

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение науки  
и высшего образования

**«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Сургутский институт нефти и газа**

Кафедра: «Нефтегазовое дело»

**КУРСОВАЯ РАБОТА**

на тему:

Изучение особенностей притока жидкости и газа к несовершенным скважинам  
(при линейных и нелинейных законах фильтрации)

по дисциплине: Подземная гидромеханика нефтяного и газового пласта

Руководитель работы

Муравьев К.А.

Доцент кафедры НД, к.т.н., доцент

Студент

Лосев А.С.

ЭДНб-16

---

(оценка, подпись)

---

(подпись)

Сургут 2019

## Содержание

Введение.....	2
Цель и задачи.....	4
Теория по теме курсовой работы.....	5
Кривая восстановления давлений (КВД).....	23
Результаты решений некоторых задач притока жидкости к несовершенной скважине.....	30
Заключение и выводы.....	36
Использованная литература.....	39

## Введение

Подземная гидромеханика - наука о движении жидкостей и газов в пористой среде горных пород (наука о фильтрации пластовых флюидов). Она является теоретической основой разработки нефтяных и газовых месторождений.

В целом изучение подземной гидромеханики, является образование необходимой начальной базы знаний, связанных с будущей профессиональной деятельностью специалиста в области добычи нефти и газа.

Подземная гидромеханика базируется на фундаментальных знаниях студента по курсам «Высшая математика», «Физика», «Гидравлика», «Геология», «Физика нефтяного и газового пласта». При изучении обеспечиваются необходимые знания по теории фильтрации, движения жидкостей и газов в пористой среде, рассматриваются задачи фильтрационных потоков в пласте, обеспечиваются возможности изучения специальных курсов: «Бурение нефтяных и газовых скважин», «Разработка нефтяных и газовых месторождений», «Скважинная добыча нефти», «Технология и техника методов повышения нефтеотдачи пластов», «Капитальный ремонт скважин».

Каждая нефтяная и газовая залежь обладает запасом естественной пластовой энергии, количество которой определяется величиной пластового давления и общим объемом всей системы, включая нефтяную и водяную зону.

Основная цель изучения особенностей притока жидкости и газа к несовершенным скважинам — получение информации для проектирования, анализа, регулирования разработки залежей и эксплуатации скважин, установления на забое скважин необходимого давления. Изучение начинается сразу же после открытия залежей и продолжается в течение всей «жизни» месторождения, т. е. осуществляется в процессе бурения и эксплуатации скважин, обеспечивающих непосредственный доступ в залежь.

В общем комплексе способов изучения скважин и пластов особое значение имеют гидродинамические методы - основа всей системы контроля за процессами разработки нефтегазовых месторождений.

Гидродинамические методы исследования выполняются техническими средствами и обслуживающим персоналом нефтедобывающих предприятий. Они разделяются на исследования при установившихся режимах работы скважины (так называемый метод пробных откачек) и на исследования при неустановившихся режимах работы скважины (метод прослеживания уровня или кривой восстановления давления). Исследование при установившихся режимах позволяет получить важнейшую характеристику работы скважины - зависимость притока жидкости от забойного давления или положения динамического уровня

Особое значение приобретают эти методы на стадии промышленной эксплуатации залежи, так как на основании данных гидродинамических исследований можно оценить распределение текущей нефтенасыщенности, определить профили притоков, продвижение контуров нефтеносности, распределение давлений и т. д. Гидродинамические методы исследования скважин позволяют также оценить эффективность мероприятий по интенсификации добычи нефти.

Таким образом, современные гидродинамические методы исследования дают возможность получать по промысловым данным важнейшие параметры пласта, на основании которых проектируются системы разработки месторождений, регулируется процесс добычи нефти и анализируется эффективность разработки объектов.

## Цель и задачи

Целью курсовой работы является изучение особенностей притока жидкости и газа к несовершенным скважинам (при линейных и нелинейных законах фильтрации).

В целом изучение подземной гидромеханики, является образование необходимой начальной базы знаний, связанных с будущей профессиональной деятельностью специалиста в области добычи нефти и газа.

В нашем случае изучение подземной гидромеханики сфокусировано на изучении особенностей притока жидкости и газа к несовершенным скважинам (при линейных и нелинейных законах фильтрации).

Задачами является:

- рассмотрение видов гидродинамического несовершенства скважин по результатам теоретических и экспериментальных исследований;
- влияние радиуса и несовершенства скважины на ее дебит;
- методы учета несовершенства скважин при расчете их дебита;
- границы применимости закона Дарси, нелинейные законы фильтрации;
- понятие о гидродинамическом совершенстве скважин;
- методика определения коэффициента гидродинамического совершенства по исследованию скважин на установившихся и неуставившихся режимах работы;
- способы проведения обработки кривой восстановления давлений (КВД);
- результаты решений некоторых задач притока жидкости к несовершенной скважине;
- сделать заключение и выводы.

## Теория по теме курсовой работы

На протяжении десятков лет различными исследователями велось изучение продуктивности гидродинамически несовершенных скважин. Исследование притока нефти или газа в гидродинамически несовершенную скважину проводилось аналитически и экспериментально.

Аналитическое решение задачи притока жидкости в несовершенную скважину сводится к решению уравнения Лапласа в цилиндрических координатах для определенной группы граничных условий:

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \Phi}{\partial r} - \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = 0$$

где  $\Phi$  – функция потенциала;  $r$ ,  $z$  – горизонтальная и вертикальная координаты соответственно.

Полученные формулы оказались малоприменимыми для практического использования из-за их сложности и неточности.

Метод электрогидродинамических аналогий (ЭГДА), основанный на тождественности уравнений фильтрации и распространения электрического тока в геометрически подобных системах, позволяет быстро получить количественный результат для трехмерных задач фильтрации, трудно поддающихся аналитическому решению. При этом электрические токи являются аналогом расходов фильтрующейся жидкости, направления – аналогом перепадов давления, а омические сопротивления – аналогом фильтрационных сопротивлений.

Метод ЭГДА был применен В.И. Щуровым с целью изучения влияния степени и характера вскрытия пласта на дебит скважины. Был использован гладкий цилиндрический электрод в качестве электрической модели скважины с открытым забоем и цилиндр из изоляционного материала с вмонтированными цилиндрическими электродами правильной формы в качестве модели перфорированной скважины. Сравнение протекающих токов при последовательном помещении этих моделей в токопроводящую среду

(электролит), геометрически подобную пластовой системе, позволило определить возникающие омические сопротивления, а от последних по ЭГДА перейти к фильтрационным сопротивлениям. В результате обработки экспериментальных данных были найдены значения безразмерных коэффициентов  $C_1$  и  $C_2$  для различных условий вскрытия пласта и построены известные графики В.И. Щурова, которые широко используются в практике и теории разведки и разработки месторождений нефти и газа.

На динамику изменения уровня в пласте оказывают влияние не только фильтрационные свойства опробуемой толщи, но и конструкция опытной скважины: длина фильтра скважины и ее радиус.

По степени вскрытия продуктивного горизонта скважины подразделяются на совершенные и несовершенные – в зависимости от того, полностью или частично они вскрывают продуктивный горизонт своей рабочей частью (фильтром).

