта, нужно заменить реальный грунт эквивалентным ему фиктивным, который должен иметь такое же гидравлическое сопротивление, как у естественного грунта.

Диаметр частиц такого фиктивного грунта называется эффективным диаметром ( $d_3$ ). Эффективный диаметр определяется в результате механического анализа грунта.

Удельная поверхность песка (поверхность песчинок, заключенных в  $1\text{ м}^3$  песчаного пласта) может быть определена по формулам по 3.4 и 3.5:

$$S_{y\partial} = \frac{6(1 - m)}{d} \quad (7)$$

$$N = \frac{6(1 - m)}{\pi d^3} \quad (8)$$

$N$  - Число частиц в единице объема.

При наличии в породе глинистых частиц удельная поверхность будет намного выше, зависимость  $S_{уд}$  от размера частиц приведена в таблице 5.1

Таблица 5.1. Зависимость  $S_{уд}$  от размера частиц

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9
d	0,833	0,589	0,417	0,295	0,208	0,147	0,104	0,074	0,050
$S_{уд}$	5040	7187	10113	14287	20276	28664	40560	56306	83723

Примечание: d - диаметр зерен, (мм);  $S_{уд}$  - удельная поверхность породы, смачиваемой нефтью ( $m^2$ ).

$$K = m^3 \cdot 36 \cdot \frac{10^8}{120} \cdot S_{уд}^2 \quad (9)$$

Из таблицы 5.1 видно, что проницаемость породы обратно пропорциональна квадрату удельной поверхности породы.

Зависимости перепада давления от пористости, производительности и удельной поверхности породы приведены на рис. 5.3-5.5 [116].

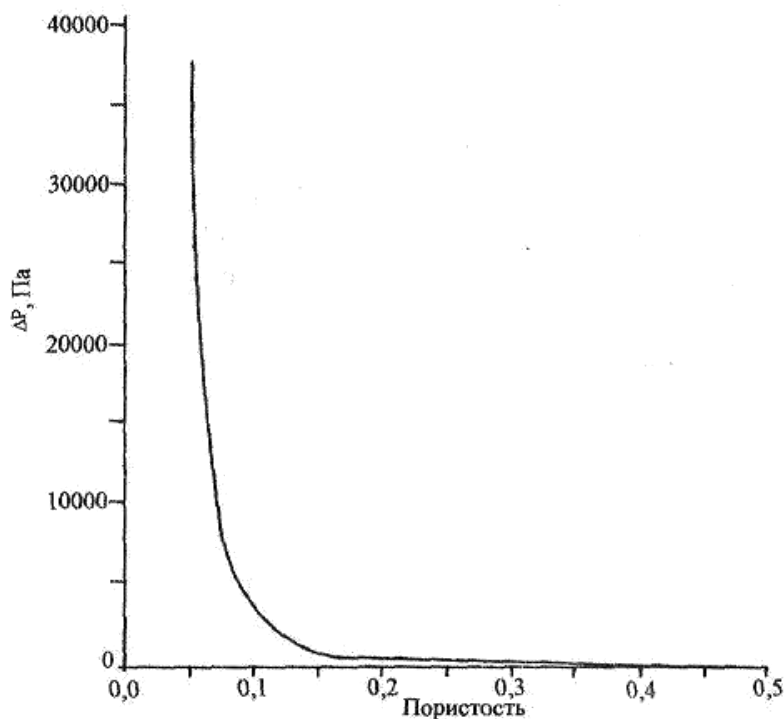


Рис. 5.3 Зависимость давления от пористости

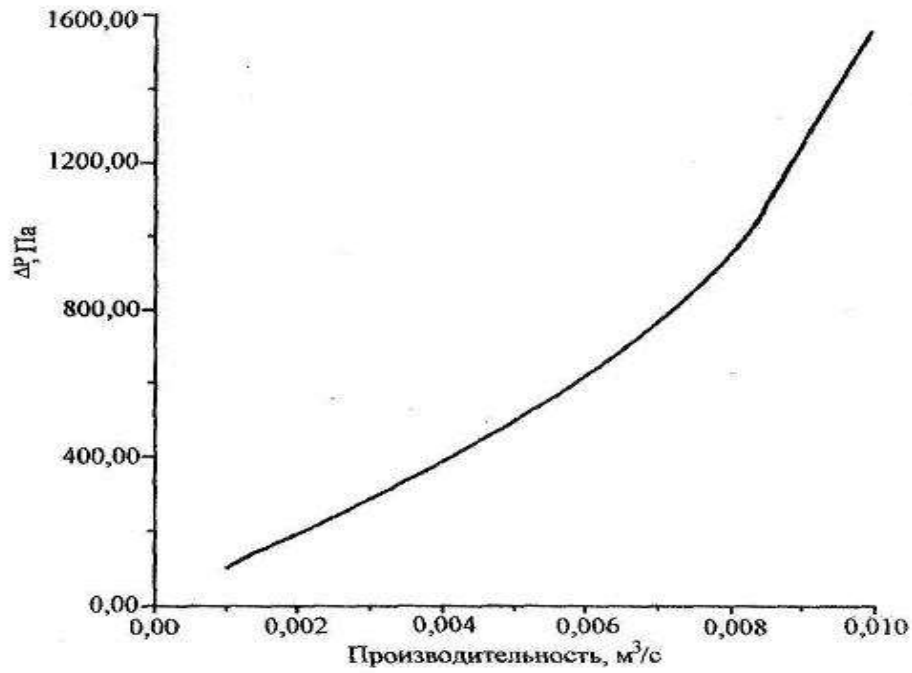


Рис. 5.4 Зависимость давления от производительности

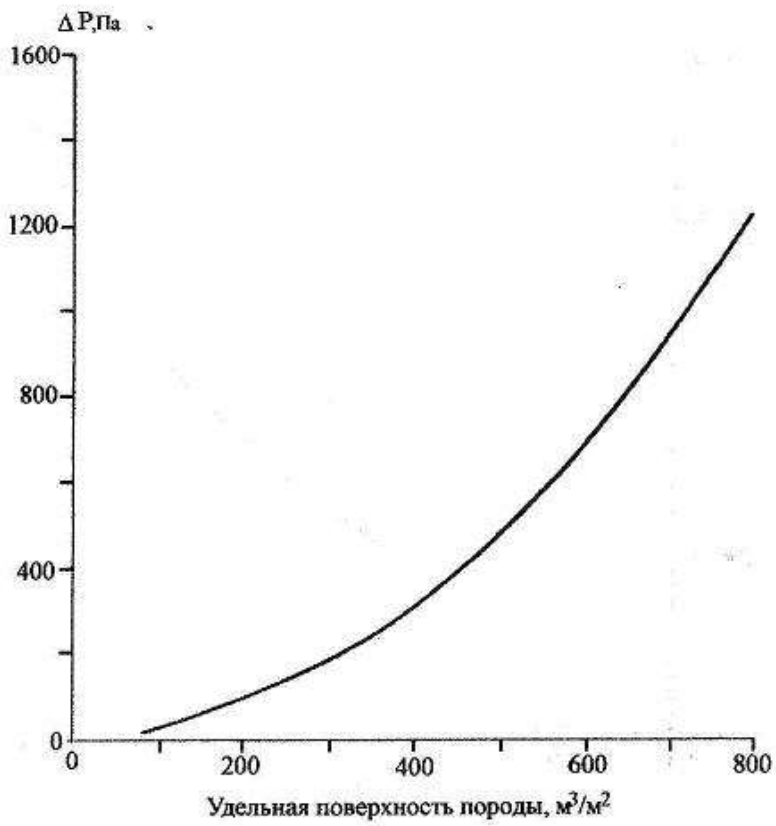


Рис. 5.5 Влияние удельной поверхности на давление

## 6. Фильтрация флюида. Критерий режима движения флюида

В теории фильтрации критерием режима движения служит безразмерный параметр - число Рейнольдса

$$Re = u\bar{a}\rho / \mu, \quad (10)$$

где  $u$  — некоторая характерная скорость;  $\bar{a}$  — линейный параметр, характеризующий среднее сечение поровых каналов;  $\rho$  — плотность жидкости;  $\mu$  — динамический коэффициент вязкости.

Скорость фильтрации, при которой нарушается закон Дарси, называется критической скоростью фильтрации ( $w_{кр}$ ).

Однако нарушение линейного закона фильтрации еще не означает перехода от ламинарного движения к турбулентному. Закон Дарси нарушается вследствие того, что силы инерции, возникающие в жидкости за счет извилистости каналов и изменения площади их поперечных сечений, становятся при  $w > w_{кр}$  соизмеримыми с силами трения.

В теории фильтрации закон Дарси имеет место при значении безразмерного параметра  $Re$ , меньшего критического ( $Re_{кр}$ ), которое устанавливается из опыта.

