

Кольматация прискважинных зон при бурении в песчаных коллекторах

Представлена динамика кольматации при бурении скважин в песчаных коллекторах на месторождениях подземных вод и углеводородов. Проведена оценка динамики формирования зоны проникновения промывочной жидкости в пласт. Приведены результаты расчетов дальности проникновения фильтрата в пласт для водоносных и нефтегазовых скважин в зависимости от мощности продуктивного пласта при различных его проницаемостях. Указано, что дальность проникновения глинистых растворов в поровом пространстве влияет на выбор необходимого объема технологического раствора для разглинизации прискважинной зоны.

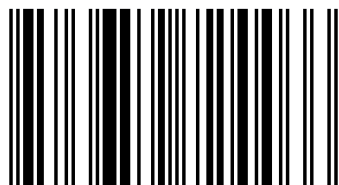


Веселков Сергей

Кольматация прискважинных зон при бурении в песчаных коллекторах

Монография

Веселков Сергей Николаевич: доктор экономических наук, профессор, председатель правления Всероссийской Ассоциации "АСБУР".



978-3-659-72446-6


Palmarium
academic publishing

Веселков Сергей

**Кольматация прискважинных зон при бурении в песчаных
коллекторах**

Веселков Сергей

**Кольматация прискважинных зон
при бурении в песчаных
коллекторах**

Монография

Palmarium Academic Publishing

Impressum / Выходные данные

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek: Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Alle in diesem Buch genannten Marken und Produktnamen unterliegen warenzeichen-, marken- oder patentrechtlichem Schutz bzw. sind Warenzeichen oder eingetragene Warenzeichen der jeweiligen Inhaber. Die Wiedergabe von Marken, Produktnamen, Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen u.s.w. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutzgesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.

Библиографическая информация, изданная Немецкой Национальной Библиотекой. Немецкая Национальная Библиотека включает данную публикацию в Немецкий Книжный Каталог; с подробными библиографическими данными можно ознакомиться в Интернете по адресу <http://dnb.d-nb.de>.

Любые названия марок и брендов, упомянутые в этой книге, принадлежат торговой марке, бренду или запатентованы и являются брендами соответствующих правообладателей. Использование названий брендов, названий товаров, торговых марок, описаний товаров, общих имён, и т.д. даже без точного упоминания в этой работе не является основанием того, что данные названия можно считать незарегистрированными под каким-либо брендом и не защищены законом о брендах и их можно использовать всем без ограничений.

Coverbild / Изображение на обложке предоставлено: www.ingimage.com

Verlag / Издатель:

Palmarium Academic Publishing

ist ein Imprint der / является торговой маркой

OmniScriptum Publishing Group

Contact: ICS Morebooks! Marketing SRL, 4, Industrialia street, 3100 Balti, Republic of Moldova / Молдова

Email / электронная почта: info@omniscryptum.com

Herstellung: siehe letzte Seite /

Напечатано: см. последнюю страницу

ISBN: 978-3-659-72446-6

Copyright © Веселков Сергей

Copyright © 2017 OmniScriptum Publishing Group

Alle Rechte vorbehalten. / Все права защищены. Saarbrücken 2017

Сергей Веселков

**Кольматация прискважинных зон при бурении в песчаных
коллекторах**

Содержание

1. Анализ кольтматационных процессов при сооружении скважин.....	3
2. Оценка размеров зон проникновения промывочной жидкости в водоносный продуктивный пласт.....	11
3. Оценка размеров зон проникновения промывочной жидкости в нефтегазовый продуктивный пласт.....	19
4. Выводы.....	27
Список литературы.....	28

1. Анализ коьматационных процессов при сооружении скважин

В процессе бурения скважин происходит поглощение промывочной жидкости, что и является причиной коьматации порового пространства прискважинной зоны коллоидно-дисперсными частицами, приводящей к снижению продуктивности скважин. Характер и интенсивность процесса коьматации горных пород прискважинной зоны определяются литологическими и петрологическими свойствами горных пород, минералогическим и химическим составом компонентов промывочной жидкости, их физико-химическими свойствами и технологическими особенностями процесса бурения (способ и режим бурения, тип долота, противодавление на пласт, создаваемое промывочной жидкостью в процессе его вскрытия), временем контакта породы с промывочной жидкостью, изменением свойств флюида в прискважинной зоне под влиянием охлаждения пласта при бурении и др.

Проникновение коьматирующих частиц в пласт в зависимости от физико-химических свойств промывочной жидкости и литолого-фацциального состава пород может происходить на различную глубину. Различной оказывается и степень коьматации пород в пределах разреза. Состав глинистых коьматирующих образований определяется, в основном, как составом собственно промывочной жидкости, так и составом образующегося при бурении естественного глинистого раствора. Обогащение промывочной жидкости коьматирующими частицами происходит не только при наличии в кровле продуктивных пластов толщи глин, но и при наличии в разрезе пласта глинистых пропластков различной мощности. В общем случае минералогический состав такого рода образований может быть представлен монтмориллонитовыми, гидрослюдистыми, каолинитовыми группами и их различными сочетаниями.

В соответствии с современными представлениями Д.Р. Грея и Н.Н. Михайлова о коьматации пласта при проникновении промывочных жидкостей составлена

следующая физическая модель накопления глинистых частиц в поровом пространстве [1,2]. При вскрытии продуктивных пластов наиболее крупные частицы задерживаются на стенке скважины, образуя глинистую корку. Мелкие же частицы проникают в пласт и задерживаются на поверхности пор коллектора в прискважинной зоне. Здесь глинистые частицы могут находиться в двух различных состояниях: в виде колюматирующей среды, необратимо изменяющей физические свойства коллектора, или в виде суспензии, свободно циркулирующей по внутри поровому пространству. По мере затухания фильтрации происходит переход глинистых частиц из суспензии в колюматирующую среду. В общем виде выделяют три зоны: фильтрационная корка, зона интенсивной колюматации и зона проникновения фильтрата жидкой фазы.

На рис.1 показаны зоны колюматации прискважинной зоны без глинистой корки.

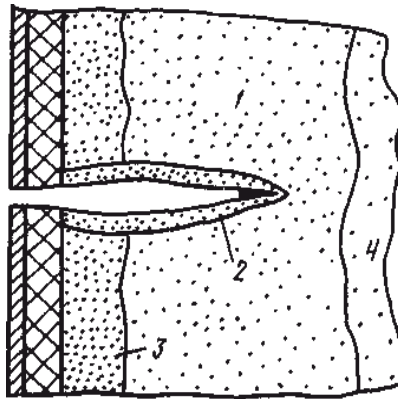
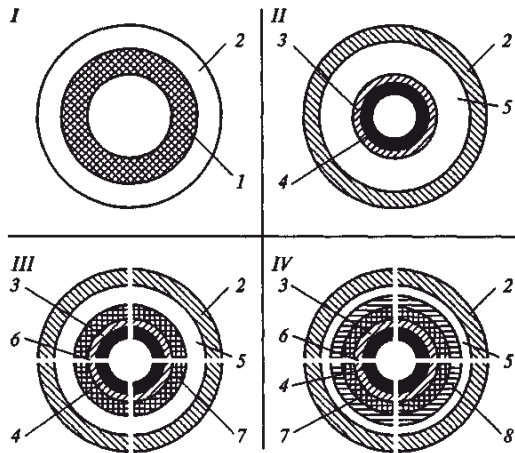


Рис.1 Схематическое изображение состояния прискважинной зоны
1-зона проникновения фильтрата бурового раствора; 2-зона колюматации при перфорации; 3- зона интенсивной колюматации твердой фазой бурового раствора.

На рис.2 показана динамика насыщения прискважинной зоны фильтратами растворов и жидкостями.



I-IV - фазы: *I* - первичного вскрытия, *II* - цементирования обсадной колонны, *III* - вторичного вскрытия (перфорация), *IV* - освоения; 1 - глинистая корка; 2 - фильтрат бурового раствора; 3 — обсадная колонна; 4 — цементное кольцо; 5 — фильтрат цементного раствора; 6 - перфорационное отверстие; 7 - жидкость глушения; 8 - жидкость освоения

В коагулирующей среде природа и характер взаимодействия между элементарными частицами и микроагрегатами глинистых минералов всецело определяются структурными связями, возникающими в образовавшемся глинистом осадке. Современные представления о формировании структурных связей в глинистом осадке основаны на том, что их формирование происходит под влиянием физических и химических процессов, приводящих к возникновению на контактах частиц сложных взаимодействий различной природы и энергии (магнитное, дипольное, капиллярное, молекулярное, ионно-электростатическое и химическое взаимодействия) [3, 4].

Между глинистыми частицами в геомагнитном поле возникает взаимодействие магнитного характера, приводящее к агрегации. Образование взаимодействия магнитного характера связано с наличием на поверхности глинистых частиц тонких ферромагнитных плёнок (магнетитового, маггематитового и гематитового состава) толщиной до 0,05-0,5 мкм. Такие плёнки обладают жестким магнитным диполем. Прочность единичного контакта у намагниченных образцов каолинита и монтмориллонита оценивается соответственно $1,57 \times 10^{-8}$ и $5,77 \times 10^{-8}$ Н.

Имеющиеся сейчас данные по ёмкости катионного и анионного обменов, а также электрокинетическим и структурно-механическим свойствами глинистых минералов позволяют считать, что на сколах их кристаллов образуются электростатические активные центры, плотность и знак которых зависят от реакции среды. В кислой и нейтральной средах сколы кристаллов глинистых минералов несут положительный поверхностный заряд, а их базальные поверхности — отрицательный. Наличие разноименных зарядов приводит к образованию между частицами в кислой и нейтральной средах дипольных взаимодействий. Расчёт такого взаимодействия, проведенный для каолинита, показывает, что образующийся при этом единичный контакт имеет прочность порядка 10^{-10} Н.

Молекулярные или ван-дер-ваальсовы силы благодаря своему дальнему действию оказывают решающее влияние на процессы коагуляции глинистых частиц при седиментогенезе, а также структурную связность глинистых образований. Результаты расчётов прочности индивидуального контакта показывают, что прочность молекулярного сцепления на единичном контакте у каолинита составляет $\approx 1,2 \times 10^{-8}$ Н, а у монтмориллонита $\approx 1,5 \times 10^{-8}$ Н.