Скважина называется гидродинамически совершенной, если она вскрывает пласт на всю толщину и забой скважины открытый, т. е. вся вскрытая поверхность забоя является фильтрующей поверхностью. Поток жидкости к совершенной скважине — плоский фильтрационный поток. Если скважина с открытым забоем вскрывает пласт не на всю толщину, а только на некоторую величину, или если скважина сообщается с пластом через отдельные отверстия, то фильтрация жидкости или газа будет пространственной (трехмерной), а скважина — гидродинамически несовершенной.

### **Рассмотрение видов гидродинамического несовершенства скважин по результатам теоретических и экспериментальных исследований.**

Целесообразно выделить следующие три вида гидродинамического несовершенства скважин (рис 1.):

- 1) по степени вскрытия пласта, когда скважина вскрывает продуктивный пласт не на всю толщину;

- 2) по характеру вскрытия пласта, когда скважина вскрывает пласт на всю толщину, но она обсажена и проперфорирована.
- 3) по качеству вскрытия пласта, когда проницаемость пористой среды в призабойной зоне снижена по отношению к естественной проницаемости пласта.

Нередко встречаются скважины с двойным видом несовершенства – как по степени, так и по характеру вскрытия пласта.

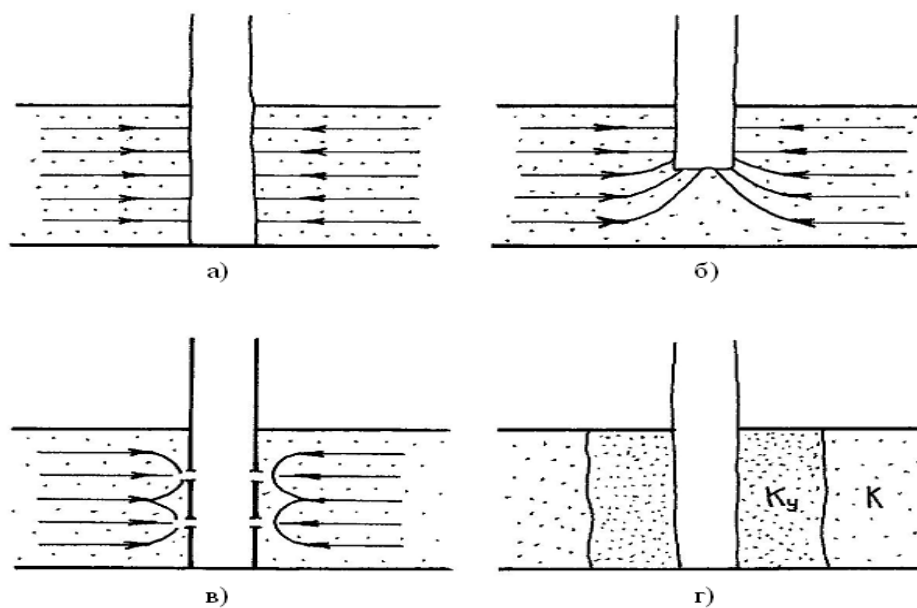


Рис.1

Рис 1. Изображение совершенной и несовершенных скважин

- а) совершенная скважина;
- б) несовершенная скважина по степени вскрытия пласта;
- в) несовершенная скважина по характеру вскрытия пласта;
- г) несовершенная скважина по качеству вскрытия пласта

$K_y$  – проницаемость призабойной зоны пласта,

$K$  – проницаемость удаленной зоны пласта.

Приток жидкости в скважины происходит под действием разницы между пластовым давлением и давлением на забое скважины. Так, как движение



жидкости в пласте происходит с весьма малыми скоростями, то оно подчиняется линейному закону фильтрации - закону Дарси.

$$\vec{u} = -k\vec{I} \quad (1)$$

где  $\vec{u}$  - скорость фильтрации,  $k$  - коэффициент фильтрации (определенной породы),  $\vec{I}$  - градиент напора (отношение потери напора к длине фильтрации).

Наиболее часто несовершенство по характеру вскрытия проявляется при кольматации скважины (проникновении мелких частиц и микроорганизмов в трещины и поры породы, в фильтры, приводящее к уменьшению водогазопроницаемости) и её призабойной зоны, или при больших радиусах скважины.

Поток к совершенной по степени вскрытия опытной скважине имеет осесимметричный характер, к несовершенной скважине – радиально-сферический.

#### **Влияние радиуса и несовершенства скважины на ее дебит.**

Радиально-сферическая фильтрация несжимаемой жидкости по закону Дарси. Фильтрационный поток называется радиально-сферическим, если векторы скорости фильтрации направлены в пространстве по прямым, радиально сходящимся к одной точке (или расходящимся от нее).

Благодаря центральной симметрии давление и скорость фильтрации зависят и в этом случае только от одной координаты  $r$ , отсчитываемой от центра (рис.2).



Рис.2

Примером потока, весьма близкого к радиально-сферическому, является приток жидкости к гидродинамически несовершенной скважине малого

диаметра, едва вскрывшей непроницаемую горизонтальную кровлю однородного пласта большой мощности (теоретически бесконечной).

Если на забое скважины, представленной в виде полусферы радиуса  $r_c$ , поддерживается постоянное приведенное давление  $p_c$ , а на достаточно большом расстоянии от скважины, на полусферической поверхности радиуса  $R_k$ , сохраняется постоянное давление  $p_k$  и фильтрация в однородном пласте происходит по закону Дарси, то объемный дебит скважины определяется по формуле

$$Q = \frac{2\pi r_c k (p_k^* - p_c^*)}{\mu} \quad (2)$$

Приведенное давление в любой точке пласта определяется по формуле

$$p^* = p_k^* - \frac{p_k^* - p_c^*}{\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k}} \left( \frac{1}{r} - \frac{1}{R_k} \right) \quad (3)$$

а закон движения частиц вдоль линии тока от точки с координатой  $r_0$  до точки с координатой  $r$  описывается уравнением

$$t = \frac{2\pi m}{3Q} (r_0^3 - r^3) \quad (4)$$

В случае, когда длина фильтра скважины значительно меньше мощности продуктивного пласта (точечный источник), поток к скважине сферический. Вблизи ствола гидродинамически несовершенной скважины происходит искажение плоскорадиальной формы потока, и возникают дополнительные фильтрационные сопротивления потоку жидкости.

Приток жидкости к несовершенным скважинам даже в горизонтальном однородном пласте постоянной толщины перестает быть плоскорадиальным.