Впервые число Рейнольдса для фильтрации жидкости было введено Н. Н. Павловским в виде

$$Re = \frac{wd_3\rho}{(0,75m + 0,23)\mu} \quad (11)$$

т. е. за характерную скорость была взята скорость фильтрации  $w$ , а линейный параметр представлен выражением

$$\bar{a} = \frac{d_3}{0,75m + 0,23} \quad (12)$$

Критические значения  $Re$  по Павловскому заключены в интервале

$$Re_{кр} = 7,5 \div 9.$$

В. Н. Щелкачев предложил взять за линейный параметр выражение, пропорциональное корню квадратному из коэффициента проницаемости,

$$\bar{a} = 10\sqrt{k}m^{-2,3} \quad (13)$$

Число Рейнольдса по В. Н. Щелкачеву имеет вид

$$Re = \frac{10w\sqrt{k}\rho}{m^{2,3}\mu} \quad (14)$$

а критические значения лежат в интервале

$$1 \leq Re_{кр} \leq 12.$$

По М. Д. Миллионщикову за характерную скорость взята редкая скорость движения жидкости

$$v = w/m,$$

а за линейный параметр — выражение  $\sqrt{k/m}$  т. е.

$$Re = \frac{v\sqrt{k/m}\rho}{\mu} = \frac{w\sqrt{k}\rho}{m^{1,5}\mu} \quad (15)$$

Если вычисленное по одной из формул значение числа  $Re$  оказывается меньше нижнего критического значения  $Re_{кр}$ , то закон Дарси справедлив, если  $Re$  больше верхнего значения  $Re_{кр}$ , то закон Дарси заведомо нарушен.

Широкий диапазон изменения  $Re_{кр}$  объясняется тем, что в формулы для числа  $Re$  входят параметры  $k$  и  $m$ , которые не полностью характеризуют микроструктуру породы. Как следует из опытов, для каждой горной породы можно указать более узкий диапазон значений  $Re_{кр}$  [63].

Определение режима фильтрации жидкостей и газов имеет большое практическое значение, ибо без знания закона фильтрации в пласте нельзя правильно рассчитать дебиты скважин, распределение давления в пласте, а также невозможно определение параметров пласта ( $k$ ,  $h$ ,  $m$  и др.) по данным исследования нефтяных и газовых скважин.

## 7. Зависимость проницаемости от размера поровых каналов

Проницаемость горных пород зависит главным образом от гранулометрического состава частиц и, следовательно, от размера поровых каналов. Установление этой закономерности имеет большое практическое значение, так как от размера поровых каналов зависят характер того или иного режима движения жидкостей и газов в пористой среде, степень проявления капиллярных сил при освоении и эксплуатации нефтяных скважин и т.д. Следовательно, режим движения жидкостей и газов в нефтяном пласте, степень проявления капиллярных сил в нем и т.д. должны зависеть также и от проницаемости пласта.

Большая часть методов определения размера пор пористых сред базируется на предположении справедливости закона Пуазейля при движении жидкостей в пористой среде. При:  $F$  - площадь пористой среды;  $n$  - число пор, приходящихся на единицу площади принимающей поток пористой среды;  $r$  - радиус порового пространства;  $\mu$  - динамическая вязкость жидкости;  $\Delta l$  - длина пористой среды и  $\Delta P$  - перепад давления, расход  $Q$  жидкости через пористую среду, условно представляющую собой систему цилиндрических каналов одинакового диаметра, можно представить в следующем виде [3]:

$$Q = \frac{n\pi r^4 F \Delta P}{8\mu \Delta l} \quad (16)$$

а сопротивление пласта движению потока в виде:

$$\frac{\Delta P}{\Delta l} = \frac{8Q\mu}{n\pi r^4 F} \quad (17)$$

Отсюда видно, что объем просачивающейся жидкости и сопротивление пласта соответственно прямо и обратно пропорционально «радиусу» пор в четвертой степени. [3].



Объем пустот в пористой среде определится выражением  $nF\pi r^2 l$ , откуда коэффициент пористости может быть получен:

$$Q = \frac{mr^4 F \Delta P}{8\mu \Delta l} \quad (18)$$

Таким образом, пористость породы пропорциональна «радиусу» пор уже только во второй степени.

Подстановкой в формулу вместо  $n\pi r^2$  значения  $m$  получим:

$$Q = \frac{mr^2 F \Delta P}{8\mu \Delta l} \quad (19)$$

Разделение обеих частей равенства формулы (19) на  $F$  дает объемную скорость  $q$  движения жидкости:

$$q = \frac{mr^2 \Delta p}{8\mu \Delta l} \quad (20)$$

Объемная скорость просачивания жидкости может быть представлена в виде:

$$q = \frac{K \Delta P}{\mu \Delta l} \quad (21)$$

Величина  $r$  представляет собой «радиус» эквивалентной цилиндрической поры, вычисленной в предположении, что пористая среда представляет собой систему не сообщающихся друг с другом цилиндрических капилляров одинакового диаметра и имеет условный смысл [3].

Таким образом, чтобы оценить размер пор исследуемых пород, достаточно знать соответствующие значения их коэффициентов пористости и проницаемости. Определяя размер поровых пространств нефтяных пластов, можно получить лишь усредненные значения их размеров, так как в природных условиях нефтяные пласты состоят из пор разного размера и, естественно, не цилиндрической формы.

Исследования кернов различных месторождений показали, что средний «радиус» поровых пространств, колеблется в пределах 0,5-15 мк.

При наличии в породе пор разного размера расход жидкости  $Q$  через образец породы длиной  $L$  и площадью поперечного сечения  $F$  можно представить следующим образом:

$$Q = \frac{F\Delta P}{8\mu L} \sum_1^n m r^2 \quad (22)$$

где  $r_1, r_2, \dots, r_{n-1}, r_n$  - радиусы пор различного размера;  $m_1, m_2, \dots, m_{n-1}, m_n$  - удельные коэффициенты пористости [25].

При вытеснении жидкости из пор условно цилиндрической формы радиусом  $r$  должно быть преодолено капиллярное давление  $P_k$ , равное

$$P_k = \frac{2\sigma \cos \alpha}{r} \quad (23)$$

где  $\sigma$  - поверхностное натяжение на границе раздела керосин - воздух;  $\alpha$  - краевой угол смачивания.

Из (23) видно, что чем меньше  $r$ , тем больше капиллярное давление и, следовательно, давление вытеснения. Поэтому искусственное уменьшение радиуса пор за счет адсорбционных процессов ПАВ, полимеров, дисперсных систем и т.д. всегда сопровождается повышением сопротивления пласта, ростом давления закачки или сокращением объема фильтруемой жидкости [3].

И все-таки следует отметить, что прямой зависимости между этими параметрами нет. Есть тенденция (рис. 7.1) и различные способы установления этих тенденций.

Для фиктивного грунта Козени установил связь между коэффициентом проницаемости, диаметром зерен и пористостью:

$$K = \frac{m^3 d^2}{120(1-m)^2} \quad (24)$$

где  $K$  - проницаемость в дарси –  $\text{см}^2 \cdot 10^{-8}$ ;  $d$  - диаметр шаровых частиц в см;  $m$  - коэффициент пористости.

Отсюда видно, что проницаемость зависит от пористости в третьей, а от размеров частиц во второй степени [29,30].

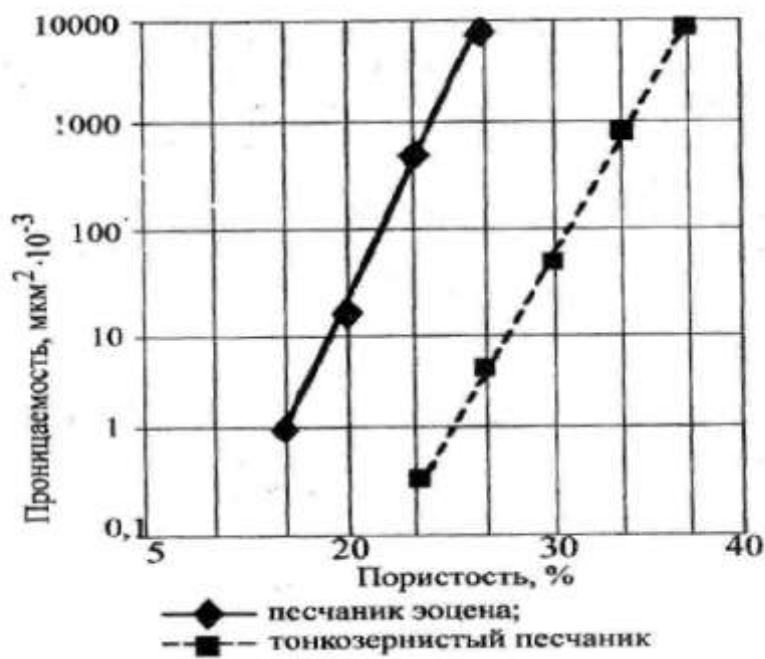


Рис. 7.1 Зависимость проницаемости от пористости

Удельная поверхность  $S = 2m/R = m\sqrt{m} / \sqrt{2K}$ , где  $K$  - проницаемость,  $\text{мкм}^2$ ;  $S$  - удельная поверхность,  $\text{м}^2/\text{м}^3$ ;  $S = 7 \cdot 10^5 \sqrt{m} / \sqrt{K}$

Естественно, что проницаемость зависит от размера поровых каналов и такую зависимость можно получить приложением закона Пуазейля к пористой среде.