Глинистые образования представляют собой трехфазные системы, что предопределяет наличие капиллярных менисков. Расчётами установлено, что максимальная величина капиллярных сил, приходящихся на один контакт, составляет для монтмориллонита, каолинита и гидрослюда соответственно 4×10^{-7} ; $4,8 \times 10^{-7}$ и $6,2 \times 10^{-7}$ Н.

Роль ионно-электростатических сил в структурных связях глин изучена менее всего. Они возникают за счёт электростатического притяжения отрицательно заряженных частиц и находящимися между ними катионами. Энергия ионно-электростатического взаимодействия между глинистыми частицами на малых расстояниях намного превышает энергию молекулярного притяжения.

Химические (валентные) силы – близкодействующие: они проявляются на небольших расстояниях (порядка 0,5-3,5 Амстронг) между атомами контактируемых поверхностей. Они характерны для сцементированных и уплотнённых глин. Образующиеся за счёт химических сил контакты имеют прочность от 10^{-7} до 10^{-3} Н. В последнем случае прочность контактов может быть соизмеримой с прочностью кристаллических решеток самих частичек алюмосиликатов.

В результате такого рода комплексов процессов в прискважинной зоне в глинистых колюматирующих образованиях возникают структуры с коагуляционными контактами, образующие агрегаты. Строение и свойства коагуляционных структур во многом определяется структурно-кристаллохимическими свойствами глинистых минералов, дисперсностью исходной системы и содержанием в ней органических и минеральных соединений, а также состоянием среды (давление, температура, pH, Eh) и др.[5].

Если фильтрационная корка удаляется при перфорации и освоении скважины, то размеры зоны интенсивной зоны колюматации определяют достаточный объем раствора для обработки скважины. Для оценки глубины проникновения глинистого раствора в гранулированный пласт предложены различные эмпирические зависимости, учитывающие фильтрационные свойства пород, репрессию на пласт и свойства промывочной жидкости. В соответствии с такого рода расчетами дальность проникновения фильтрата относительно невелика и изменяется от 40 до 210 мм.

Ниже представлены данные А.С. Сатаева по результатам экспериментальных исследований колюматации кернов песчаников глинистой суспензией [2].

Таблица

**Результаты экспериментальных исследований кольматации кернов песчаников
глинистой суспензией**

Диаметр пор песчаников $d_{\text{пор}}$, мкм	Диаметр частиц суспензии $d_{\text{ч}}$, мкм	Соотношени е $d_{\text{пор}} : d_{\text{ч}}$	Размер зоны кольматации , мм	Снижение коэффициента проницаемости, %
50	1-2	33	80	20
	4-6	10	25-40	45
	8-12	5	10-15	36
	16-20	2.8	2-3	12
	30-40	1.4	Не проникают	-
32	1-2	21	60	32
	4-6	6.4	15-20	46
	8-12	3.2	3-4	15
	16-20	1.8	Не проникают	-
20	1-2	13	3-4	14
	4-6	4	1-2	8
	8-12	2	Не проникают	-

В качестве основного критерия для оценки степени кольматации суспензией кернов песчаников обычно принимают соотношение $d_{\text{пор}} : d_{\text{ч}}$, где $d_{\text{пор}}$ – максимальный диаметр пор, $d_{\text{ч}}$ – средний размер кольматирующих частиц.

Из представленных данных видно, что, например, при соотношении $d_{\text{пор}} : d_{\text{ч}} = 5-6$ первоначальная проницаемость породы снижается на 30-40 % и размер зоны кольматации находится в пределах 10 – 20 мм.

По результатам многочисленных лабораторных исследований по оценке размеров зоны кольматации кернового материала твердой фазой промывочной жидкости дальность проникновения твердой фазы промывочной жидкости в песчаные породы изменяется от 1.5 – 2.5 до 40 – 80 мм [2, 6, 7, 8, 9, 10].

Наиболее достоверные данные могут быть получены по результатам промысловых геофизических исследований. Для оценки размеров зоны кольматации в

полевых условиях применяют методы промысловой геофизики. Так, например, по результатам исследований в нефтенасыщенных коллекторах палеогеновых отложений Предкарпатья размер зоны кольматации не превышал 120 см [11]. По данным бокового каротажного зондирования 23-х скважин, каптирующих нефтенасыщенные песчаники проницаемостью от 130 до 200 mD, глубина проникновения фильтрата в пласт изменяется от 50–100 до 250–300 см [12].

Комплексными термогидродинамическими исследованиями нефтяных скважин на месторождении Белый Тигр на шельфе Вьетнама установлено, что средний радиус зоны с ухудшенной проницаемостью в скважинах кристаллического фундамента колеблется от 13 до 30 см, а в скважинах с гранулярным коллектором – 150 – 200 см [13].

На интенсивность кольматационных процессов существенное влияние могут оказывать компоненты бурового раствора. Так, например, при бурении скважин Уренгойского и Ямбургского месторождений в качестве добавок в промывочные жидкости вводили полимерные реагенты, являющиеся производными акриловой кислоты. К ним относятся полиакриламид $[CH_2-CH-CO-NH_2]_n$, полиакрилонитрил $[CH_2-CH-CN]_n$, гидрализированный полиакрилонитрил (гипан-1, гипан-0,7), полиметакрилат натрия (комета), сополимер метакриловой кислоты и ее амида (метас), сополимер метакриловой кислоты и метилметакрилата (М-14), анионоактивный сополимер акриловой кислоты (Ока), акрилаты натрия (сайдрил, сайпан, WL-100, дрилед-425) и др., так называемые, анионоактивные полиэлектролиты, имеющие в своих ячейках функциональные группы. Эти растворы характеризуются следующими показателями: плотность 1120-1200 кг/м³, водоотдача 4-8 см³/30 минут, вязкость 20-25 с СПВ-5 и СНС_{1/10} за 1 и 10 минут, соответственно, 10-15 и 20-30 дПа.

Такого рода полимеры с длинными цепями и большим числом заряженных участков обеспечивают высокие вязкости промывочной жидкости за счет электровязкого эффекта. Их применение для бурения скважин в рассматриваемых условиях обеспечивает высокую механическую скорость бурения, снижает разупрочнение стенок скважин и улучшает очистку забоя. Вместе с тем использование полимеров акрилового ряда сопровождается и отрицательным воздействием на проницаемость прискважинной зоны продуктивного пласта. В результате диссоциации

в цепи полимеров появляются участки с отрицательными зарядами, что способствует адсорбции их на положительно заряженных участках ребер глинистых частиц, входящих, как в состав промывочных жидкостей, так и образующих цемент песчаников.. В результате этого процесса в прискважинной зоне продуктивного пласта формируется органо-минералогический комплекс колюматирующих соединений, снижающий проницаемость продуктивного пласта. В многопластовых объектах ситуация усугубляется еще и тем, что при совместном вскрытии нескольких продуктивных пластов выбор плотности бурового раствора осуществляют в расчете на объект с максимальным пластовым давлением, что ведет к дополнительному ухудшению ёмкостно-фильтрационных характеристик прискважинной зоны пласта.

Анализом фонда действующих скважин на Уренгойском и Ямбургском месторождениях установлено, что к настоящему времени значительное число скважин работает с дебитами в 1,5- 2 раза меньше своих потенциальных возможностей, что во многом обусловлено действием колюматационных процессов в прискважинной зоне при их сооружении и глушении в процессе ремонтных работ [14].

При эксплуатации добывающих скважин в прискважинной зоне происходят изменения термобарических и гидродинамических условий флюида, что приводит к смещению равновесного состояния компонентов углеводородов, и, как следствие этого, в прискважинной зоне и подземном оборудовании происходит выпадение отложений парафина, асфальтенов и смолистых веществ. Интенсивность выпадения такого рода высокомолекулярных соединений всецело определяется их исходным содержанием в нефти, термобарическими условиями прискважинной зоны и динамикой отбора нефти.

Для предварительной оценки размеров зоны колюматации в рассматриваемых условиях представляется целесообразным составление модели колюматации пластов с различной проницаемостью в рассматриваемых условиях.

2. Оценка размеров зон проникновения промывочной жидкости в водоносный продуктивный пласт

Для оценки динамики формирования зоны проникновения промывочной жидкости в пласт использованы известные решения Маскета М., Хейна А.Л. и Веригина Н.Н. по распределению напоров в пласте при действии несовершенной по степени вскрытия пласта скважины [15, 16, 17].

В общем виде такого рода распределение напоров в пласте описывается выражением:

$$S(r, z, t) = \frac{Q}{4\pi Km} [-Ei(u) + \psi] \quad (1)$$

Где

$$\psi = \frac{2M}{\pi l} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{\pi} \cos\left(\frac{n\pi}{M} z\right) \sin\left(\frac{n\pi}{M} l\right) \omega(u, b_n) \quad (2)$$

$$\omega(u, b_n) = \int_u^{\infty} \exp\left[-\left(x + \frac{b_n^2}{4x}\right)\right] \frac{dx}{x} \quad (3)$$

$$b_n = \frac{n\pi}{M} r; \quad u = \frac{r^2}{4at}; \quad (4)$$

Здесь $Q = \text{const}$ – дебит скважины; $q = Q/l = \text{const}$ – удельный расход промывочной жидкости на единицу длины фильтра, который также считается постоянным; S – повышение напора в точке (r, z) на момент времени t ; K – коэффициент фильтрации пласта; l – длина фильтра; a – коэффициент пьезопроводности.

Решение (1) получено методом суперпозиций точечных источников одинаковой и постоянной интенсивности и зеркального отображения множества источников относительно кровли и подошвы пласта.

При бурении скважин заданной является величина напора (H_0) (рис.3), а расход закачки промывочной жидкости в пласт является величиной переменной и зависит от длины фильтра.