Дебит  $G$  несовершенной скважины чаще всего меньше дебита  $G_{\text{сов}}$  совершенной, действующей в тех же условиях, что и данная несовершенная скважина. В некоторых случаях (при торпедной или кумулятивной перфорации,

когда глубина прострела достаточно велика) может наблюдаться обратная картина. Отношение данных дебитов  $\delta$  характеризует степень несовершенства скважины и называется параметром несовершенства (или коэффициентом совершенства скважины).

$$\delta = \frac{Q}{Q_{сов}} \quad (5)$$

### Методы учета несовершенства скважин при расчете их дебита.

Дебит скважины, несовершенной по степени вскрытия, можно определить по формуле М. Маскета, если радиус пласта  $R_K \geq \frac{1}{2}h$

$$Q = \frac{2\pi kh(p_K - p_C)}{\mu\xi} \quad (6)$$

$$\text{где } \xi = \frac{1}{2h} \left[ 2 \ln \frac{4h}{r_C} - \varphi(\bar{h}) \right] - \ln \frac{4h}{R_K} \quad (7)$$

и относительное вскрытие пласта  $\bar{h} = b/h$

Функция  $\varphi(\bar{h})$  имеет следующее аналитическое выражение:

$$\varphi(\bar{h}) = \ln \frac{\Gamma(0,875\bar{h}) \cdot \Gamma(0,125\bar{h})}{\Gamma(1 - 0,875\bar{h}) \cdot \Gamma(1 - 0,125\bar{h})} \quad (8)$$

где  $\Gamma(n)$  – интеграл Эйлера второго рода, называется гамма – функцией, для которой имеются таблицы в математическом справочнике.

$$\Gamma(n) = \int_0^{\infty} x^{n-1} e^{-x} dx$$

$\varphi(\bar{h})$  представлена графически на (рис. 3)

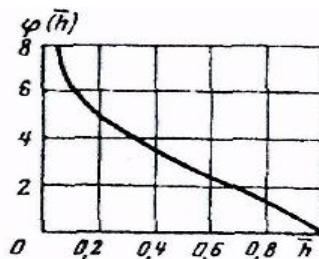


Рис.3

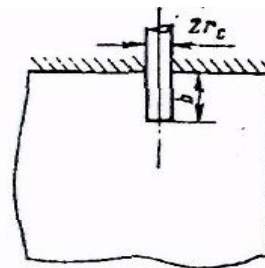


Рис.3.1

Для скважины в пласте бесконечной толщины (рис. 3.1) можно найти дебит при помощи формулы Н.К. Гиринского:

$$Q = \frac{2\pi k b (p_K - p_C)}{\mu \ln \frac{1,6b}{r_C}} \quad (9)$$

Дебит скважины гидродинамически несовершенной как по степени, так и по характеру вскрытия пласта можно подсчитать по формуле:

$$Q = \frac{2\pi k h (p_K - p_C)}{\mu \left( \ln \frac{R_K}{r_C} + C_1 + C_2 \right)} \quad (10)$$

где  $C_1$  - безразмерная величина, определяющая дополнительное фильтрационное сопротивление, обусловленное несовершенством скважины по степени вскрытия пласта;  $C_2$  - безразмерная величина, определяющая дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством скважины по характеру вскрытия пласта.

$C_1$  и  $C_2$  находятся из графиков В.И. Щурова, построенных по данным исследования притока жидкости к скважинам с двойным видом несовершенства на электролитических моделях.

Величина  $C_1$  представлена на (рис.4) в зависимости от параметров  $a=h/D_c$  и  $\bar{h} = b/h$

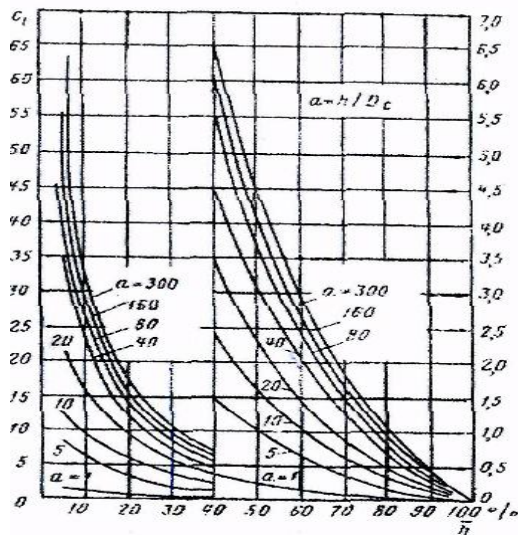


Рис.4

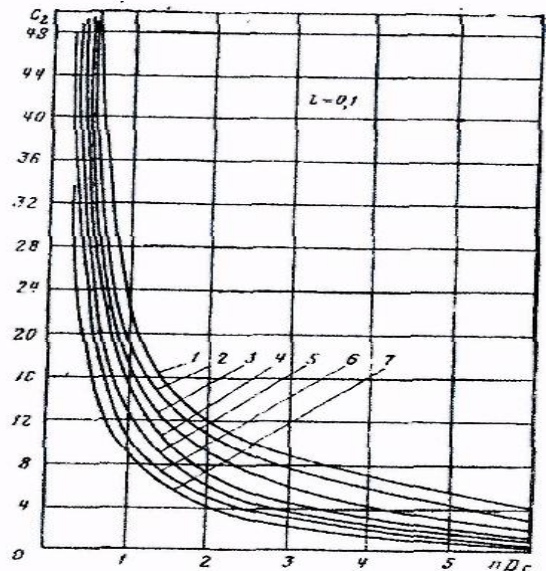


Рис.4.1

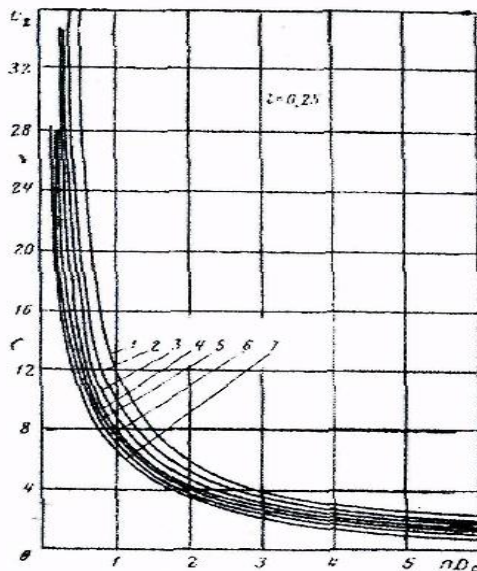


Рис.4.2

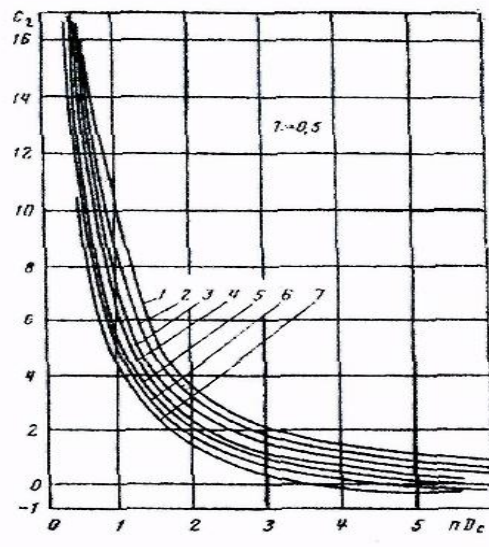


Рис.4.3

На рис. 4.1, 4.2, 4.3 дана зависимость  $C_2$  от трех параметров:  $nD_c$ ,  $l=\Gamma/D_c$  и  $a=d_0/D_c$ , где  $n$  - число перфорационных отверстий на 1 м;  $D_c$  - диаметр, скважины в м;  $\Gamma$  - глубина проникновения пуль в породу;  $d_0$  - диаметр отверстий.