По Пуазейлю, расход  $Q$  через пористую среду составит:

$$Q = n\pi R^4 F p / 8\mu l, \quad (25)$$

где  $n$  - число пор на площади фильтрации;  $R$  - радиус поровых каналов (средний);  $F$  - площадь фильтрации;  $p$  - перепад давления;  $l$  - длина пористой среды.

Пористая среда характеризуется коэффициентами пористости и просветности.

Коэффициент пористости  $m$  есть отношение объема пор ( $\tau_{\text{пор}}$ ) ко всему объему пористой среды ( $\tau$ )

$$m = \tau_{\text{пор}} / \tau \quad (26)$$

Под пористостью в теории фильтрации понимается активная пористость, которая учитывает только те поры и микротрещины, которые соединены между собой и через которые может фильтроваться жидкость.

Коэффициентом просветности  $n$  называется отношение площади просветов ( $\omega_{\text{просв}}$ ) в данном сечении пористой среды ко всей площади этого сечения ( $\omega$ )

$$n = \frac{\omega_{\text{просв}}}{\omega} \quad (27)$$

Можно показать, что среднее по длине пласта значение просветности равно пористости, т. е.

$$\tilde{n} = \frac{1}{l} \int_0^l n(x) dx = m \quad (28)$$

поэтому среднее значение площади просветов

$$\tilde{\omega}_{\text{просв}} = \tilde{n} \omega = m \omega$$

Во все расчетные формулы «подземной гидравлики» в связи с их очевидной виртуальностью, в которые элементами входят пористость, проницаемость, гидропроводность, размер пор межпоровых каналов и т.д.,

должны быть введены специальные коэффициенты, полученные экспериментально-расчетным путем.

Характер снижения проницаемости при фильтрации даже очень чистой жидкости показывает, что поровая часть пласта сама является идеальным фильтром, предназначенным природой для задержания частиц, присутствующих в движущейся жидкости. Любые фильтры, как известно, обладают определенной грязеемкостью, после чего их следует либо очищать, либо заменять. Призабойную зону пласта заменить нельзя. Однако частично её можно «заменить» с помощью гидроразрыва и других методов, открывая новые участки для фильтрации и питания новых трещин в новых комбинациях, но эти возможности ограничены. Очистка пористой среды пласта, как фильтра, задача не только трудоемкая, но не всегда эффективная. Естественно, что лучшим решением в этой области является очистка флюидов до технически достижимого и экономически обоснованного уровня на поверхности с тем, чтобы поддерживать чистоту фильтра возможно более длительное время со всеми вытекающими отсюда положительными последствиями.

## **8. Определение эффективной проницаемости пласта по коэффициенту продуктивности скважин**

При отсутствии или недостаточном количестве данных по кернам проницаемость пласта может быть определена по коэффициенту продуктивности скважин [3].

Коэффициентом продуктивности скважин называется отношение дебита скважины к перепаду давления в пласте или количество добываемой жидкости, приходящейся на перепад давления в 1 ат. течение суток.

Этот метод определения проницаемости пласта может быть успешно применен в тех случаях, когда индикаторная кривая, построенная по результатам исследований, дает однозначные результаты при определении

коэффициента продуктивности, т.е. когда между дебитом и перепадом давления в пласте существует прямо пропорциональная зависимость. В случаях, когда индикаторная кривая в прямоугольной системе координат изображается выпуклой кривой, коэффициент продуктивности скважин изменяется с изменением перепада давления в пласте, а следовательно, будет меняться и коэффициент проницаемости пласта. В первом случае коэффициент проницаемости пласта будет характеризовать эффективную проницаемость пласта в данной скважине независимо от работы пласта и скважины, а во втором случае - не только проницаемость пласта, но и его работу. Поэтому при нелинейной зависимости дебита скважины от давления найденный коэффициент проницаемости пласта в исследованной скважине будет справедлив только для того режима работы пласта и скважины, при котором производились определения коэффициента продуктивности, если, конечно, при этом коэффициент продуктивности во времени не меняется по различным причинам.

Дело в том, что при прочих равных условиях коэффициент продуктивности может меняться из-за постепенного разрушения пласта вблизи забоя скважины или из-за выпадения в нем парафина, солей и т.д. [25].

При линейной зависимости между дебитом и давлением коэффициент продуктивности  $\eta$  совершенной одиночной скважины, то есть когда пласт вскрыт полностью, определяется следующим выражением:

$$\eta = \frac{2\pi h K}{b\mu \ln \frac{R_k}{R_c}} \quad (28)$$

где  $h$  - толщина пласта;  $K$  - коэффициент проницаемости;  $\mu$  - абсолютная вязкость;  $b$  - объемный коэффициент нефти;  $R_k$  - расстояние от оси скважины до контура питания;  $R_c$  - действительный радиус скважины.

Как указывается в [3], если нефтяной пласт эксплуатируется несколькими скважинами, то определение коэффициента продуктивности должно осуществляться по формулам, учитывающим интерференции скважин, так как применение формулы 28 в этом случае может привести к существенным ошибкам, особенно при плотном расположении скважин. Это в равной степени относится и к несовершенным скважинам. Коэффициент проницаемости определяется из формулы 29.

$$K = \frac{\eta b \mu \ln \frac{R_k}{R_c}}{2\pi h} \quad (29)$$

На рис. 8.1 приведены кривые зависимости коэффициента совершенства  $\delta$  от степени вскрытия пласта  $n$  при различной толщине пласта: для  $h = 50R_c$ ;

$$h = 200R_c \text{ и } h = 400R_c \text{ и } R_k = 10^5 R_c.$$

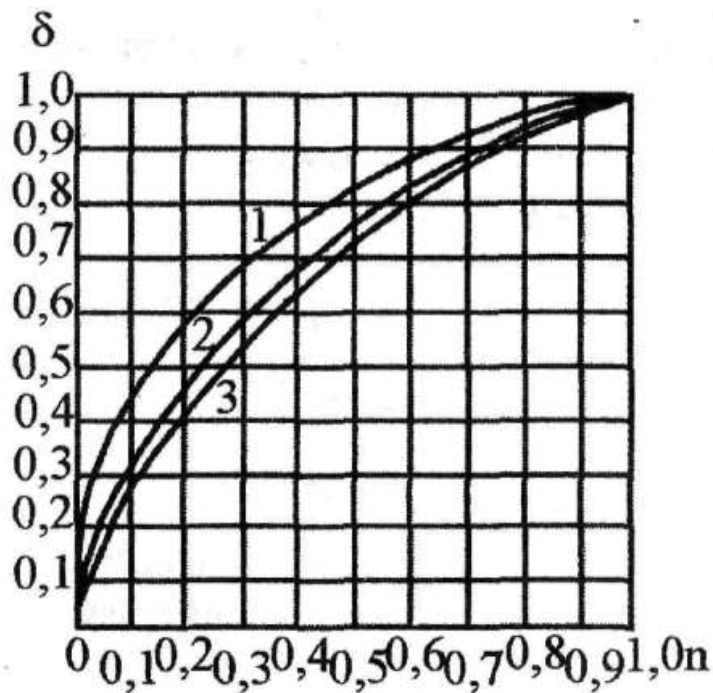


Рис. 8.1. Графики зависимости коэффициента совершенства вскрытия скважины от степени вскрытия пласта