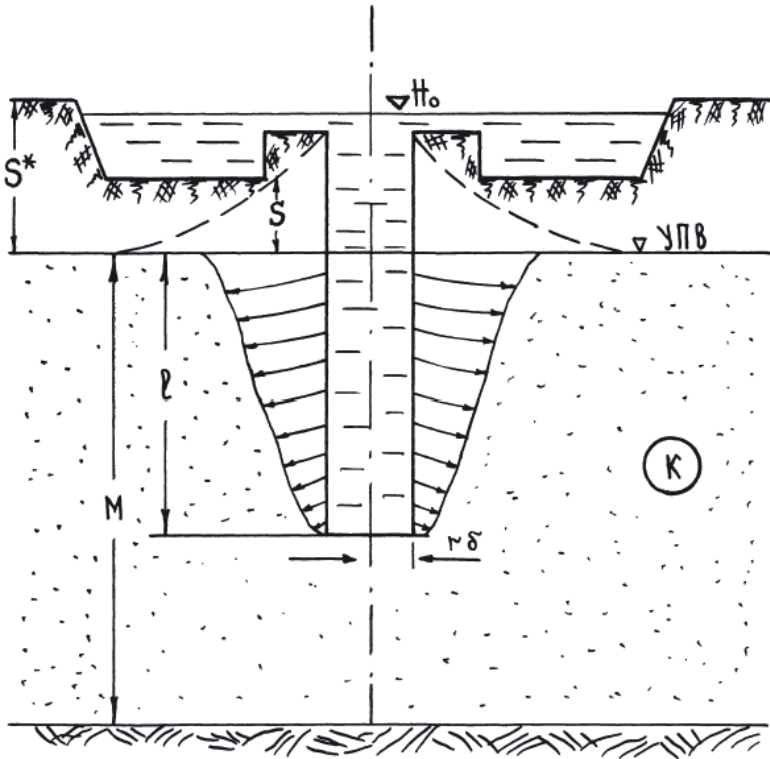


Рис.3. Расчетная схема фильтрации жидкости при бурении скважины

Для приближенной оценки зависимости $Q = f(l)$ использовали следующий приём.

Среднее понижение на поверхности скважины радиусом $r = r_0$, где r_0 - радиус бурения, равно

$$S(r_0, t) = \frac{1}{2\pi l} \int_0^l 2\pi S dz \quad (5)$$

Или

$$S(r_0, t) = \frac{Q}{4\pi K m} R; \quad R = -Ei(-u) + \zeta \quad (6)$$

$$\zeta = \frac{2}{\pi^2} \left(\frac{M}{l}\right)^2 \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{1}{n} \sin(n\pi \frac{l}{M})\right]^2 \omega(u, b_n) \quad (7)$$

Как показано в работе [18] для $u \leq 0,1$ допустимо, как и в случае жесткого режима фильтрации, принимать $S(r_0, t) = S^* = \text{const}$ и

$$Q = \frac{4\pi K M S^*}{R} \quad (8)$$

Тогда, подставляя (8) в (1), можно записать

$$S(r, z, t) = S^* \frac{[-Ei(-u) + \psi]}{[-Ei(-u) + \zeta]} \quad (9)$$

Как уже указывалось выше, величина l , входящая в расчётные формулы для S , изменяется во времени. При этом поскольку скорость бурения задана и равна v , то имеем $l = vt$ и $t_0 = M/v$, где t_0 - время, за которое произойдет полное вскрытие продуктивного пласта.

Для оценки размеров зоны проникновения промывочной жидкости в пласт можно записать следующее уравнение

$$n_0 \frac{dr}{dt} = -2\pi K r \frac{\partial S}{\partial r} \Big|_{z=\text{const}} \quad (10)$$

Где n_0 - пористость пласта.

Подставляя (9) в (10) и считая, что режим фильтрации является квазистационарным при $u < 0,1$, допустимы представления

$$-Ei(-u) \approx \ln\left(\frac{2,25at}{r^2}\right) \quad \text{и} \quad \omega(u, b_n) \approx 2K_0(b_0), \quad \text{можно записать}$$

$$\frac{d\bar{r}}{d\bar{l}} = A \frac{(1 + \bar{\psi})}{(\ln v_0 + \bar{\zeta})} \quad (11)$$

Где

$$\bar{\psi} = 2\bar{r} \sum_{n=1}^{\infty} \cos(n\pi \bar{z}) \sin(n\pi \bar{l}) K_1(n\pi \bar{r}) \quad (12)$$

$$\bar{\zeta} = \frac{4}{\pi^2 \bar{l}^2} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{1}{n} \sin(n\pi \bar{l}) \right]^2 K_0(n\pi \bar{r}) \quad (13)$$

и приняты следующие обозначения

$$\bar{l} = \frac{l}{M}, \bar{z} = \frac{z}{M}, \bar{r}_0 = \frac{r}{M}, u_0 = \frac{2,25at_0}{r_0^2}, A = \frac{4\pi S^* t_0}{n_0} K.$$

Решение уравнения (11) для любого наперед заданного $\bar{z} = const$ ищется при условии $\bar{z}(\bar{l}) = \bar{r}_0$ для $\bar{l} = 0$ и интегрирование ведётся в диапазоне $0 \leq \bar{l} < 1$.

Расчеты проводились на ЭВМ при следующих условиях: $V_0 = 5$ м/ час, $a = 3 \times 10^4$ м² / сутки, $r_0 = 0.12$ м, $n_0 = 0.25$, $K_\phi = 10 - 50$ м/ сутки.

Результаты расчетов представлены на рис. 4.

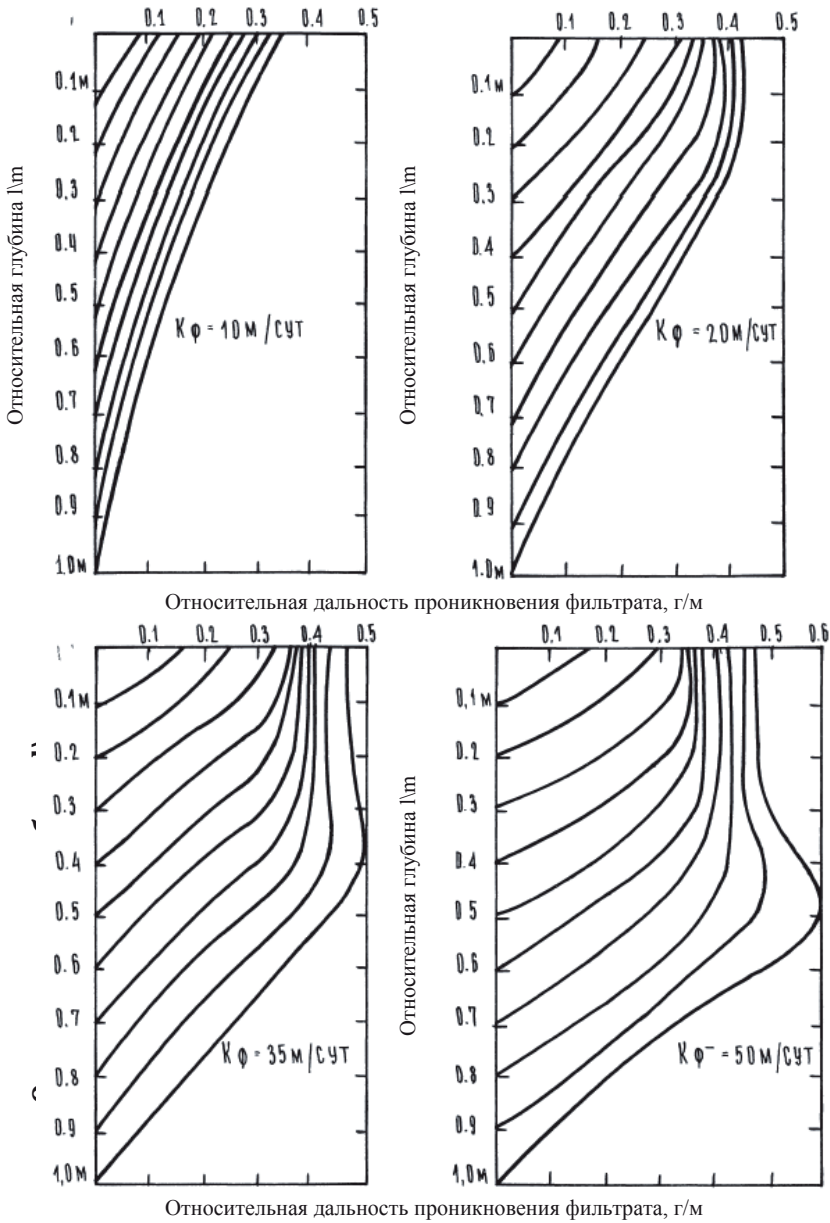


Рис.4. Дальность проникновения фильтрата в пласт в зависимости от коэффициента фильтрации водонасыщенных песков

Как видно из рис. 4, при $K_f \leq 10$ м / сутки наблюдается линейное по глубине распространение фильтрата, и максимальная относительная дальность проникновения фильтрата в пласт составляет 0.35 г/М. С ростом коэффициента фильтрации у кровли пласта до относительной глубины (0.2-0.4) 1/М отмечается появление зоны с фронтом поршневого вытеснения, который распространяется в пласт на относительную дальность (0.42-0.47) г/М. При $K_f \geq 50$ м/ сутки в средней части пласта формируется зона с выпуклым фронтом на относительном расстоянии до 0.6 г / М.

На рис. 5-8 представлены зависимости дальности проникновения фильтрата в пласт от мощности пласта при коэффициентах фильтрации 10, 20, 35 и 50 м/сутки, а на рис.9 – зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт мощностью 15 м от коэффициента фильтрации пласта.

Зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт от мощности пласта при $K = 10$ м/сутки

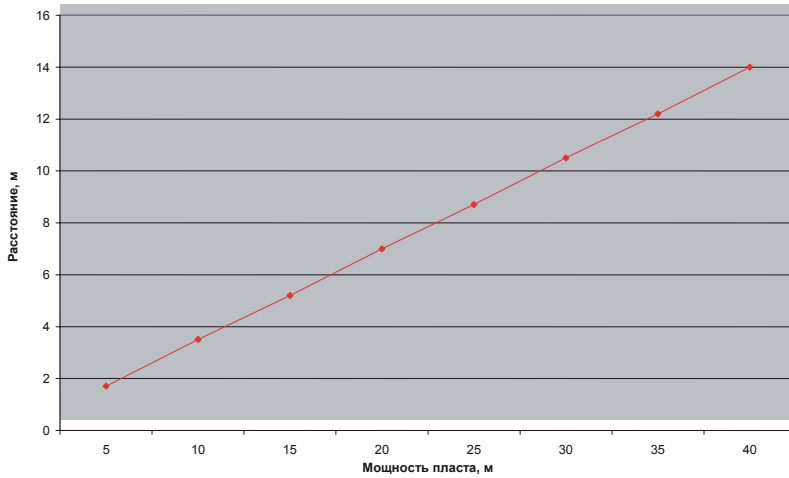


Рис. 5

С

Зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт от мощности пласта при $K = 20$ м/сутки

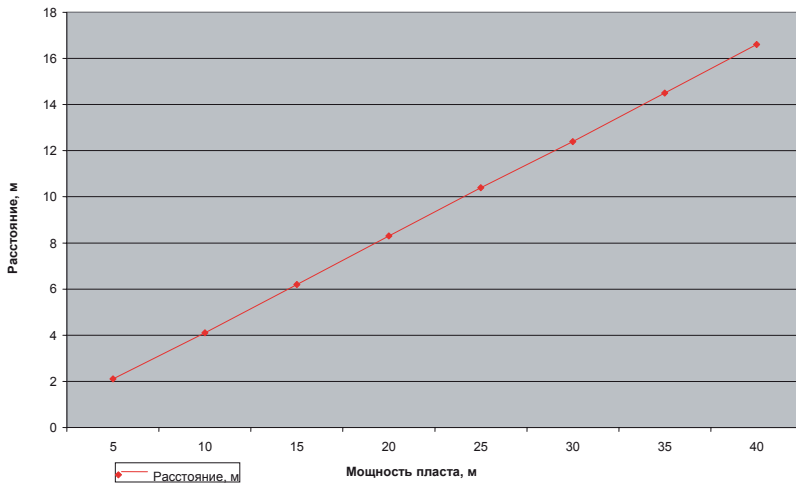


Рис. 6

Зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт от мощности пласта при $K = 35$ м/сутки

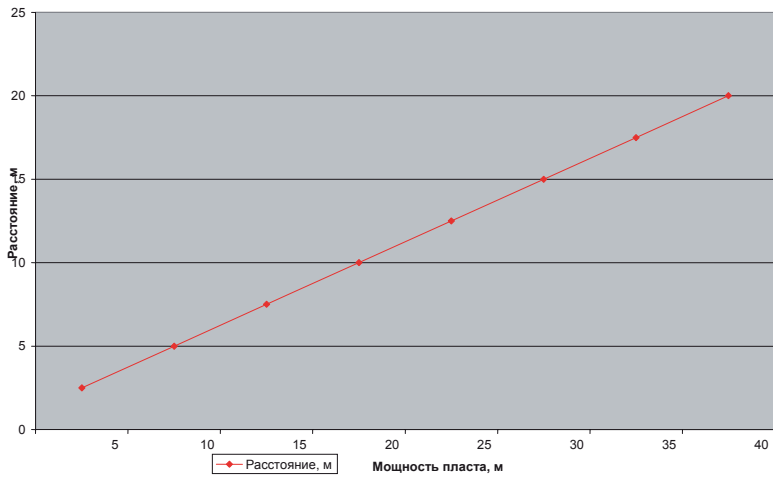


Рис. 7

Зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт от мощности пласта при $K = 50$ м/сутки

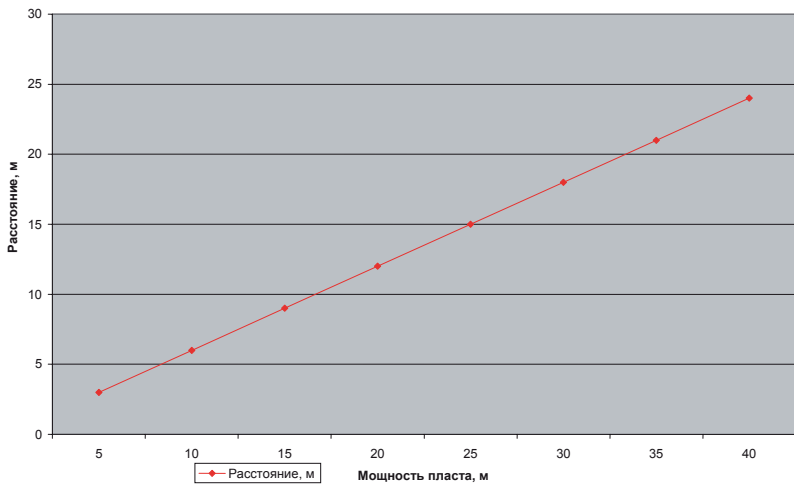


Рис. 8

Зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт мощностью 15 м от коэффициента фильтрации пласта показана на рис.9.

Зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт мощностью 15 м от коэффициента фильтрации пласта

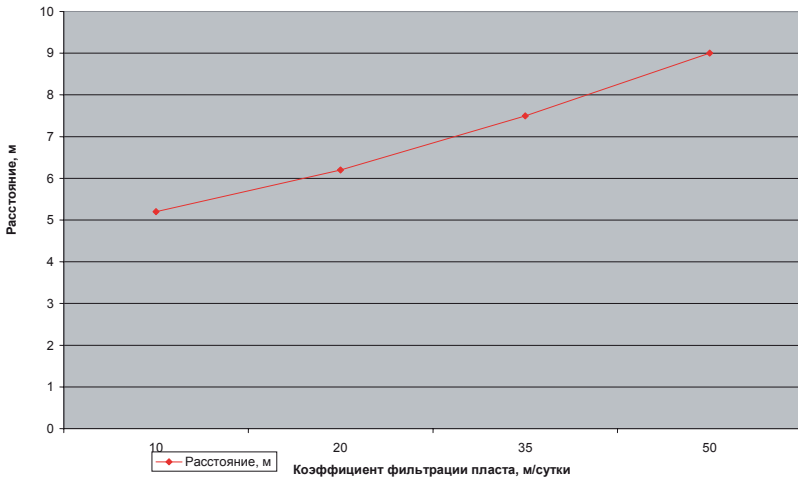
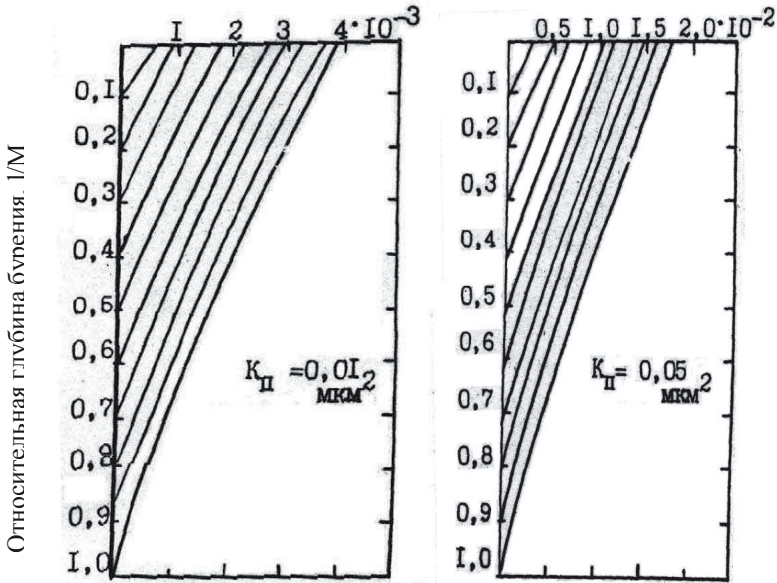


Рис. 9

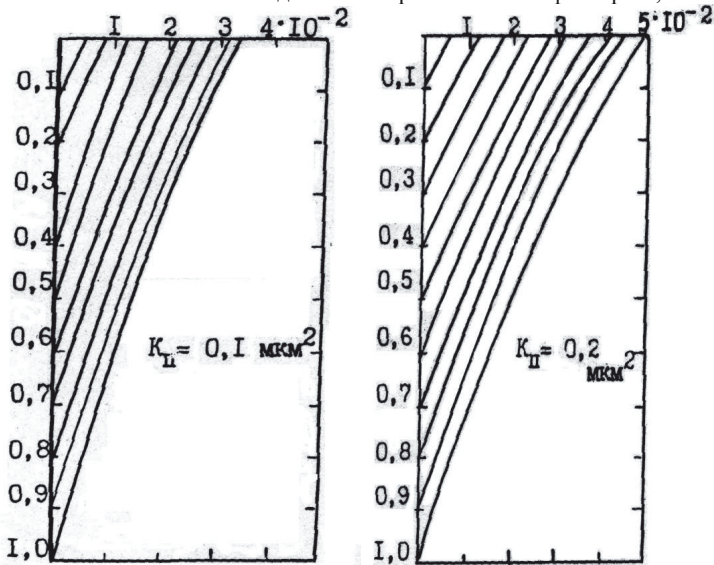
3. Оценка размеров зон проникновения промывочной жидкости в нефтегазовый продуктивный пласт

Результаты расчетов, выполненных на ЭВМ, приведены на рис. 10.

Рис.10. Относительная дальность проникновения фильтрата в пласт в зависимости от коэффициента проницаемости песчаников.



Относительная дальность проникновения фильтрата, r/M



Расчеты проводились при следующих условиях для нефтегазовых пластов: $v_6 = 8,5$ м/ч; $r_6 = 0,108$ м; $n_0 = 0,2$. При этом проницаемость продуктивного пласта принималась равной $10 \cdot 10^{-3}$, $50 \cdot 10^{-3}$, $100 \cdot 10^{-3}$, $200 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Из рис. 10 видно, какое влияние на характер формирования зоны проникновения бурового раствора в призабойную зону оказывает проницаемость пласта. Для рассматриваемого диапазона коэффициентов проницаемости пласта наблюдается линейное по глубине распространение фильтрата.

На рис.11-14 представлены зависимости дальности проникновения фильтрата в пласт от мощности пласта при коэффициентах проницаемости 10, 50, 100 и 200 mD, а на рис.15 – зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт мощностью 10 м от коэффициента проницаемости пласта.