Соответствие между кривыми и значениями параметра  $a=d_0/D$  видно из следующих данных таблица 1:

Таблица 1

Номер кривой	1	2	3	4	5	6	7
$a$	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09

Формулу (10) можно записать иначе, введя в нее приведенный радиус скважины

$$r_c = r_c \cdot e^{-(C_1+C_2)} = r_c \cdot e^C \quad (11)$$

т.е. радиус такой совершенной скважины, который равен дебиту несовершенной скважины.

В литературе приводятся графики  $\delta$ , которые можно использовать для оценки  $C$ .

$$Q = \frac{2\pi kh(p_K - p_C)}{\mu \ln \frac{R_K}{r_c}} \quad (12)$$

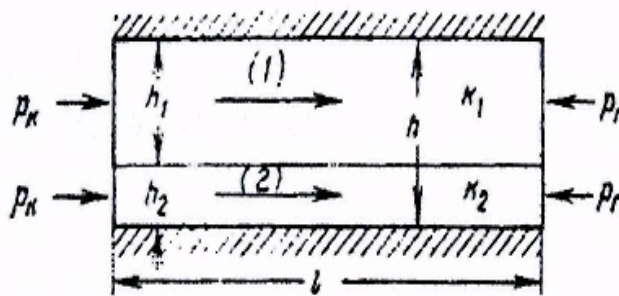


Рис.5

Коэффициент совершенства скважины  $\delta$  и величина  $C=C_1+C_2$  связаны между собой зависимостью

$$\delta = \frac{\ln \frac{R_K}{r_c}}{\ln \frac{R_K}{r} + C} \quad (13)$$

или

$$C = \left( \frac{1}{\delta} - 1 \right) \ln \frac{R_K}{r_c} \quad (14)$$

## Границы применимости закона Дарси. Нелинейные законы фильтрации.

Закон Дарси справедлив при соблюдении следующих условий:

- а) пористая среда мелкозерниста и поровые каналы достаточно узки;
- б) скорость фильтрации и градиент давления малы;
- с) изменение скорости фильтрации и градиента давления малы.

При повышении скорости движения жидкости закон Дарси нарушается из-за увеличения потерь давления на эффекты, связанные с инерционными силами: образование вихрей, зон срыва потока с поверхности частиц, гидравлический удар о частицы и т.д. Это так называемая верхняя граница. Закон Дарси может нарушаться и при очень малых скоростях фильтрации в процессе начала движения жидкости из-за проявления неньютоновских реологических свойств жидкости и её взаимодействия с твёрдым скелетом пористой среды. Это нижняя граница.

Верхняя граница. Критерием верхней границы справедливости закона Дарси обычно служит сопоставление числа Рейнольдса  $Re = w a \rho / \eta$  с его критическим значением  $Re_{кр}$ , после которого линейная связь между потерей напора и расходом нарушается. В выражении для числа  $Re$ :  $w$  - характеристическая скорость течения;  $a$  - характерный геометрический размер пористой среды;  $\rho$  - плотность жидкости. Имеется ряд представлений чисел Рейнольдса, полученных различными авторами при том или ином обосновании характерных параметров. Приведём некоторые из данных зависимостей наиболее употребляемые в подземной гидромеханике:

а) Павловского

$$Re = \frac{u d \rho}{(0,75m + 0,23)\eta}, \quad (15)$$

$$\text{где } a = \frac{d}{(0,75m + 0,23)}; \quad w = u.$$

Критическое число Рейнольдса  $Re_{кр} = 7,5-9$ .

б) Щелкачёва

$$\mathbf{Re} = \frac{10u\rho\sqrt{k}}{m^{2,3}\eta}, \quad (16)$$

$$\text{где } a = \frac{10\sqrt{k}}{m^{2,3}}; w=u.$$

Критическое число Рейнольдса  $\mathbf{Re}_{кр}=1-12$ .

в) Миллионщикова

$$\mathbf{Re} = \frac{u_0\rho\sqrt{k/m}}{\eta}, \quad (17)$$

$$\text{где } a = \sqrt{k/m}; w=u_0 = u/m.$$

Критическое число Рейнольдса  $\mathbf{Re}_{кр}=0,022-0,29$ .

Скорость фильтрации  $\mathbf{u}_{кр}$ , при которой нарушается закон Дарси, называется критической скоростью фильтрации. Нарушение скорости фильтрации не означает перехода от ламинарного движения к турбулентному, а вызвано тем, что силы инерции, возникающие в жидкости за счёт извилистости каналов и изменения площади сечения, становятся при  $\mathbf{u} > \mathbf{u}_{кр}$  соизмеримы с силами трения.

При обработке экспериментальных данных для определения критической скорости пользуются безразмерным параметром Дарси

$$\mathbf{Da} = \frac{u \eta / k}{\Delta.p / L} = \frac{u\eta.L}{k\Delta.p}, \quad (18)$$

представляющим отношение сил вязкого трения к силе давления. В области действия закона Дарси данный параметр равен 1 и уменьшается при превышении числа  $\mathbf{Re}$  критического значения.

Нижняя граница. При очень малых скоростях с ростом градиента давления увеличение скорости фильтрации происходит более быстро, чем по закону Дарси. Данное явление объясняется тем, что при малых скоростях становится существенным силовое взаимодействие между твердым скелетом и жидкостью за счет образования аномальных, неньютоновских систем, н.п. устойчивые



коллоидные растворы в виде студнеобразных плёнок, перекрывающих поры и разрушающихся при некотором градиенте давления  $\tau_n$ , называемого начальным и зависящим от доли глинистого материала и величины остаточной водонасыщенности. Имеется много реологических моделей неньютоновских жидкостей, наиболее простой из них является модель с предельным градиентом

$$\begin{aligned} -\frac{dp}{dl} &= \frac{\eta}{k} u + \tau, & u > 0, \\ -\frac{dp}{dl} &\leq \tau_n, & u = 0. \end{aligned} \quad (19)$$

### Законы фильтрации при $Re > Re_{кр}$

От точности используемого закона фильтрации зависит достоверность данных исследования скважин и определение параметров пласта. В связи с этим в области нарушения действия закона Дарси необходимо введение более общих, нелинейных законов фильтрации. Данные законы разделяются на одночленные и двухчленные.

Одночленные законы описываются степенной зависимостью вида

$$u = C \left( -\frac{dp}{dl} \right)^{\frac{1}{n}}, \quad (20)$$

где  $C, n$  - постоянные,  $1 \leq n \leq 2$ .

Данные зависимости не удобны, т.к. параметр  $n$  в общем случае зависит от скорости фильтрации. В связи с этим наибольшее употребление нашли двухчленные зависимости, дающие плавный переход от закона Дарси к квадратичному, называемому формулой Краснопольского

$$-\frac{dp}{dl} = Au + Bu^2. \quad (21)$$

Коэффициенты  $A$  и  $B$  определяются либо экспериментально, либо теоретически. В последнем случае

$$A = \frac{\eta}{k}; \quad B = \beta \frac{\rho}{\sqrt{k}}, \quad (22)$$

где  $\beta$  - структурный коэффициент и по Минскому определяется выражением

$$\beta = \frac{12 \cdot 10^{-5} d^2}{mk}. \quad (23)$$

Рассмотренные методы позволяют определять продуктивность скважины с идеализированной картиной забой и призабойной зоны. Ни экспериментальные, ни математические приемы не позволяют учесть все особенности реальной картины гидродинамического совершенства. Такая задача может быть решена только на основе промысловых данных.