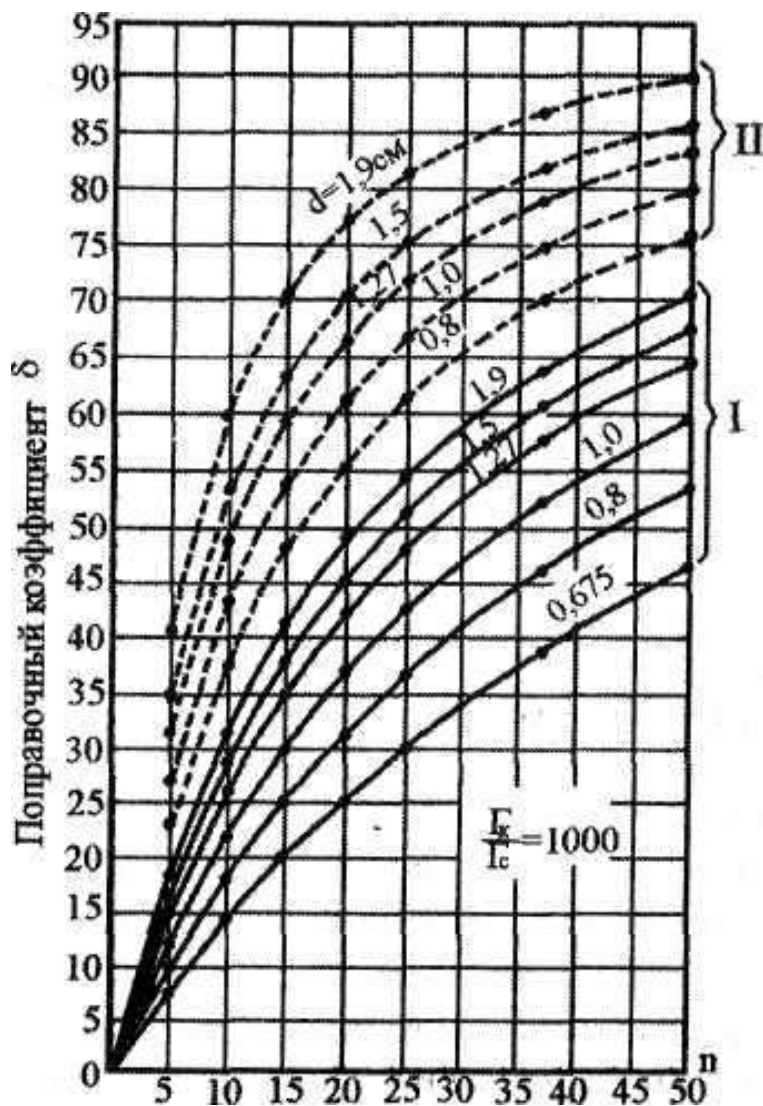
Зная степень вскрытия пласта  $n$ , по кривым рис. 8.1 можно найти значение  $\delta$ .

Коэффициент проницаемости пласта в гидродинамически несовершенных скважинах по характеру вскрытия, т.е. в скважинах с перфорированной эксплуатационной колонной, может быть определен, исходя из формулы В.И. Щурова:

$$K = \frac{\eta b \mu \left( \lg \frac{R_k}{R_c} + N \right)}{23,6h} \quad (30)$$

Коэффициент проницаемости может быть определен и по формуле 30, если вместо  $\delta$  подставить соответствующие значения его из рис. 8.2, на котором представлены кривые зависимости  $\delta$  от диаметра и числа перфораций на 1 п. м длины колонны для  $R_k/R_c = 1000$  и длины пулевых каналов.





I-графики В.И.  
Щурова;  
II- графики М.  
Маскета

Рис. 8.2. Влияние перфорации на приток жидкости в скважину

Определение коэффициента проницаемости пласта в гидродинамически несовершенной скважине по характеру вскрытия возможно по формулам 30 и 31 только в том случае, если затрубное пространство не содержит пустот, каверн и трещин. Так, для скважин, в которых наблюдается вынос песка, эти формулы неприменимы; даже формула 4.42 не всегда может быть применена, поскольку зачастую неизвестна величина действительного радиуса скважины.

При исследовании скважин методом прослеживания уровня проницаемость пласта в гидродинамически совершенной скважине может быть определена по формуле (4.47) [3,31]:

$$K = \frac{r^4 \ln \frac{R}{r} \ln \frac{P_1 - \rho S_0}{P_1 - \rho S_t}}{16h \left[ (S_t - S_0) + \frac{r^2 \rho t}{8\mu} - \frac{P_1}{\rho} \ln \frac{P_1 - \rho S_0}{P_1 - \rho S_t} \right]} \quad (31)$$

где  $r$  - радиус скважин в сантиметрах;  $R$  - радиус влияния в сантиметрах;  $P_1$  - пластовое давление в дн/см<sup>2</sup>;  $\rho$  - плотность жидкости в г/см<sup>3</sup>;  $S_0$  - высота столба жидкости в скважине в начальный момент подъема уровня в сантиметрах;  $S_t$  - высота столба жидкости в скважине по истечении времени  $t$  в сантиметрах;  $h$  - мощность пласта в сантиметрах;  $\mu$  - вязкость жидкости в пуазах;  $K$  - коэффициент проницаемости в см<sup>2</sup>;  $t$  - время подъема уровня от  $S_0$  до  $S_t$  в секундах.

Формула учитывает также потери напора при движении жидкости в колонне. При исследовании несовершенных скважин правую часть равенства этой формулы необходимо разделить на соответствующий коэффициент совершенства  $\delta$ .

## 9. Причины возникновения и формирования дисперсий в пластовых флюидах

Более 40 % месторождений мира эксплуатируются в режиме интенсивного движения ТВЧ в пористо-трещиноватых пластах, то есть настоящей фильтрации, сопровождаемой отделением от флюидов ТВЧ в межпоровых каналах и их коагуляцией. Часть ТВЧ проходит сквозь эти фильтры и выносится в призабойную зону добывающих скважин. Так, например, в продукции скважин Федоровского месторождения (Западная Сибирь) содержание ТВЧ в жидкости на их устье достигает 2000 мг/л, а Покамасовского и 3000 мг/л.

Основными источниками ТВЧ в пластовых флюидах являются [4-7,28, 29, 38-57]:

- незакрепленные частицы скелета пласта;
- несовместимость закачиваемых и пластовых вод и формирование ТВЧ в результате различных реакций;
- перегрузка и недостаточная очистка воды на водоочистных и водозаборных сооружениях;
- неоправданное применение, многообразие и передозировка химикатов при реализации технологических процессов;
- попадание кислорода в системы нефтегазосбора, ППД, а затем частично в пласты;
- заканчивание скважин бурением, кольматация пластов, сброс различного шлама в систему нефтегазосбора, а затем и в нагнетательные скважины;
- биологические процессы, формирующие ТВЧ;
- постфлокуляция тонкодисперсных ТВЧ и капель жидкости в процессе транспортирования жидкости к объектам закачки;
- порывы фильтрующих элементов на объектах очистки сточных вод;
- порывы водоводов и ремонтные работы на трубопроводах, пуск их в эксплуатацию без промывки;
- ремонты всех видов на скважинах и попадание загрязняющих элементов в оборудование и на забой скважин;
- естественная и техногенная коррозия промышленного оборудования всех видов, включая систему ППД;
- появление в потоке и на забое скважин продуктов ингибирования и их комплексов.

Основными элементами загрязнений, движущимися в пластах, являются собственные частицы, нефть, множественные микроэмульсии, глина, ил, песок, водоросли, накипь, коррозийные продукты, сульфиды, бактерии и их продукты; взвеси, появляющиеся в потоке в связи с несовместимостью вод; шламы, дисперсии

ремонтных работ на трубопроводах, спускоподъемных операциях, парафины, АСПО, шламы обработки призабойной зоны, остатки продуктов глушения и освоения скважин и т.д.

Отсюда следует, что в целом ТВЧ могут быть представлены двумя крупными группами:

- природные (пластовые, изначально содержащиеся в них) ТВЧ;
- техногенные (формируемые в результате влияния различных факторов в процессе разработки нефтяных месторождений).

В наиболее в общем виде эти группы кольматантов и их влияние на фильтрационные характеристики пласта рассмотрены в [58].

М. Маскетом и В.Н. Щелкачевым были предложены аналитические решения стационарных задач определения дебитов скважин при наличии в окрестности забоя зоны пониженной проницаемости. А Р. Поллардом была предложена модель и на основании анализа кривых восстановления давления выполнены расчеты фильтрационных сопротивлений (потерь давления) в трещиноватых коллекторах в результате образования зоны кольматации в окрестностях скважины [37].

Применение этих методик, а также более современных математических моделей позволяет определить наличие кольцевых зон пониженной или более высокой проницаемости в окрестности скважин и выполнять расчеты изменения их потенциальной продуктивности [58].

Автор [58] отмечает, что при наличии зоны пониженной проницаемости окрестности скважины происходит многократное снижение ее продуктивности. В этих условиях осуществление кислотных обработок и других методов воздействия на призабойную зону, которые проектировались с учетом глубины повреждения пласта, приводят к увеличению продуктивности скважин. В частности, увеличение дебитов скважин в 2 раза и более характерно при "подключении" в работу закольматированных интервалов пласта, при наличии непроницаемых перемычек в продуктивном разрезе. Вместе с тем отмечается [58], что при неправильном расчете объема кислотного состава, не

обеспечивающего необходимой глубины обработки, значительное увеличение продуктивности закольматированной скважины оказывается весьма проблематичным. А при отсутствии зоны пониженной проницаемости или закольматированных интервалов прироста дебита скважины составляют очень малые величины. В таких случаях затраты на осуществление интенсифицирующих обработок скважин просто не окупаются.