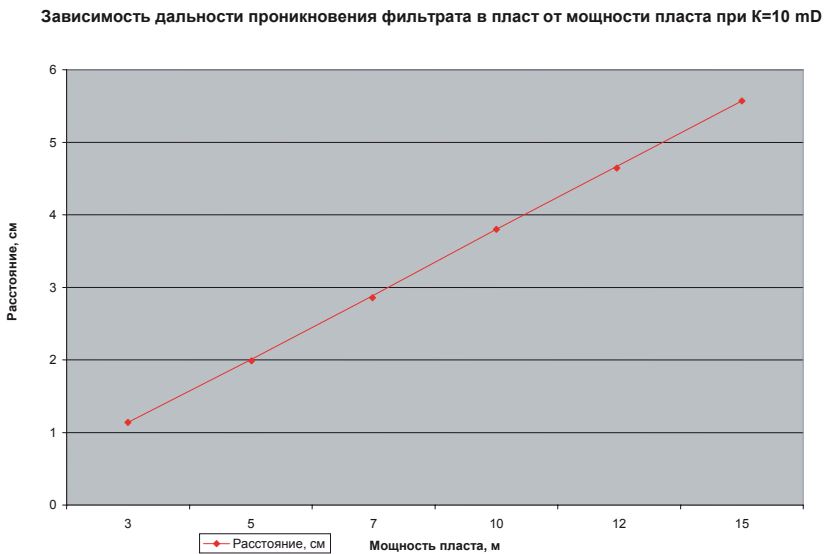


Рис.11

Зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт от мощности пласта при $K=50$ mD

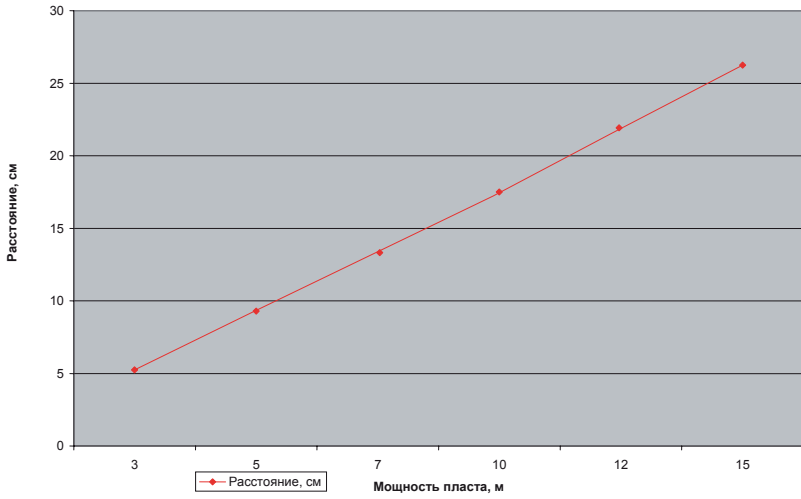


Рис.12

Зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт от мощности пласта при $K=100$ mD

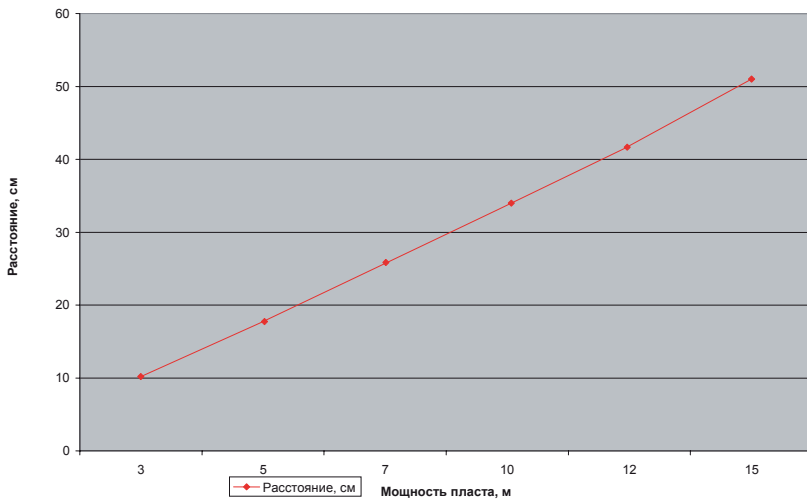


Рис.13

Зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт от мощности пласта при $K=200$ мД

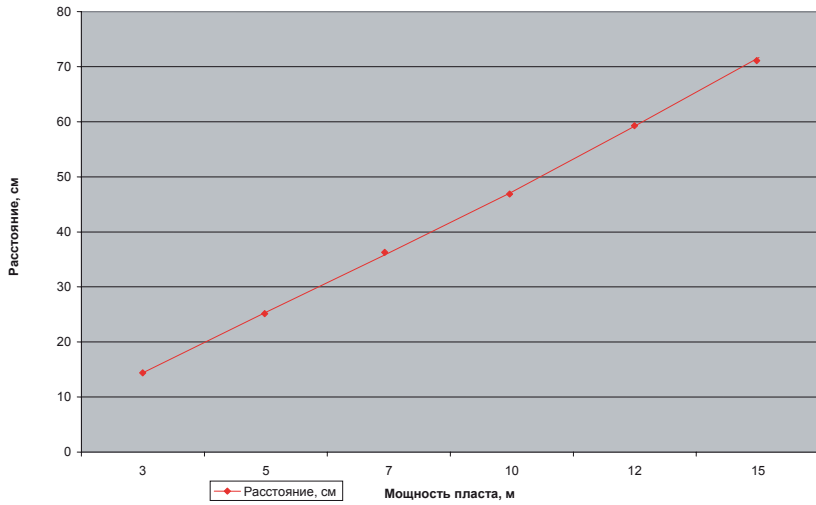


Рис.14

Зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт мощностью 10 м от коэффициента проницаемости пласта

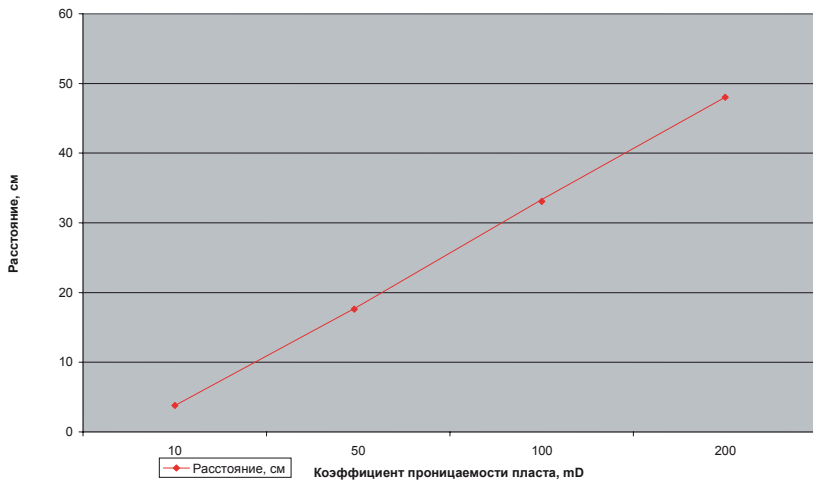


Рис.15

Накопление твердой фазы промывочной жидкости в пористой среде обуславливает изменение её структурных показателей и вызывает снижение водопроницаемости в прифилтровой зоне. Степень кольтмации пористой среды обычно выражают через насыщенность порового пространства осадком α или удельным объемом отложений b , которые определяются следующими формулами:

$$\alpha = \frac{b}{n_0}, b = n_0 - n, \quad (2)$$

Где n_0 и n – начальная и текущая пористость среды.

Имеется ряд экспериментальных и теоретических зависимостей, устанавливающих связь изменения коэффициента фильтрации k/k_0 с насыщенностью α . Теоретические зависимости получены на основе построения модели среды с условно заданной геометрической структурой (табл.1).

Таблица 1

Теоретическая зависимость проницаемости пористой среды от её насыщенности

Тип модели	$\frac{\kappa}{\kappa_0} = f(n_0, n)$	$\frac{k}{k_0} = f(n_0, \alpha)$
Капиллярная	$\left(\frac{n}{n_0}\right)^2$	$(1 - \alpha)^2$
Из сферических пор	$\left(\frac{n}{n_0}\right)^{5/3}$	$(1 - \alpha)^{5/3}$
Из пор, образуемых стержнями	$\left(\frac{n}{n_0}\right)^3 \cdot \left(\frac{1 - n_0}{1 - n}\right)^{1/2}$	$(1 - \alpha)^3 \left[\frac{1 - n_0}{1 - n_0(1 - \alpha)}\right]^{1/2}$
Из пор, образуемых сферическими зернами	$\left(\frac{n}{n_0}\right)^3 \cdot \left(\frac{1 - n_0}{1 - n}\right)^{2/3}$	$(1 - \alpha)^3 \left[\frac{1 - n_0}{1 - n_0(1 - \alpha)}\right]^{4/3}$

Наиболее детальные теоретические и экспериментальные исследования по установлению зависимости $k/k_0 = f(\alpha)$ были получены Д.М.Минцем. В обоснование этой зависимости им положена формула Козени-Кармана, учитывающая как изменение пористости n в процессе коагуляции, так и изменение удельной поверхности ω :

$$\frac{k}{k_0} = \left(\frac{\omega_0}{\omega}\right)^2 \left(\frac{n}{n_0}\right)^3, \quad (3)$$

Среди рассматриваемых экспериментальных зависимостей наиболее известны формулы Ю.М. Шехтмана

$$\frac{k}{k_0} = (1 - \sqrt{\alpha})^3, \quad (4)$$

и В.Марцкле

$$\frac{k}{k_0} = (1 - \alpha), \quad (5)$$

Д.М.Минц, основываясь на экспериментальных исследованиях В.З.Мельцера и А.К.Деба, показал, что изменением удельной поверхности можно пренебречь. Поэтому формула (3) примет вид

$$\frac{k}{k_0} = \left(\frac{n}{n_0}\right)^m = (1 - \alpha)^m, \quad (6)$$

где m – показатель степени.

На рис.1 приведены графики $\frac{k}{k_0} = f(\alpha)$, построенные по различным формулам.