### **Понятие о гидродинамическом совершенстве скважин**

В промысловой практике для эффективного планирования и регулирования процесса разработки месторождений необходимо знать потенциальные добывные возможности каждой скважины.

Известно, что установившийся приток несжимаемой жидкости в гидродинамически совершенную скважину описывается формулой Дюпюи:

$$Q_c = \frac{2\pi kh \times (P_{пл} - P_{заб})}{\mu \times \ln \frac{R_k}{R_c}} = \frac{2\pi kh \times \Delta p}{\mu \times \ln \frac{R_k}{R_c}} \quad (24)$$

где  $Q_c$  – величина притока в пластовых условиях в гидродинамически совершенную скважину, м<sup>3</sup>/с;

$k$  – коэффициент проницаемости пласта в зоне дренорования (проницаемость пласта), м<sup>2</sup>;

$h$  – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м;

$P_{пл}$  – давление в пласте на контуре питания скважины (пластовое давление), Па;

$P_{заб}$  – давление в скважине в интервале продуктивного пласта (забойное давление), Па;

$\Delta p$  – величина перепада давления, движущего пластовую жидкость к забою скважины (депрессия на пласт), Па;

$\mu$  – коэффициент динамической вязкости жидкости, Па×с;

$R_k$  – радиус кругового контура питания скважины, м;

$R_c$  – радиус скважины по долоту, м.

Эта формула справедлива для установившегося плоско-радиального притока несжимаемой однофазной жидкости к одиночной скважине, расположенной в центре кругового пласта радиусом  $R_k$ , дренирующей открытым забоем однородный пласт по всей его толщине. Важно отметить, что при логарифмическом распределении давления в дренируемом пласте вокруг работающей скважины основная доля перепада давления приходится на зону пласта, примыкающую к забою скважины. Так, если приток осуществляется от контура питания, находящегося на расстоянии 300 метров, до стенки скважины радиусом 10 сантиметров, то половина всего перепада давления тратится на продвижение жидкости в пористой среде в зоне вокруг скважины радиусом всего менее шести метров. Для однородного пласта расчет распределения давления между стенкой и контуром питания скважины удобно вести по формуле:

$$p(r) = P_{\text{заб}} + (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}) \times \frac{\ln \frac{r}{R_c}}{\ln \frac{R_k}{R_c}}, \quad (25)$$

где  $p(r)$  – давление в пласте на расстоянии  $r$  от центра скважины.

Приведённый пример ярко иллюстрирует тот факт, что призабойная зона играет определяющую роль в притоке жидкости к скважине. Поэтому незначительное ухудшение проницаемости в этой зоне приводит к существенному снижению величины притока в скважину, что равносильно соответствующему снижению её дебита.

Условия притока жидкости или газа в реальную скважину отличается от притока в гидродинамически совершенную скважину тем, что в призабойной зоне пласта и на боковой поверхности реальных скважин возникают дополнительные фильтрационные сопротивления из-за искривления и сгущения линий токов.

Формула притока в реальную скважину (фактический приток), пробуренную на нефтяной пласт и имеющую все виды гидродинамического несовершенства, может быть записана в следующем виде:

$$Q\Phi = \frac{2\pi kh \times (P_{пл} - P_{заб})}{\mu \times (\ln \frac{Rk}{Rc} + C_1 + C_2 + S\sigma + S_{ц} + S_{п})} = \frac{(P_{пл} - P_{заб})}{\Psi_{осн} + \Psi_{доп}}, \quad (26)$$

где  $C_1$  - безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по степени вскрытия продуктивного пласта;

$C_2$  - безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия продуктивного пласта (перфорация);

$S\sigma$  - безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по качеству вскрытия продуктивного пласта бурением (скин-эффект из-за ухудшения проницаемости породы при первичном вскрытии пласта бурением);

$S_{ц}$  - безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по качеству цементирования (скин-эффект из-за ухудшения проницаемости породы при цементировании обсадной колонны);

$S_{п}$  - безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по качеству вскрытия продуктивного пласта перфорацией (скин-эффект из-за ухудшения проницаемости породы при перфорации скважины).

Основные и дополнительные фильтрационные сопротивления в зоне дренирования соответственно равны:

$$\Psi_{осн} = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{Rk}{Rc}$$

$$\Psi_{доп} = \frac{\mu}{2\pi kh} (C_1 + C_2 + S\sigma + S_{ц} + S_{п})$$

Для расчетов притока жидкости или газа к системе взаимодействующих несовершенных скважин имеет важное значение понятие приведенного радиуса. Приведенным радиусом называется радиус такой фиктивной совершенной скважины, величина притока в которую при прочих одинаковых

условиях равна величине притока в реальную гидродинамически совершенную скважину. На основании данного определения формулу (26) можно записать в виде:

$$Q\phi = \frac{2\pi kh \times (P_{пл} - P_{заб})}{\mu \times \left( \ln \frac{Rk}{Rc} + C_1 + C_2 + S\sigma + S_{ц} + S_{п} \right)} = \frac{2\pi kh \times (P_{пл} - P_{заб})}{\mu \times \ln \frac{Rk}{R_c}} \quad (27)$$

Из последнего равенства получается выражение для приведенного радиуса:

$$R_{пр} = R_c \times e^{-(C_1 + C_2 + S\sigma + S_{ц} + S_{п})}$$

Подстановка в формулы притока приведенного радиуса вместо действительного радиуса скважины обеспечивает замену одной реальной или системы реальных скважин их гидродинамическими эквивалентами – совершенными скважинами с фиктивными (приведенными) радиусами. Такой прием значительно упрощает гидродинамические расчеты, поскольку вместо сложных расчетно-аналитических зависимостей описывающих приток в реальные гидродинамически несовершенные скважины, становится возможным применять простые формулы Дюпюи для гидродинамически несовершенных скважин.

Степень гидродинамической связи пласта и скважины характеризуется коэффициентом гидродинамического совершенства, под которым понимают отношение фактического дебита (притока) скважины к дебиту (притоку) этой же скважины, если бы она была гидродинамически совершенной (т.е. если бы скважина, при прочих одинаковых условиях, имела открытый забой полностью вскрытого бурением пласта и естественную проницаемость пористой среды в призабойной зоне). Из этого определения и с учётом формул (24), (26) и (27) следует, что:

$$\varphi = \frac{Q\phi}{Q_c} = \frac{\ln \frac{Rk}{R_c}}{\ln \frac{Rk}{R_c} + C_1 + C_2 + S\sigma + S_{ц} + S_{п}} = \frac{\ln \frac{Rk}{R_c}}{\ln \frac{Rk}{R_{пр}}} \quad (28)$$

Коэффициент гидродинамического совершенства является одной из важнейших гидродинамических характеристик скважины, и подлежит определению для каждой скважины наравне с коэффициентом продуктивности.

Строение пористой среды вокруг скважины и состояние её забоя в реальном случае может иметь значительно более сложную картину, чем было рассмотрено выше. Соответственно столь сложной будет и гидродинамическая картина притока в реальную гидродинамически несовершенную скважину.