Выделяются [58] такие факторы неоднородности, как низкие показатели степени и характера вскрытия пласта, и рассматривает следующие варианты фильтрационной неоднородности:

- пласт не нарушен со стороны скважины, а проницаемость призабойной зоны равна проницаемости пласта;

- в окрестностях ствола скважины имеется зона ухудшенной проницаемости, характеризуемая положительным скин-эффектом;

- ближайшая зона от ствола скважины характеризуется отрицательным скин-эффектом;

- наличие двух зон измененной проницаемости в окрестности скважины, одна из которых характеризуется более высокой, а вторая - более низкой проницаемостью;

- отдельные интервалы призабойной зоны полностью закольматированы.

Все эти виды фильтрационной неоднородности, кроме одной, включая несовершенство по степени и характеру вскрытия, создают дополнительные фильтрационные сопротивления и, следовательно, снижают продуктивность скважин.

Также выделяются следующие виды причин и факторы снижения продуктивности скважин в низкопроницаемых пластах [58]:

Кольматация пласта фильтратом и твердой фазой буровых и цементных растворов. Установлено [58], что глубина проникновения твердой фазы буровых и цементных растворов составляет несколько сантиметров. По данным других авторов - намного больше, то есть более одного метра [58]. Низкая проницаемость и малый диаметр поровых каналов препятствуют глубокому

проникновению твердой фазы растворов, поэтому кольматация продуктивного пласта твердой фазой растворов (по мнению автора [58]) не может рассматриваться как значимый фактор снижения продуктивности скважин.

В то же время глубина проникновения фильтрата в гидрофильных пластах с высокой остаточной водонасыщенностью может быть весьма значительной. При перфорации пласта происходит вскрытие на глубину, значительно превышающую глубину проникновения твердой фазы растворов, но, не всегда обеспечивается вскрытие зоны, блокированной фильтратом буровых и цементных растворов.

Снижение продуктивности пласта при глушении скважин и при кислотных обработках. В этих случаях, так же как и при попадании в пласт фильтрата в процессе первичного вскрытия и цементирования, происходит формирование зоны высокой водонасыщенности, которая является одним из основных факторов снижения продуктивности скважин в низкопроницаемых коллекторах.

В [58] правильно отмечается, что многочисленные работы по физическому моделированию и гидродинамическим исследованиям свидетельствуют о сильном снижении фильтрационных свойств низкопроницаемых коллекторов со сложной геометрией порового пространства при первичном вскрытии, глушении, а также во многих случаях при осуществлении кислотных обработок нефтяных скважин. При этом основным фактором снижения продуктивности является формирование устойчивой зоны проникновения в пласт водных растворов, приводящей к снижению фазовой проницаемости и притока нефти к забоям скважин. Например отмечается что, по данным гидродинамических исследований, в процессе эксплуатации скважин пластов нижнемеловых и юрских отложений (АВ, БВ, ЮВ) месторождений Сургутского и Нижневартовского сводов проницаемость призабойной зоны добывающих скважин снижается в 1,6-22 раза по сравнению с удаленной зоной пласта. Число скважин с пониженной проницаемостью призабойной зоны по различным месторождениям может достигать 60 %. Процесс восстановления

проницаемости пласта после бурения может затягиваться на очень длительный период.

Из данных А.Ш. Янтурина, В.И. Некрасова, М.Г. Вятчинова и др. следует, что для полимиктовых коллекторов месторождений Западной Сибири проникновение в пласт фильтрата глинистого или полимерного растворов приводит к существенному снижению проницаемости и необходимости создания значительных депрессий при декольматации. На рисунке 9.1 приведены зависимости необходимых депрессий для очистки пласта от проницаемости коллектора и глубины повреждения пласта полимерным или фильтратом глинистого раствора, из которых следует, что для деблокирования призабойной зоны при проникновении инфильтрата растворов на глубину 1 метр и эффективного освоения скважины с проницаемостью  $0,05 \text{ мкм}^2$  необходимо создать дополнительную депрессию на пласт от 2,5 до 6,5 МПа, а при проницаемости пласта  $0,02 \text{ мкм}^2$  - от 3,7 до 7,7 МПа.

При проникновении инфильтрата на глубину 2 метра для эффективной очистки и освоения скважин с проницаемостью пласта  $0,05 \text{ мкм}^2$  необходимо создать депрессию от 12 до 25 МПа и более, а с уменьшением проницаемости до  $0,02 \text{ мкм}^2$  еще в большей степени.

Значительное влияние глушения на снижение продуктивности скважин, вскрывших низкопроницаемые пласты, было установлено при анализе межремонтного периода эксплуатации скважин юрской залежи Покамасовского месторождения А.Н Дроздовым. После выполнения ремонтов с глушением скважины водными растворами хлористого кальция происходило стремительное падение наработок УЭЦН до 720 сут., 141 сут. и даже 56 суток. После глушения при выводе на режим скважин юрской залежи Покамасовского месторождения происходили срывы подачи, уменьшилась наработка, а многие скважины не успевали восстанавливать продуктивность до последующего выхода ЭЦН из строя.

Во многих случаях проведение кислотных обработок также приводит к снижению проницаемости в окрестности скважины и потере продуктивности в низкопроницаемых пластах со сложной геометрией порового пространства.



Рис. 9.1. Зависимость необходимой депрессии на пласт для декольматации призабойной зоны от типа бурового раствора и проницаемости пластов [58]

I, II, III - глубина проникновения фильтра — 1, 2, 3 М.

1, 2- вскрытие бурением с применением соответственно глинистого (Вязкость инфильтрата  $\mu = 1,7 \cdot 10^{-3}$  Па\*с) и полимерного ( $\mu = 3,6 \cdot 10^{-3}$  Па\*с) растворов.

Специалистами БелНИПИнефть были выполнены статистические и промысловые исследования по оценке снижения продуктивности скважин при выполнении солянокислотных обработок в низкопроницаемых карбонатных коллекторах месторождений Республики Беларусь. В исследовании приведены данные технологической эффективности солянокислотных обработок низкопродуктивных скважин ряда нефтяных месторождений Республики Беларусь с низкими дебитами нефти. Рассматриваемые скважины



эксплуатировались в залежах или отдельных участках залежей с низкопроницаемыми коллекторами, являлись безводными или мало обводненными.[61]

Однако среди неэффективных обработок отмечалось значительное количество (32 % от общего числа СКО) с уменьшенным дебитом нефти после солянокислотной обработки. Средняя кратность снижения дебита нефти после обработок составила 2,2 раза.

Снижение проницаемости может быть вызвано, в первую очередь, формированием после кислотных обработок водной блокады, выпадением в осадок солей железа и другими факторами. Для оценки характера блокирования пласта продуктами реакции кислотных растворов в условиях низко проницаемых коллекторов авторами [61] были осуществлены исследования с применением индикаторных методов контроля выноса из пласта химических реагентов на низкопроницаемых скважинах 74 и 77 Мармовичского месторождения ПО "Беларусьнефть". Для этого использовался водорастворимый индикатор, совместимый с соляной кислотой.

После пуска скважины в эксплуатацию механизированным способом осуществлялся отбор устьевых проб жидкости, в которых определяли содержание индикатора, водной фазы (выносимые из пласта продукта реакции были представлены раствором хлористого кальция и магния), а также не прореагировавшая кислота. На рисунке приведен характер выноса пласта продуктов реакции после проведения солянокислотной обработки скважины 77, а в таблице приведены геолого-физические данные по скважинам 74 и 77 и результаты исследований. Из рисунка 9.2 и таблицы 9.3 следует, что продукты реакции кислоты с породой выносились из скважины в течение 12 суток. При этом общее количество вынесенного индикатора, а значит и продуктов реакции, составило 49,5 %. По скважине 74 объем выноса из пласта продуктов реакции составил только 25,8 %. Скважины 74 и 77 вышли на безводный период

эксплуатации, но при этом большая часть прореагировавшей кислоты не была вынесена из пласта даже при депрессиях до 6 МПа [215,217].