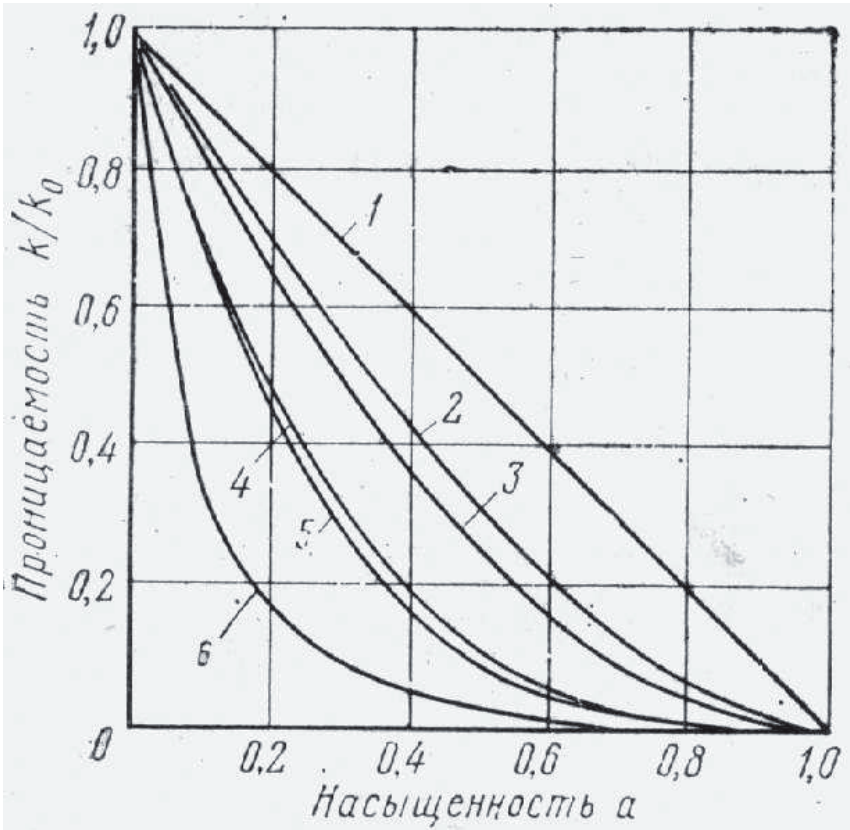


Рис. 1. Зависимость проницаемости поровых сред от насыщенности порового пространства кольматантом:

1 – по В.Марцкле; 2 – по Стейну и Кэмпбу; 3 – по Леклеру и Герцигу; 4 – по Д.М.Минцу; 5 – по Маруду; 6 – по Ю.М.Шехтману

4.Выводы

При разбурировании глинистых пластов и пропластков неизбежно происходит обогащение промывочной жидкости глинистыми образованиями различного минералогического состава и при определенных условиях (наличие полимеров в промывочной жидкости) – полимерно - глинистыми образованиями.

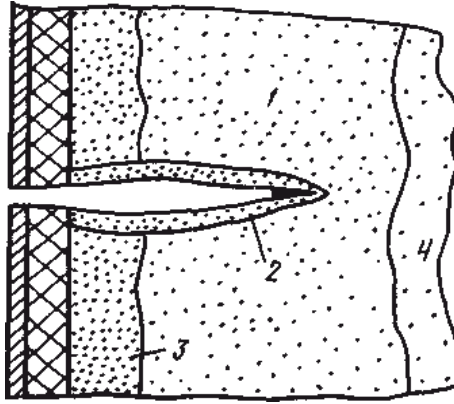
Результаты аналитического решения кольматации прискважинной зоны позволили определить в первом приближении дальность проникновения глинистых растворов в поровом пространстве, что, в свою очередь, влияет на выбор необходимого объема технологического раствора для разглинизации прискважинной зоны.

Список литературы

1. Грей Д.Р, Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) – пер. с англ.- М.: Недра,1985. –509.
2. Михайлов Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в околоськважинных зонах.- М.: Недра,1987. –152с.
3. Осипов В.И. Природа прочностных и деформационных свойств глинистых пород.-М. : Изд-во Моск. Ун-та, 1979. 235 с.
4. Ребиндер П.А. Физико - химическая механика дисперсных структур. - М. : Наука. 1986. - 400 с.
5. Ломтадзе В.Д. Инженерная геология. Инженерная петрология. - Л. : Недра. - 1984. - 512 с.
6. Ашрафьян М.О. , Лебедев О.А., Саркосов Н.М. Совершенствование конструкций забоев скважин. М.: Недра, 1987.-156с.
7. Калиневич Г.Э. , Кудрявцев Л.Н., Подгорнов В.М. Кольматация призабойной зоны проницаемых отложений твердой фазой буровых растворов , с. 59-63. Технология первичного вскрытия и повышения нефтеотдачи пластов : Сб.научн. трудов- Куйбышев : КпИИ, 1986.-146с.
8. Аликуперов В.Т., Никишин В.А. О кольматации проницаемых отложений при бурении скважин. // Бурение.-1972.-№2. с.36-38.
9. Антошин Г.И., Барковский А.А., Яремейчук Р.С. Роль частиц дисперсной фазы промывочной жидкости при вскрытии продуктивных пластов бурением // Разведка и разраб. Нефт. и газ. месторождений .-1981. – вып.18.-с.34-36.
- 10.Смарский А.Н., Барковский А.А., Антошин Г.И. Влияние фракционного состава глин и размера пор на проникновение глинистых частиц в пористую среду // Изв.вузов. Нефть и газ.-1972.-№1. с.10-12.
- 11.Хоминец В.Д., Шаковский Я.В. Изучение зоны кольматации терригенных коллекторов промыслово – геофизическими методами // Нефтяное хозяйство. – 1984.-№ 7, с.25-27.
- 12.Свалов А.М. , Бектимиров Э.И. Исследования глубины проникновения фильтрата бурового раствора при проводке скважин. // Нефтяное хозяйство. – 1990.-№ 2, с.29-31.

13. Као Ми Лой .Разработка оптимального комплекса термогидродинамических исследований нефтяных скважин для месторождений шельфа Вьетнама : диссертация // ГАНГ им. И.М.Губкина.-М.-1996.26с.
14. Поп Г.С., Кучеровский В.М., Гереш П.А. Техничко-экономический анализ результатов воздействия технологических жидкостей на призабойную зону продуктивных пластов газоконденсатных месторождений.-М. ИРЦ Газпром, 1995.Обз.информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. 101 с.
15. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. Гостоптехиздат. 1949, 627 с.
16. Хейн А.Л. Теоретические основы и методика определения параметров пласта по данным испытания несовершенной скважины. Тр.ВНИИ нефти и газа. Гостоптехиздат, 1953
17. Усенко В.С. Вопросы теории фильтрационных расчётов дренажных и водозаборных скважин. – М.: Колос, 1968.-112с.
18. Бочивер Ф.М. Теория и практические методы гидрогеологических расчётов эксплуатационных запасов подземных вод. – М.: Недра, 1968.-325с.

ПРИЛОЖЕНИЕ



**Рис.1 Схематическое изображение состояния прискважинной зоны
1-зона проникновения фильтрата бурового раствора; 2-зона кольматации
при перфорации; 3- зона интенсивной кольматации твердой фазой бурового
раствора.**

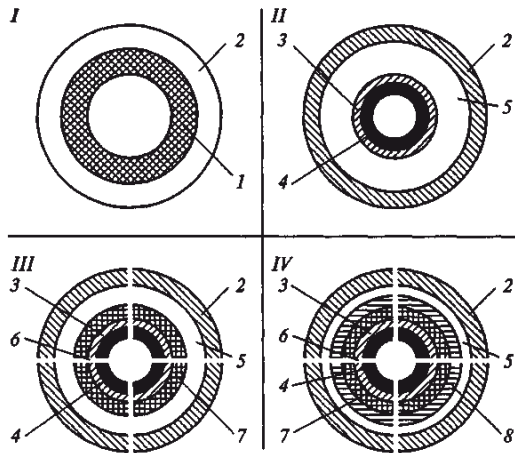


Рис. 2. Динамика насыщения ПЗС фильтрами растворов и жидкостями

I-IV - фазы: *I* - первичного вскрытия, *II* - цементирования обсадной колонны, *III* - вторичного вскрытия (перфорация), *IV* - освоения; 1 - глинистая корка; 2 - фильтрат бурового раствора; 3 — обсадная колонна; 4 — цементное кольцо; 5 — фильтрат цементного раствора; 6 - перфорационное отверстие; 7 - жидкость глушения; 8 - жидкость освоения