### **Методика определения коэффициента гидродинамического совершенства по исследованию скважин на установившихся и неуставившихся режимах работы.**

Изменение проницаемости породы призабойной зоны, геометрия перфорационных каналов и забоя скважины с гидродинамической точки зрения имеют очень сложную картину и не поддаются точному математическому описанию. Действительно, для реальной скважины в промысловых условиях геофизики и технологи не знают, к примеру, каких размеров и формы получились перфорационные каналы, каковы степень и характер изменения проницаемости породы вокруг перфорационных каналов и т.п. Промысловые работники и исследователи также не имеют достоверной информации и о многих других параметрах, по которым можно было бы определить величины дополнительных фильтрационных сопротивлений. Поэтому определить коэффициент гидродинамического совершенства скважины по формуле (28) обычно не представляется возможным, поскольку достоверно не известны фактические значения безразмерных коэффициентов, учитывающих дополнительные фильтрационные сопротивления в призабойной зоне пласта и на стенке скважины.

Из вышеизложенного следует, что нужна такая методика определения степени гидродинамического совершенства скважин, формулы которой не содержали бы в явном виде значений безразмерных коэффициентов дополнительных фильтрационных сопротивлений. Методика должна обладать

необходимой точностью оценки и применима в любой период работы скважины, так как состояние пласта, призабойной зоны, забоя с течением времени разработки месторождения также меняются. Такая методика, по всей вероятности, должна основываться на результатах гидродинамических исследований скважин.

Покажем как, на основе гидродинамических методов исследования скважин, можно получить формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства. Введем в формулу притока (дебита) реальной скважины, описывающую плоскорадиальную фильтрацию жидкости по линейному закону, коэффициент гидропроводности ( $\varepsilon = kh/\mu$ ). Тогда формула (26) примет вид:

$$Q\phi = \frac{2\pi\varepsilon \times (P_{пл} - P_{заб})}{\ln \frac{Rk}{Rc} + C_1 + C_2 + S\sigma + S_{ц} + S_{п}} \quad (29)$$

Перепишав формулу (28) относительно знаменателя

$$\ln \frac{Rk}{Rc} + C^1 + C^2 + S\sigma + S_{ц} + S_{п} = \frac{2\pi\varepsilon \times (P_{пл} - P_{заб})}{Q\phi} = \frac{2\pi\varepsilon}{\eta} \quad (30)$$

получаем, что сумма безразмерных коэффициентов дополнительных фильтрационных сопротивлений может быть выражена через известные гидродинамические параметры – коэффициент гидропроводности пласта и коэффициент продуктивности скважины.

Подставляя (30) в (28), получаем следующую формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства:

$$\varphi = \frac{1}{2\pi} \times \frac{\eta}{\varepsilon} \times \ln \frac{Rk}{Rc} \quad (31)$$

В полученной формуле величина коэффициента продуктивности ( $\eta$ ) определяется по результатам гидродинамических исследований скважины на установившихся режимах работы, т.е. по индикаторной диаграмме (ИД). Величина коэффициента гидропроводности пласта ( $\varepsilon$ ) определяется по углу наклона прямолинейного участка кривой восстановления давления (КВД), построенной в полулогарифмических координатах  $\Delta P_{(t)} - \ln t$ . Из

теоретических основ газогидродинамических исследований на установившихся и неуставившихся режимах работы следует, что коэффициент продуктивности, определенный по (ИД), характеризует всю зону дренирования – от контура питания до стенки скважины, а коэффициент гидропроводности, определенный по КВД, характеризует удаленную от скважины зону пласта с естественными (неизменными из-за вскрытия продуктивного пласта или из-за применения методов воздействия на призабойную зону) фильтрационными свойствами.

Таким образом, методика определения степени гидродинамического совершенства скважин, основанная на формуле (31), построена на использовании результатов гидродинамических исследований скважин на установившихся и неуставившихся режимах работы. При этом в расчётах используются параметры, определяемые по результатам гидродинамических исследований скважин. Формула (31) справедлива и для газовых скважин.

### **Кривая восстановления давлений (КВД)**

#### **Способы проведения обработки кривой восстановления давлений (КВД)**

Скважину подключают к газопроводу или газ выпускают в атмосферу (если скважина перед этим была закрыта), регистрируя при этом изменение давления на головке, в затрубном пространстве и измерителе дебита. После достижения стабилизации скважину закрывают и снимают кривую изменения нарастания давления на головке и в затрубном пространстве в зависимости от времени.

Забойное давление определяют по давлению на устье расчетным путём, но предпочтительнее снимать кривые нарастания забойного давления с помощью дифференциальных, глубинных манометров. Снятие КВД на забое предпочтительно во всех случаях, особенно в высокодебитных скважинах, работающих с малыми депрессиями и вскрывающих пласт с высокой температурой.



Методика обработки КВД существенным образом зависит от темпа нарастания давления после остановки скважины, наличия соседних скважин и расстояния между ними. Если исследуемая скважина удалена от соседних работающих на 3-4 км и продолжительность её работы незначительна, то данную скважину можно рассматривать в "бесконечном" пласте. В противном случае процесс восстановления давления надо рассматривать как процесс, происходящий в пласте конечных размеров.

### **Первый способ обработки КВД (метод касательной)**

В данном случае рассмотрен анализ КВД, когда кривые восстановления давления записываются после отработки скважины в течение длительного времени  $T$ , которое намного продолжительнее времени восстановления давления  $t$  ( $T \gg t$ ). Определение параметров пласта в этом случае получают методом проведения касательной к последним точкам КВД, построенной в полулогарифмических координатах.

Итак, исходным уравнением для расчета параметров пласта по КВД, записанной после продолжительной отработки скважины, является выражение:

$$P_c = P_{пл} - 0,183 \frac{q\mu}{kh} \ln \frac{2,25\chi t}{r_c^2} \quad (32)$$

где  $P_c$  – забойное давление, Па;  $P_{пл}$  – пластовое давление, Па;  $q$  – дебит скважины на забое, м<sup>3</sup>/с;  $r_c$  – радиус скважины, м;  $h$  – толщина пласта, м;  $k$  – проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;  $\chi$  – пьезопроводность, м<sup>2</sup>/с;  $\mu$  – вязкость жидкости, Па·с;  $t$  – время записи КВД, с.

Предыдущее уравнение запишем в виде:

$$\Delta P_{(t)} = 0,183 \frac{q\mu}{kh} \ln \frac{2,25\chi t}{r_c^2} + 0,183 \frac{q\mu}{kh} \ln t \quad (33)$$

Введем обозначения:

$$i = 0,183 \frac{q\mu}{kh}; B = 0,183 \frac{q\mu}{kh} \ln \frac{2,25\chi t}{r_c^2} \quad (34)$$

Тогда выражение для  $\Delta P_{(t)}$  представится в виде:

$$\Delta P_{(t)} = B + i \ln t \quad (35)$$

Это уравнение прямой линии. Коэффициент  $i$  является угловым коэффициентом КВД в координатах  $\Delta P_{(t)} - \ln t$  (полулогарифмические координаты) и определяется как:

$$i = \tan \alpha = \frac{\Delta P_{(t_2)} - \Delta P_{(t_1)}}{\ln t_2 - \ln t_1} \quad (36)$$

Коэффициент  $B$  является отрезком оси  $\Delta P_{(t)}$ , отсекаемым полученной прямой линией, и определяется в точке  $\ln t = 0$ .