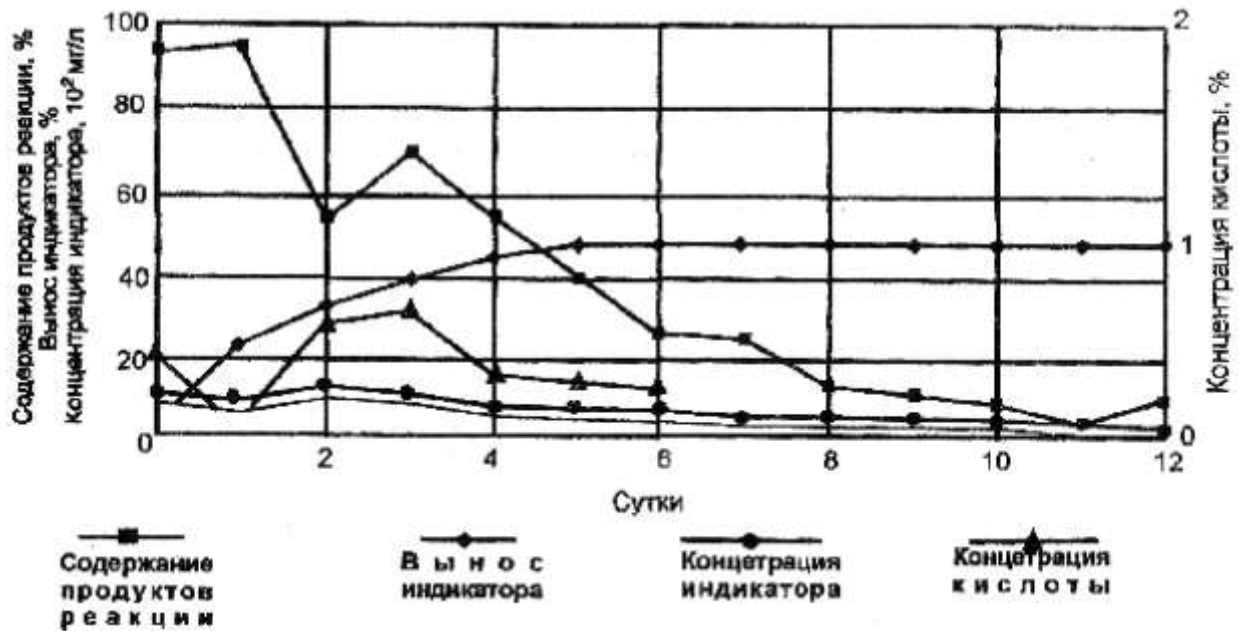


Рис. 9.2. Вынос из пласта продуктов реакции после солянокислотной обработки скважины 77 Мармовичского месторождения (03.1989 г.)

Таблица 9.3

Результаты индикаторных исследований выноса из пласта продуктов реакции после солянокислотных обработок скважин Мармовичского месторождения

Показатели	Скв. 74	Скв. 77
Горизонт	D <sub>3</sub> <sup>2</sup> zd	D <sub>3</sub> <sup>2</sup> zd
Минералогический состав	доломиты	доломиты
Тип коллектора	поровый	поровый
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	8	8
Дебит нефти после кислотной обработки, т/сут	2,4	2,0
К прод., м <sup>3</sup> /сут*МПа	0,26	0,23
Обводненность, %	0	0
Дата исследований	02-03.1989	03.1989
Пластовое давление, МПа	24,6	19,6
Объем закачки 12 % соляной кислоты, м <sup>3</sup>	15	8
Концентрация индикатора в кислотном растворе, г/л	8,0	4,2
Количество вынесенного индикатора и продуктов реакции, %	49,5	25,8
Объем растворенной породы, м <sup>3</sup>	0,84	0,46

Считают, что механизм водного блокирования низкопроницаемого коллектора связан со сложной геометрией порового пространства и соотношением капиллярных и гидродинамических сил.

Известно, что в процессе глушения скважин и закачки растворов интенсифицирующих реагентов при большой репрессии на пласт, значительно превышающей пластовое давление, под действием гидродинамических сил

происходит глубокое проникновение в пласт водных растворов. При проведении кислотных обработок закачка в слоты происходит при репрессиях на пласт, превышающих 50 % от величины пластового давления. В последующем, в результате капиллярной пропитки, происходит частичное вытеснение нефти водой из пор меньших размеров и ее замещение водной фазой. В гидрофильных коллекторах породах со смешанным характером смачивания под действием капиллярных сил происходит глубокая пропитка и формирование устойчивой водной блокады, снижающей продуктивность добывающих скважин. Применяемые в промышленной практике для интенсификации притока традиционные соляно- и глинокислотные растворы, а также жидкости глушения на водной основе имеют высокие значения межфазного поверхностного натяжения на границе с нефтями, превышающие 18-30 мН\*м.

При освоении скважин с меньшей депрессией на пласт, чем репрессия при проведении кислотных обработок, происходит лишь частичная очистка и восстановление проницаемости призабойной зоны.

Повреждение пласта соединениями железа является одним из основных факторов снижения проницаемости призабойной зоны при кислотных обработках. В таблице этот фактор повреждения пласта оценивается как существенно значимый. При нейтрализации кислоты в поровом пространстве до остаточной кислотности с  $\text{pH} = 3,5$  происходит гидролиз хлорного железа с образованием объемного осадка гидрата окиси железа или основных его солей.

Образование солей железа может происходить вследствие растворения кислотой железистых минералов породы продуктивного пласта, например такого минерала, как пирит. Петрофизическими исследованиями ООО "КогалымНИПИнефть" установлено, что содержание пирита в породах-коллекторах юрских залежей составляет от 0,1 до 5 % и более.

Еще одна причина образования нерастворимых солей с последующей коагуляцией порового пространства связана с попаданием в пласт железа

вместе с кислотными растворами. Специалистами по интенсификации притока к забоям скважин предъявляются серьезные требования к предельному содержанию железа в кислотном растворе, а также к методам его снижения при закачке кислоты в пласт. Техническими требованиями на соляную кислоту, установленными старым ГОСТом 857-78, предусматривается максимальная концентрация железа в технической кислоте 0,015 %. Зарубежными компаниями устанавливаются более жесткие требования к содержанию железа в кислотных растворах, концентрация которого не должна превышать десятков миллиграммов на литр. На практике при транспортировании и хранении кислоты концентрация железа многократно увеличивается, что приводит к повреждению пласта таким кислотным раствором.

Еще большее насыщение кислотного состава железом происходит при закачке кислоты по трубам от устья до интервала перфорации. Промысловыми исследованиями, проведенными автором [58] на ряде добывающих скважин, в процессе кислотных обработок установлено значительное превышение предельно допустимых концентраций железа при прокачке растворов соляной кислоты по насосно-компрессорным трубам и по колонне в интервале перфорации. В таблице 9.4 приведены геолого-технические данные по скважине 54 Осташковичского месторождения, сведения о технологии проведения солянокислотной ванны, а также результаты гидрохимических и индикаторных исследований. В результате исследований было установлено, что при прокачке солянокислотного раствора происходит полное растворение окалины на лифтовых трубах, в результате чего концентрация железа в кислотном растворе увеличилась до 48-628 мг/л, т.е. во много раз больше допустимой концентрации.

Из рисунка 9.3 видно, что полное растворение окалины достигается уже первым кубическим метром кислотного раствора.

Таблица 9.4

Результаты гидрохимических и индикаторных исследований продуктов реакции соляно - кислотного раствора после проведения динамической кислотной ванны по скважине 54 Осташковичского месторождения

Наименование	Показатели
Гео оло-технические данные по скважине:	
количество нефти, $Q_n$ , т/сут	1,0
обводненность, %	безводная
коэффициент $K_{прд}$ , $m^3/сут*МПа$	0,72
давление пластовое, $P_{пл}$ , МПа	16,0
Результаты:	
объем 22 % $HCl$ , $m^3$	5,7
концентрация индикатора, г/л	4,3
продолжительность обработок, час	4,5
концентрация железа, мг/л	5 - 628 средн. 230
количество железа в кислотном растворе, г:	
в обработанном растворе на устье	370
Всего	>800



Рис. 9.3. Анализ продуктов реакции солянокислотного состава после проведения динамической кислотной ванны по скважине 54 Осташковичского месторождения (04.1989 г.) [61]

Общее количество растворенного железа в кислотном растворе, вынесенном из пласта а поверхность, составило 370 граммов, а с учетом частичного поглощения кислоты в пласт, объем которой определялся по данным количества извлеченного с продуктами реакции индикатора, составило более 800 граммов. Аналогичные результаты были получены и на других скважинах.

В работе [62] приведены результаты исследований по оценке степени повреждения карбонатных кернов нейтрализации солянокислотным раствором, содержащим соли железа и ингибитор коррозии типа уникол ПБ-5. В таблице 9.5 приведены результаты этих исследований. Снижение проницаемости пласта при закачке кислотного состава, содержащего 0,25 % железа, при этом имело место более чем в 20 раз. После обратной промывки проницаемость карбонатных образцов восстановлена не была. При введении в состав уксусной кислоты осуществляется связывание соединений железа, что существенно снижает кольматирующую способность нейтрализованного кислотного

раствора. Из-за ограниченной термостабильности уксусной кислоты (до 60° С) Ее применение в горячих юрских пластах оказывается неэффективным.