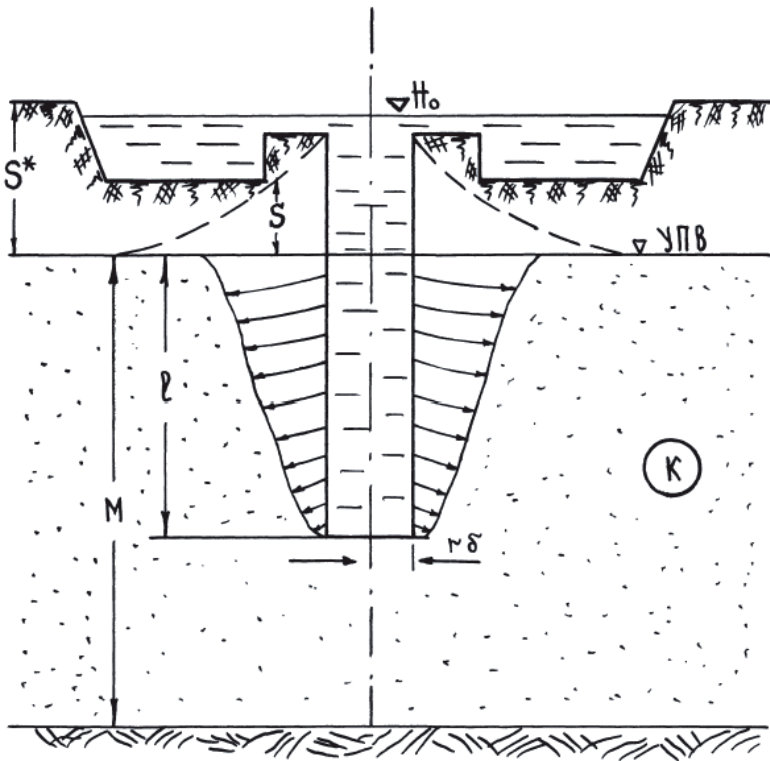


Рис.3. Расчетная схема фильтрации жидкости при бурении скважины

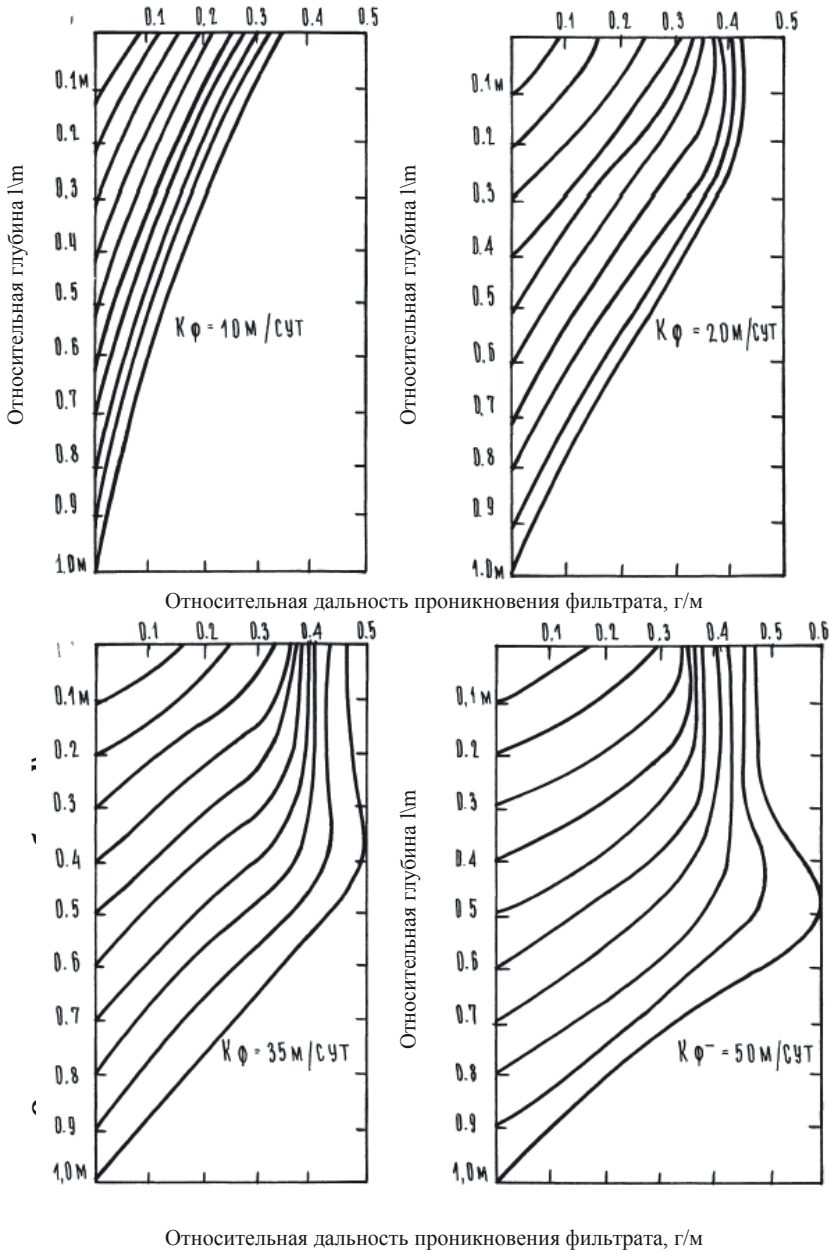


Рис.4. Дальность проникновения фильтрата в пласт в зависимости от коэффициента фильтрации водонасыщенных песков

Зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт от мощности пласта при $K = 10$ м/сутки

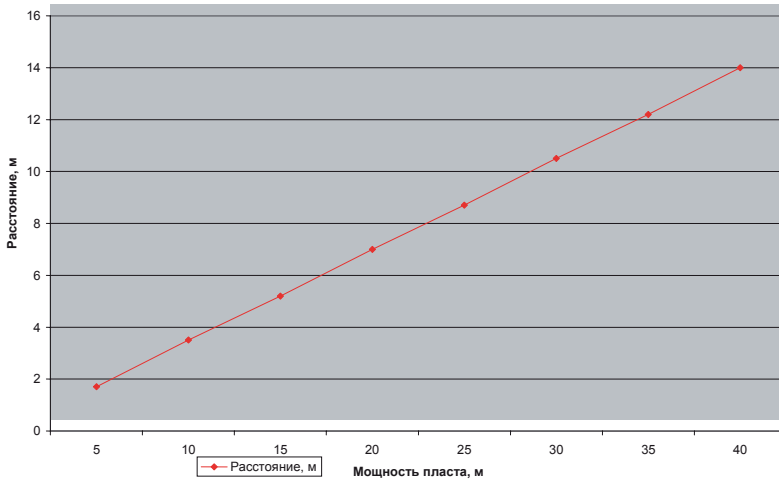


Рис. 5

Зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт от мощности пласта при $K = 20$ м/сутки

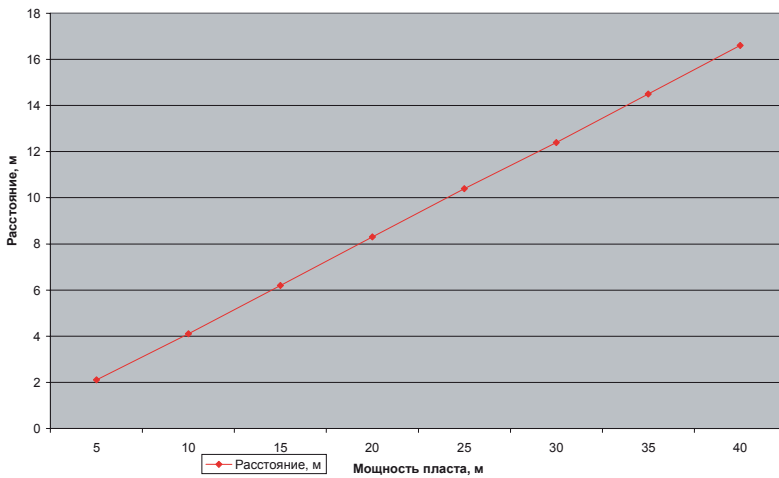


Рис. 6

Зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт от мощности пласта при $K = 35$ м/сутки

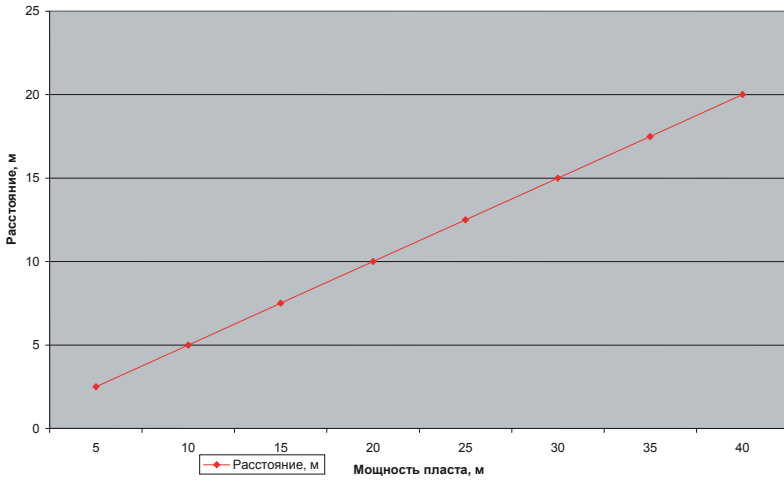


Рис. 7

Зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт от мощности пласта при $K = 50$ м/сутки

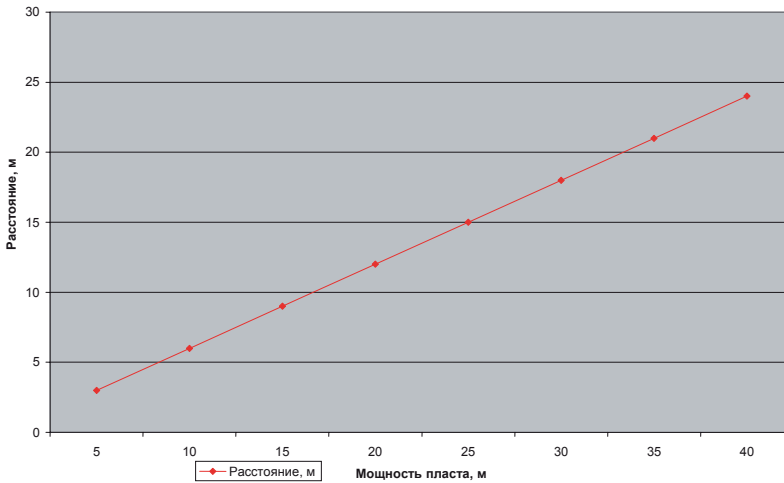
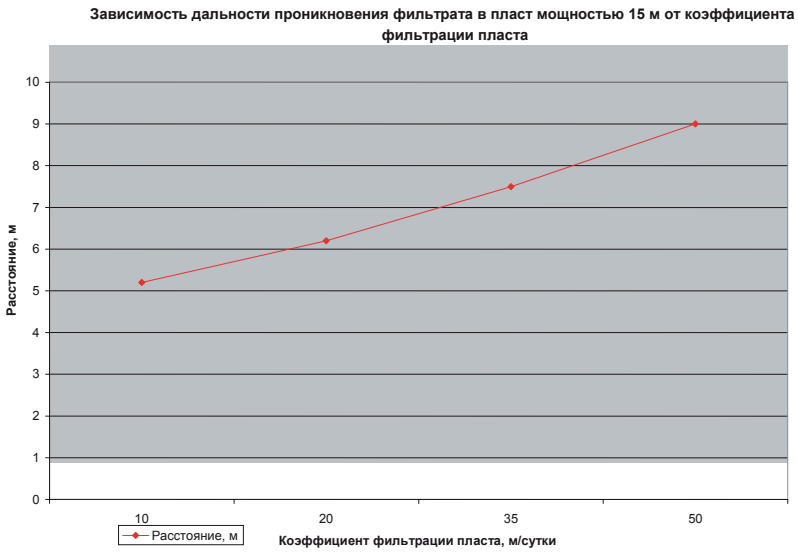
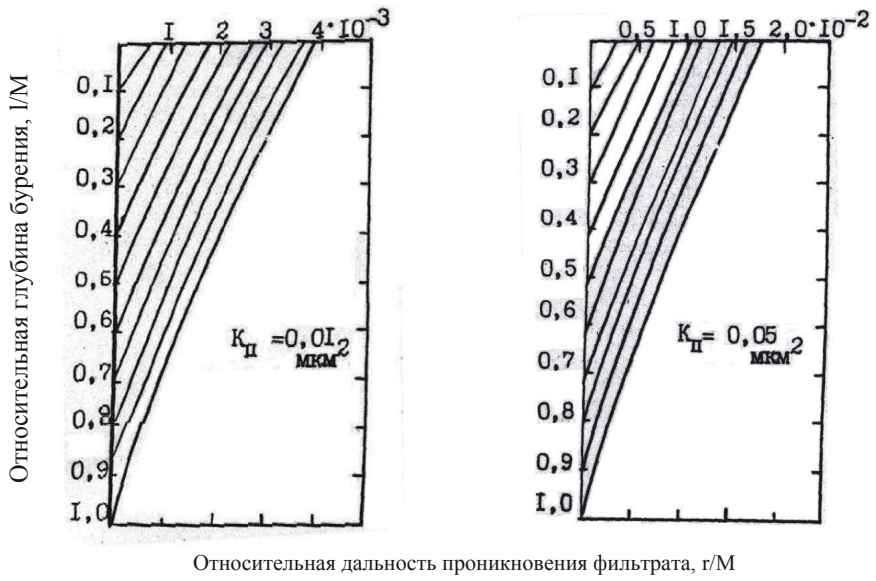