Уравнение (32) предполагает линейный характер (при построении графика КВД в полулогарифмических координатах) роста давления после остановки скважины. Однако при реальных исследованиях скважин практически не встречается КВД, которые имели бы на рабочем графике прямолинейную форму. Начальный участок КВД в координатах  $\Delta P_{(t)} - \ln t$ , как правило, отклонен в сторону оси абсцисс (рис. 6).

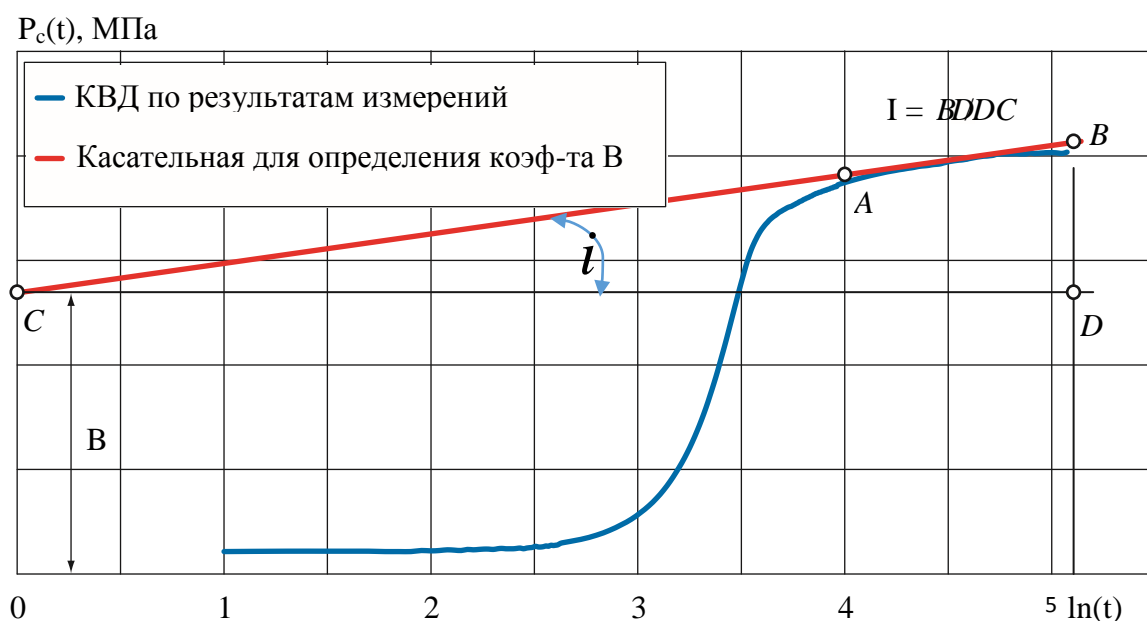


Рис 6. Обработка КВД в полулогарифмических координатах

Искажение КВД на начальном этапе восстановления давления вызвано продолжающимся поступлением жидкости в скважину после ее остановки. На искривление начального участка КВД влияет также скин-эффект.

Графическое представление процесса исследования скважины в полулогарифмических координатах позволяет выделить конечный прямолинейный участок КВД (участок АВ). Эта часть КВД соответствует

закону фильтрации в удаленной части пласта, описываемому исходным уравнением (32). Поэтому коэффициенты В и  $i$  уравнения прямой, проведенной через последние точки КВД, прямо определяются непосредственно из графика на рисунке 6 по точке пересечения этой прямой с осью давления и по тангенсу угла наклона прямой к оси абсцисс, т.е.  $i = |B;D|:|D;C|$ .

Коэффициент гидропроводности пласта в соответствии с формулами (32) – (36) определяется следующим образом:

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = 0,183 \frac{q}{i} \quad (37)$$

Проницаемость:

$$k = 0,183 \frac{q\mu}{ih} \text{ или } k = \left(\frac{kh}{\mu}\right) \cdot \frac{\mu}{h} \quad (38)$$

Пьезопроводность:

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{см} + \beta_c)}, \quad (39)$$

где  $\beta_{см}$  и  $\beta_c$  – сжимаемости смеси и скелета пласта, Па<sup>-1</sup>;  $m$  – пористость.

Скин-эффект равен:

$$s = 1,151 \left( \frac{P_c(3600) - P_c(0)}{i} - \ln \left( \frac{\chi}{r_c^2} \right) - 3,908 \right), \quad (40)$$

где  $P_c(3600)$  – забойное давление, замеренное при времени  $t = 1$  ч.

Коэффициент продуктивности:

$$\begin{aligned} - \text{ фактический } \eta_{\phi} &= \frac{q}{P_{пл} - P_c(0)} & (41) \\ - \text{ потенциальный } \eta_n &= \frac{kh/\mu}{0,366 \cdot \ln \frac{r_k}{r_c}} \end{aligned}$$

### **Второй метод обработки КВД (метод Хорнера)**

На информативность КВД влияет период  $T$ . В том случае если этот период незначителен и сопоставим с продолжительностью регистрации КВД, т.е.  $t > 0,05T$ , определяемые фильтрационные характеристики будут искажены, а пластовое давление занижено. В этом случае обработка КВД производится по методу Хорнера. Исходное уравнение в методе Хорнера имеет вид:

$$P_c = P_{пл} - 0,183 \frac{q\mu B_H}{kh} \ln \frac{T+t}{t}, \quad (42)$$

где  $P_c$  – забойное давление, Па;  $P_{пл}$  – пластовое давление, Па;  $q$  – дебит скважины на поверхности,  $m^3/c$ ;  $B_H$  – объемный коэффициент нефти;  $r_c$  – радиус скважины, м;  $h$  – толщина пласта, м;  $k$  – проницаемость пласта,  $m^2$ ;  $\chi$  – пьезопроводность,  $m^2/c$ ;  $\mu$  – вязкость жидкости, Па·с;  $t$  – время записи КВД, с.

Это уравнение позволяет определять параметры пласта по КВД построенной в координатах  $P_c(t) - \ln \frac{T+t}{t}$  (рис. 7)