Таблица 9.5

Влияние солей железа и уксусной кислоты в солянокислотном растворе на проницаемость карбонатных пород

Массовый состав модельного раствора, %	Проницаемость образца $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>			к1/ к3
	До фильтрации раствора (к1)	После фильтрации раствора (к2)	После обратной промывки (к3)	
CaCl <sub>2</sub> - 12,0; HCl - 0,5; ПБ-5 - 0,3	280	50	99	2,83
CaCl <sub>2</sub> - 12,0; HCl- 0,5; ПБ-5 - 0,3	164	29	65	2,52
CaCl <sub>2</sub> - 12,0; HCl-0,5; Fe-0.25; ПБ-5- 0,3	83	3	4	20,8
CaCl <sub>2</sub> - 12,0; HCl- 0,5; Fe -0.25; ПБ-5- 0,3	64	2	3	21,3
CaCl <sub>2</sub> - 12,0; HCl - 0,5; Fe -0.25; ПБ - 5 - 0,3; уксусная кислота - 1,5	195	102	181	1,08

К технологическим приемам, минимизирующим кольматацию пласта соединениями железа при обработке добывающих скважин относится предварительное протравливание лифта солянокислотным раствором пониженной концентрации с обязательным удалением из скважины продуктов реакции. Эту операцию, наверное, следует в обязательном порядке включать в регламенты на проведение кислотных обработок. Предварительное



протравливание НКТ является обязательным элементом технологии кислотного воздействия, выполняемого зарубежными компаниями. Исследования по скважине 54 Осташковичского месторождения показали, что операция позволит практически полностью предотвратить попадание железа в пласт при закачке кислоты по трубам в процессе кислотных обработок.

Образование гелеобразных осадков при кислотных обработках добывающих скважин в глиносодержащих пластах является одним из наиболее существенных факторов снижения проницаемости призабойной зоны. Так, в составе юрских коллекторов содержится до 25 % различных глинистых минералов, из которых преобладает коалинит (до 70% от общего количества глин), а также присутствуют гидрослюдистые, хлоритовые и смешаннослойные глинистые составляющие. Реакция фтористоводородной кислоты, входящей в состав глинокислотных растворов с глинами, полевым шпатом и другими минералами, приводит к вторичным образованиям, которые при снижении кислотности образуют гелеобразные осадки. Для предотвращения вторичных образований при взаимодействии глинокислоты с глинистыми песчаниками в последние годы обычно рекомендуют снижение концентрации соляной кислоты до 6-8 %, а плавиковой до 0,5-1 %.

Образование эмульсий при проведении кислотных обработок и глушении скважин, наряду с осадкообразующими процессами, в определенных условиях сопровождается блокированием каналов и снижением проницаемости призабойной зоны. Однако этот фактор может иметь подчиненное значение в высокотемпературных пластах, содержащих легкие нефти с небольшим количеством природных эмульгаторов - смол и асфальтенов.

Миграция тонких частиц. К ним обычно относятся коалиновые глины и другие слабо набухающие мельчайшие частицы. По мнению многих исследователей, они являются существенным фактором кольматации низкопроницаемых полимиктовых песчаников. Опасность кольматации поровой среды тонкодисперсными частицами возникает при неполном их

растворении кислотами. При отделении от стенок пор нерастворенных частиц колинита в процессе дренирования скважины и перемещения их в поровой среде к забою скважины происходит их защемление в узких межпоровых каналах и частичная или полная кольтатация пласта. Пока проблема предотвращения кольтатации пласта мигрирующими нерастворенными частицами не имеет кардинальных решений. Для сведения к минимуму такой возможности специалистами компании «Шелл» был предложен вариант снижения интенсивности закачки кислотных растворов для предупреждения отрыва тонких частиц с поверхности пор. Другой способ предотвращения миграции тонких частиц включает использование систем, не содержащих плавиковую кислоту изначально, но образующих ее в пласте при реагировании закачиваемых компонентов. Это обеспечивает большую продолжительность реакции и глубину проникновения активной кислоты для максимального растворения тонких частиц. Эффективными являются методы тонкой очистки от механических примесей флюидов, закачиваемых в пласт для поддержания пластового давления и вытеснения.

Влияние набухание глин также относится к одному из основных факторов снижения проницаемости призабойной зоны пласта, считает автор [58]. Наличие в пласте смешаннослойных набухающих глин приводит при глушении скважин и кислотных обработках к значительным повреждениям пласта слабоминерализованными растворами. Влияние этого фактора на продуктивность скважин может быть весьма значительным и требует количественной оценки по данным исследований на естественных кернах.

Влияние отложение парафинов, смол и асфальтенов. При эксплуатации и ремонте скважин этот фактор снижения проницаемости призабойной зоны в низкотемпературных пластах с высоким содержанием АСПО является одним из определяющих. Эти явления приводят к очень существенному снижению проницаемости призабойной зоны скважин ряда месторождений. В таких условиях для восстановления продуктивности добывающих скважин

эффективно применять различные физико-химические методы, основанные на закачке углеводородных растворителей с последующей кислотной обработкой, а также комбинированные тепловые и физико-химические методы. Для условий высокотемпературных пластов этот фактор может иметь подчиненное либо вообще существенное значение.

Влияние солеотложение в призабойной зоне скважин, например, юрских пластов в результате смешения остаточной и закачиваемой пластовой воды является малозначимым фактором снижения проницаемости призабойной зоны и продуктивности добывающих скважин [58]. Однако в каждом отдельном случае необходимы гидрохимические исследования по определению возможного солеотложения при смешении остаточной и закачиваемой воды с технологическими жидкостями (растворы глушения и продукты реакции с породой кислотных растворов).

Блокирование или снижение притока нефти газовой фазой для скважин, например, юрских пластов не является значимым фактором снижения продуктивности скважин на начальной стадии разработки месторождений [58]. Однако для предупреждения выделения газовой фазы в призабойной зоне добывающих скважин необходимо учитывать повышенные газовые факторы и давления насыщения юрских нефтей газом при расчете режимов эксплуатации скважин и подборе насосного оборудования.

Влияние гидравлического разрыва пласта на снижение продуктивности в процессе эксплуатации скважин. Отдельным вопросом является внедрение методов интенсификации притока в скважинах, подвергнутых ранее гидравлическому разрыву пласта, в которых произошло снижение продуктивности в процессе эксплуатации. Промысловый опыт показывает, что восстановление проницаемости трещин повторное увеличение продуктивности скважин может быть достигнуто путем внедрения эффективных методов обработки призабойной зоны различными химическими композициями. В работе [62], показано что, механизм снижения продуктивности обычных скважин и скважин с ГРП достаточно близок. Поэтому следует ожидать

высокой эффективности применения технологий кислотных и других химических обработок при восстановлении проницаемости трещин.

## Литература:

1. Патрашев А. И. Напорное движение грунтового потока, насыщенного мелкими песчаными и глинистыми частицами // Изв. НИИГ. - 1935. - № 15-16.
2. Тронов В.П., Тронов А.В. Очистка вод различных типов для использования в системе ППД. - Казань: ФЭН, 2001. - 560 с.
3. Котяхов Ф.И. Основы физики нефтяного пласта. - М.: Гостоптехиздат, 1956. - 363 с.
4. Звягин Г.А., Южанинов П.М., Дзюбенко А.И. Исследование источников загрязнения и технологии обработок нагнетательных скважин // Нефтепромысловое дело. - М.: ВНИИОЭНГ, 1982. - № 11.
5. Тарко Я.Б., Абдуллин Ф.С., Батырбаев М.Д. О влиянии взвешенных веществ в нагнетаемой воде на приемистость скважин месторождения Узень // Нефтепромысловое дело. - М.: ВНИИОЭНГ, 1983. - № 4.
6. Исследование и разработка современных требований к системе ППД на основе высоких технологий на вновь вводимых и реконструируемых объектах // Отчет по договору № 99.1481.00. - Бугульма: ТатНИПИнефть, 1999.
7. Исследование и разработка современных требований к системе ППД на основе высоких технологий на вновь вводимых и реконструируемых объектах // Отчет по договору № 99.1481.00. ТатНИПИнефти. - Бугульма, 2000.
8. Антонов Г.П., Зайцев В.И. Оценка послойной неоднородности пласта по результатам индикаторных исследований // Сб. научных трудов. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Татарстана. - Бугульма, 2000. - С. 137-141.
9. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков В.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. - М.: Недра, 1986. - 157 с.
10. Дубшчук В.Т., Поляков В.А., Корниенко Н.Д. и др. Ядерно-геофизические методы в гидрогеологии и инженерной геологии. - М.: Недра, 1988. - 223 с.
11. Мурадян А.В., Хозяинов М.С. Интерпретация данных индикаторного метода для оценки фильтрационных параметров нефтяного пласта // Геология нефти и газа. - 1987.-№ 9. - С. 54-57.
12. Антонов Г.Л., Зайцев В.П. Применение тритиевого индикатора для контроля за воздействием на пласт // Э.И. Сер. Нефтепромысловое дело. - 1987, вып. 8.-С. 1-4.
13. Антонов Г.Л., Шалин П.А., Хворонова Т.Н., Стриженок А.А., Файзуллин И.А. Первый опыт использования флуоресцеина для исследования коллекторских свойств пластов в условиях Ромашкинского месторождения // Сб. научн. тр. «Научный потенциал нефтяной отрасли Татарстана на пороге XXI века», - Бугульма: ТатНИПИнефть, 2000.-С. 55-61.
14. Антонов Г.Л., Шалин П.А., Хисамов Р.С., Ахметов Н.З., Файзуллин И.Н. Уточнение геологического строения горизонта Д1 Абдрахмановской площади по результатам индикаторных исследований // Нефтяное хозяйство. - 2002. - № 1. - С. 31-33.
15. Зайцев В.И., Шалин П.А. Определение скорости продвижения закачиваемой воды в процессе заводнения эксплуатационных объектов НГДУ «Заинск-нефть» и «Иркеннефть» путем закачки индикатора // Отчет ТатНИПИнефти № А9. 2-76/98. - Бугульма, 2000.
16. Антонов Г.Л., Зайцев В.И. Применение тритиевого индикатора для контроля за воздействием на пласт. Э.И. Сер. НПД, вып. 8. - М., 1987. - С. 1-14.
17. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б. и др. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. - М.: Недра, 1986. - 157 с.