Рис. 8

**Рис. 9**



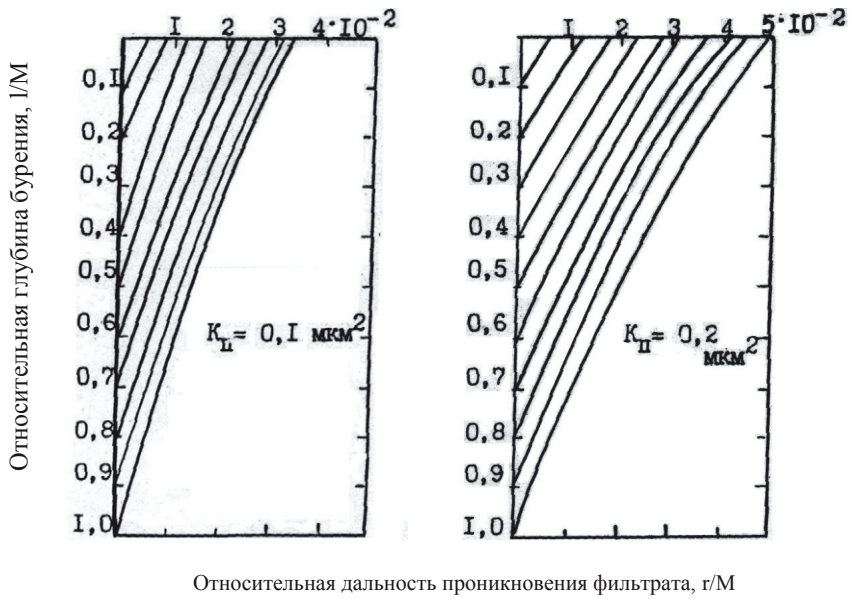


Рис.10. Относительная дальность проникновения фильтрата в пласт в зависимости от коэффициента проницаемости песчаников

Зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт от мощности пласта при $K=10 \text{ мД}$

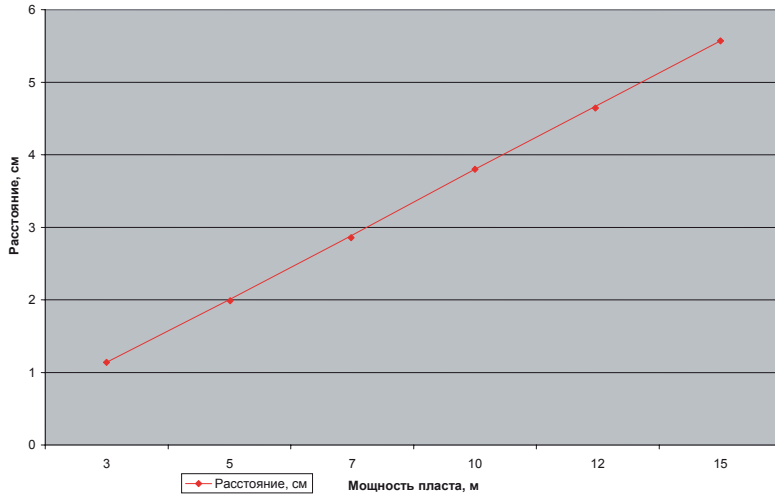


Рис.11

Зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт от мощности пласта при $K=50 \text{ мД}$

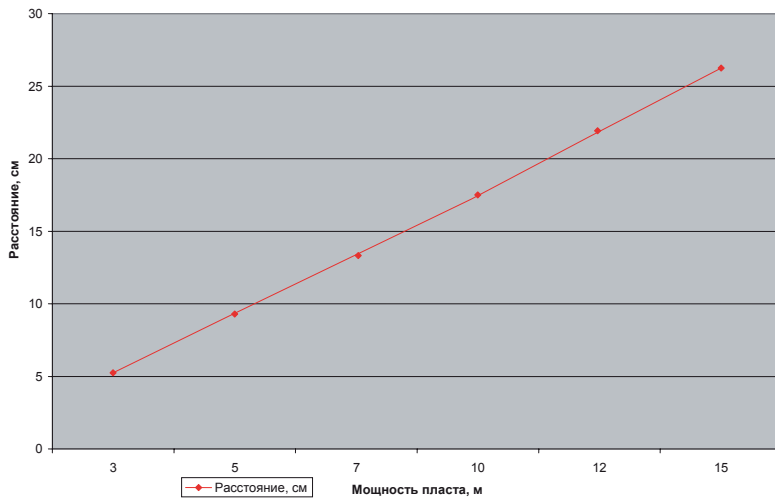


Рис.12

Зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт от мощности пласта при $K=100 \text{ mD}$

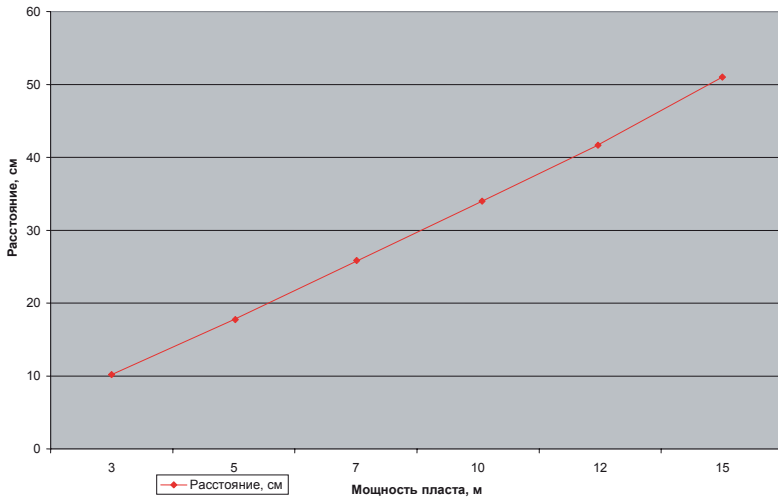


Рис.13

Зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт от мощности пласта при $K=200 \text{ mD}$

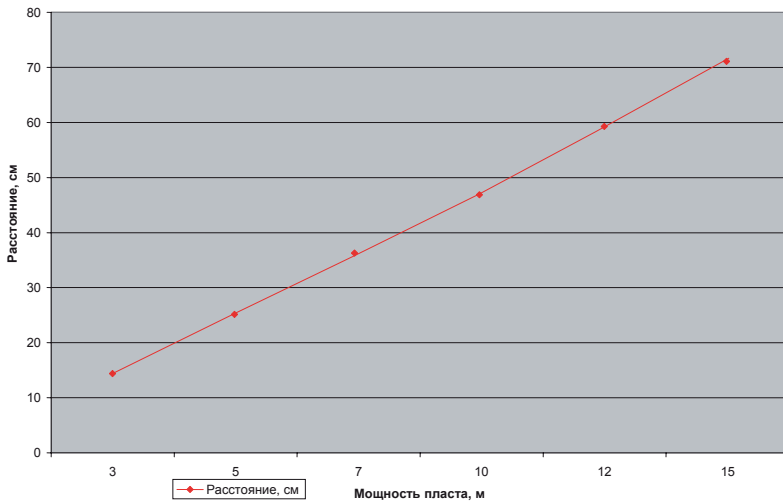


Рис.14

Зависимость дальности проникновения фильтрата в пласт мощностью 10 м от коэффициента проницаемости пласта

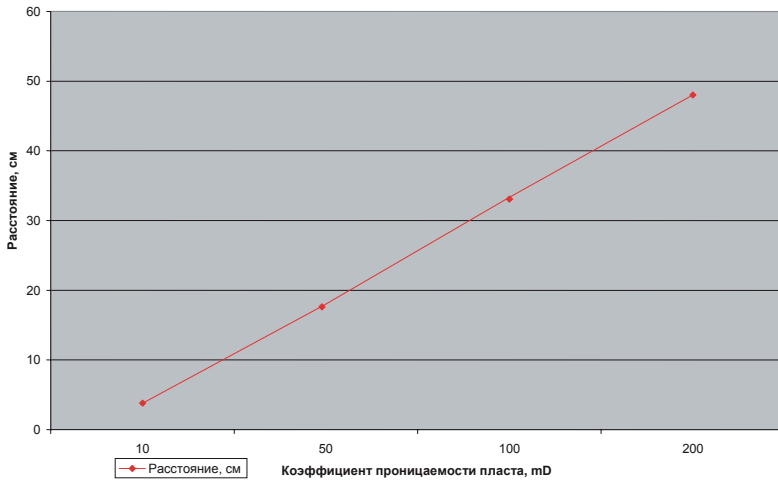


Рис.15

More Books!



yes I want morebooks!

Покупайте Ваши книги быстро и без посредников он-лайн - в одном из самых быстрорастущих книжных он-лайн магазинов!
Мы используем экологически безопасную технологию "Печать-на-Заказ".

Покупайте Ваши книги на
www.morebooks.de

Buy your books fast and straightforward online - at one of the world's fastest growing online book stores! Environmentally sound due to Print-on-Demand technologies.

Buy your books online at
www.morebooks.de

OmniScriptum Marketing DEU GmbH
Bahnhofstr. 28
D - 66111 Saarbrücken
Telefax: +49 681 93 81 567-9

info@omniscrptum.com
www.omniscrptum.com

OMNIScriptum