18. Филиппов В.П. Применение индикаторного метода по радону для изучения нефтенасыщенных пористых сред. - М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2003. - 272 с.
19. Шурадян А.В., Хозяинов М.С. Интерпретация данных индикаторного метода для оценки фильтрационных параметров нефтяного пласта // Геология нефти и газа. - 1987.-№ 9. - С. 54-57.
20. Зайцев В.И., Антонов Г.Л. О высоких скоростях движения меченой жидкости. Э.И.ВНИИОЭНГ, Сер. НПД. вып. 1. - М, 1986.
21. (Felsenthal M. How to diagnose a thief zone - Р.Т. 1973. V. 25. - № 7. - Р. 839.
22. Кузьмин Ю.А., Хозяинов М.С. Изучение особенностей фильтрации нагнетаемой воды в юрских отложениях Сибири с помощью тритиевого индикатора
23. Аширов КБ. Результаты закачки флуоресцеина в продуктивные пласты Яблоневского месторождения. Тр. ин-та Гипровостокнефть, вып. IX. - М.: Недра, 1965.
24. Выжигин Г.Б., Ханин И.И. Распространение трещиноватых зон и влияние их на условия разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. - 1973. - № 2.
25. Аширов КБ., Громович В.А. Результаты закачки флуоресцеина в продуктивный пласт Яблоневского месторождения // Сб. рудов Гипровостокнефти. - М.: Недра, 1965. - С. 46-57.
26. Васильева Н.А., Соколовский Э.В., Майдеб р В.Н. Результаты исследований движения по пласту нагнетаемой воды при помощи радиоактивного изотопа водорода трития // Тр. ВНИИ, вып. XXIX. - М: Гостоптехиздат, 1960.
27. Майдебор В.Н. К вопросу нагнетания радиоактивной жидкости в нефтеносные пласты // Тр. ГрозНИИ, вып. III, 1958.
  
28. Рябоконт С.А., Мартынов Б.А. и др. Универсальная технологическая жидкость глушения при ремонте и закачивании скважин // НХ. - 2004.-№5.-С. 62-64.
29. Миронов Е.А. Закачка сточных вод нефтяных месторождений в продуктивные и поглощающие горизонты. - М.: Недра, 1976.
  
30. Хисамов Р.С., Газизов А.А., Газизов А.Ш. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием. - М.: ОАО «ВНИОЭНГ», 2003.
31. Хютте Справочник, т. 1
32. Ибрагимов СВ. и др. Разработка нефтяных месторождений. - М.: АЕ Р т. II, 1994.
33. Муравленко СВ. и др. Разработка нефтяных месторождений. - М.: АЕНР т. III, 1994.
34. Бурение и эксплуатация нефтяных скважин // Труды Гипротюменнефтегаз., вып. 4. -Тюмень, 1970.
35. Хисамутдинов Н.И. и др. Разработка нефтяных месторождений. - М.: АЕНР, т. I, 1994.
36. Тронов В.П., Ширеев А.И., Мельников Г.М. и др. О механизме парафинизации порового пространства пласта // Нефтяное хозяйство. - 1970. - № 8.
37. Справочная книга по добыче нефти / Под ред. д.т.н. Гиматудинова Ш.К. - М.: Недра, 1974.
38. Тронов ВЛ. и др. Расслоение потока на нефть, газ и воду в концевых участках трубопроводов // Нефтяное хозяйство. - 1980. - № 1.
39. Лутошкин ГС. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. -М: Недра, 1979.

40. Минеева Н.У., Кисарев Е.Л., Гунбина Л.А.: Выбор методов подготовки поверхностных вод для закачки в нефтяные пласты Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. - 1982. - № 3.
41. Еронин В.А., Кривоносое И.В., Ли А.Д. и др. Поддержание пластового давления на нефтяных месторождениях. - М.: Недра, 1973.
42. Апельцин Э.И. Подготовка воды для заводнения нефтяных пластов. - М.: Гостоптехиздат, 1960.
43. Тронов В.П., Риянов А.М., Смирнов В.И. и др. Исследование причин загрязнения сточных вод при подготовке нефти // Труды ТатНИПИнефти, вып. XXXIII. - Бугульма, 1975.
44. Полинская Р.Е. Дозорцев Р.Н. Характеристика процесса взаимодействия вод и образование осадков // Нефтепромысловое дело. - 1978. - № 3.
45. Абалиев Р.Г., Рунец С.А. Объективная оценка загрязнений в нефтепромысловых сточных водах // Нефтепромысловое дело. - 1984. - № 3.
46. Редькин И.И. Вопросы о прогнозе нормировании качества сточных вод для заводнения // Труды Гипровостокнефти, вып. 36, 1975.
47. Редькин И.И. и др. Прогнозы определения качества сточных вод для заводнения месторождений Оренбургской области // Нефтепромысловое дело. - 1982. - 2.
48. Ли А.Д., Перевалов В.Т., Тронов В.П. и др. Вода для заводнения нефтяных пластов // Требования к качеству воды. ОСТ-39. - М.: МНП, 1989.
49. Вагнер М.А., Шабелянский А.Г., Цармков В.И. Нормирование качества воды, закачиваемой в продуктивные пласты // Нефтяное хозяйство. - 1989. - № 9.
50. Методика исследований условий образования примесей и оценка их влияния на эффективность утилизации нефтепромысловых сточных вод в системе ППД. РД. 39-5-1025-84. -Уфа: ВНИИСПТ ефть, 1984.
51. Тронов В.П., Смирнов В.И., Ли А.Д. и др. Коррозия промышленных нефтепроводов//Труды ТатНИПИнефти, вып. XXXIII. -Бугульма, 1975.
52. Тронов В.П., Смирнов В.И., Ли А.Д. и др. Влияние деэмульгаторов на коррозионную активность сточных вод // Коррозия и защита в нефтепромысловой промышленности. - М.: ВНИИОЭНГ, 1972. - № 11.
53. Позднышев Г.Л., Ручкина Р.М., Мансуров Р.И. и др. О контроле содержания мехпримесей в системе подготовки нефти // Нефтепромысловое дело. - 1980. - № 6.
54. Инструкция и расчет качества вод, закачиваемых в пласт. НТЦ «ЭКОТЕХ», ТатНИПИнефть. - Бугульма, 1999.
55. Совершенствование технологии и повышение глубины очистки сточных вод на объектах ОАО «Татнефть» // Отчет по договору 99.1475.00. ТатНИПИ нефть. - Бугульма, 2000.
56. Тронов В.П., Фаттахов Р.Б. Состояние подготовки нефтепромысловых сточных вод в АО Татнефть // Международная конференция Форос - 2000. 26 - 30.9.2000. - Крым, 2000.
57. Тронов А.В., Тронов В.П., Бусарова О.В., Фаттахов Р.Б. Оценка экономической эффективности очистки и доочистки воды для закачки в продуктивные пласты // Отчет НТЦ «ЭКОТЕХ». - Бугульма, 2000.

58. Санников В.А. Влияние методов обработки призабойной зоны на кольметацию пористой среды и продуктивность скважин Западной Сибири // Интервал. 2003.-№ 5.- С. 4-18.

59. Патрашов А.Н. Гидротехнические сооружения. - М., 1963.

60. Шехтман Ю.М. Фильтрация малоцентрированных суспензий. - М.:1961.

61. Санников В.А., Макеев Г.А., Москалева Г.М. Анализ солянокислотных обработок в процессе освоения и эксплуатации скважин в низкопроницаемых карбонатных коллекторах // Прогрессивные технологии освоения месторождений Украины и Белоруссии. Тр. УкргипроНИИнефть, 1990. -С. 42-48.

62. Санников В.А. Влияние методов обработки призабойной зоны на кольметацию пористой среды и продуктивность скважин Западной Сибири // Интервал. 2003.-№ 5.- С. 4-18.

63. Упругий режим фильтрации и термодинамика пласта. М., Недра. 1972.