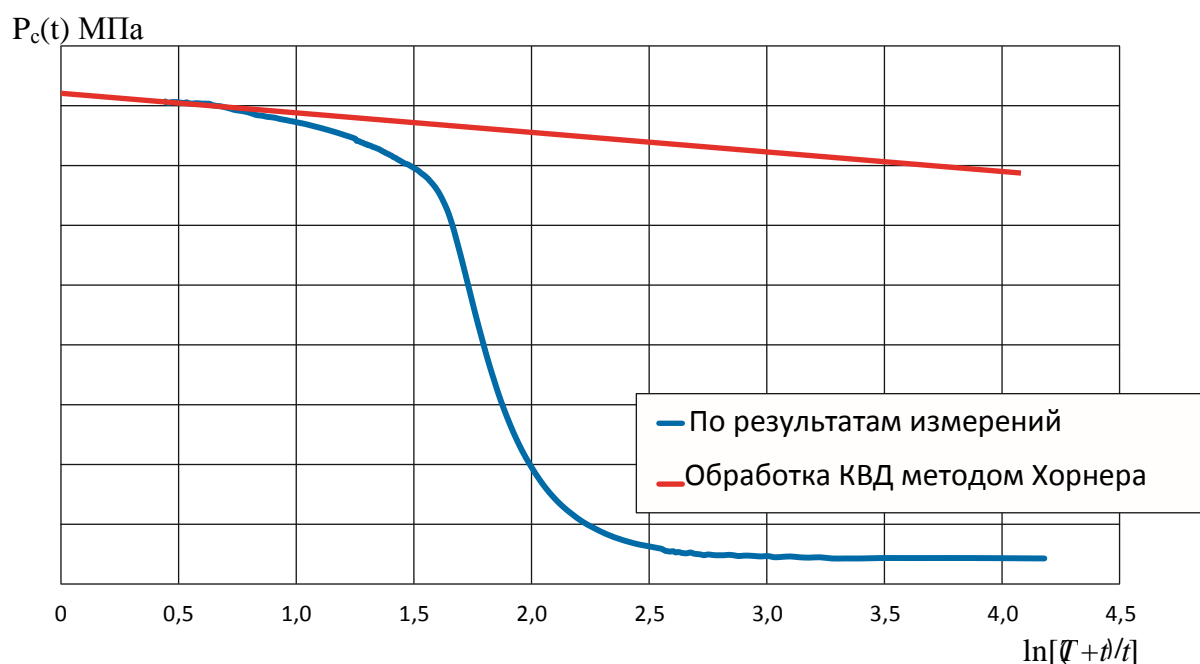


Рис. 7 Зависимость  $P_c(t)$  от  $\ln[(T+t)/t]$

При длительном восстановлении давления, когда  $t$  становится намного больше периода работы скважины до ее остановки  $T$ , выражение  $\frac{T+t}{t} \rightarrow 1$ , так как  $\ln \frac{T+t}{t} \rightarrow 0$ . Поэтому при обработке фактических КВД экстраполяция прямой, проходящей через конечный участок КВД до оси ординат, определяет значение давления, соответствующее пластовому  $P_{пл}$ .

Порядок расчета параметров пласта при интерпретации по методу Хорнера аналогичен рассмотренному предыдущему методу расчета с использованием графиков в координатах  $\Delta P_{(t)} - \ln t$ .

Введем обозначения:

$$i = 0,183 \frac{q\mu}{kh}, \quad (43)$$

тогда выражение для  $P_c$  представится в виде:

$$P_c = P_{пл} - i \ln \frac{T+t}{t}, \quad (44)$$

это уравнение прямой линии (рис. 2).

Коэффициент  $i$  является угловым коэффициентом КВД в координатах  $P_c(t) - \ln \frac{T+t}{t}$  и определяется как:

$$i = \tan \alpha = \frac{P_c(t_2) - P_c(t_1)}{\ln \frac{T+t_2}{t_2} - \ln \frac{T+t_1}{t_1}}, \quad (45)$$

Пластовое давление определяется в точке  $\ln \frac{T+t}{t} = 0 \Rightarrow P_c(t = \infty) = P_{пл}$ ,  
(46)

Коэффициент гидропроводности вычисляется по формуле:

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = 0,183 \frac{q \cdot B_H}{i} \quad (47)$$

Пьезопроводность:

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{см} + \beta_c)} \quad (48)$$

Скин-эффект:

$$s = 1,151 \left( \frac{P_{пл} - P_c(0)}{i} - \ln \left( \frac{\chi}{r_c^2} \right) - 3,908 \right) \quad (49)$$

Последние точки КВД (рисунок 7) образуют прямолинейный участок на рабочем графике. Эта часть КВД соответствует закону фильтрации в удаленной части пласта, описываемому исходным уравнением (42). Поэтому параметры  $P_{пл}$  и  $i$  уравнения прямой, проведенной через последние точки КВД, прямо определяются непосредственно из графика по точке пересечения этой прямой с осью давления и по тангенсу угла наклона прямой к оси абсцисс.

Факторы, искажающие форму начальных участков КВД:

- наличие притока газа в скважину после её закрытия на устье. При этом начальный участок отклоняется вниз от прямой (рис.8, а). КВД начинается из точки с координатами  $\ln t = 0$  и  $P_c(t) = P_c(0)$ .

- значительное отличие параметров призабойной зоны от параметров пласта, в том числе ухудшение их в результате выпадения конденсата и улучшение после работ по интенсификации. Если проводимость призабойной зоны лучше проводимости пласта, начальный участок отклоняется вверх от прямой (рис.8 б). В случае ухудшенных параметров призабойной зоны начальный участок отклоняется вниз и имеет вид, аналогичный КВД с влиянием притока (рис.8 а). Применение методов обработки с учетом притока в этом случае не выпрямляет начальный участок.
- влияние границ пласта, т.е. соответствие принятых при обработке граничных условий характеру работы скважины в процессе исследования. Например, при обработке КВД скважин, работающих в условиях ограниченного пласта, по формулам бесконечного, конечный участок искривляется (рис.8 в).

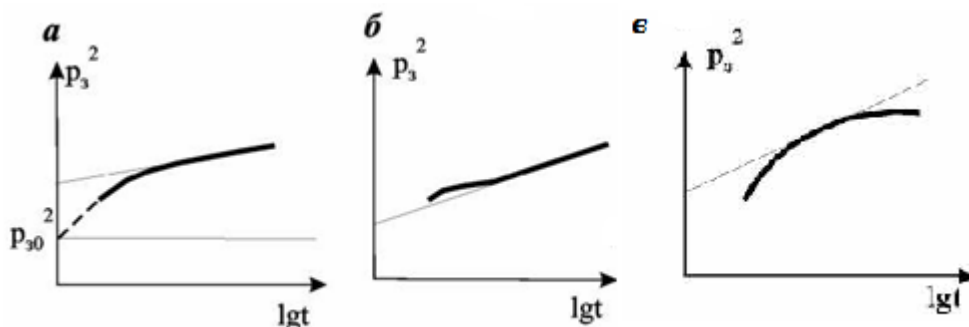


Рис. 8 Влияние различных факторов на КВД

## Результаты решений некоторых задач притока жидкости к несовершенной скважине

Пример расчета параметров пласта по КВД, записанной после продолжительной отработки скважины.

Скважина работала непрерывно в течение 9 месяцев, после чего скважину остановили на 8,75 часа и записали КВД. Дебит скважины  $q = 38,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ , обводненность  $f = 50,5 \%$ , давление забойное  $P_c = 11,0 \text{ МПа}$ , толщина пласта  $h = 10 \text{ м}$ , пористость  $m = 0,2$ , сжимаемость смеси  $\beta_{см} = 1,1 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$ , сжимаемость скелета пласта  $\beta_c = 1,0 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$ , объемный коэффициент нефти  $V_n = 1,16$ , вязкость нефти  $\mu_n = 1,6 \text{ сП}$ , радиус контура питания  $R_k = 200 \text{ м}$ , радиус скважины по долоту  $R_c = 0,1 \text{ м}$ .

В таблице 2 приведены данные «давление-время», полученные после обработки диаграммы давления.

Данные «давление-время», полученные после обработки диаграммы давления, расчетные значения  $\ln t$ .

Таблица 2

№ п/п	$P_c$ , МПа	$t$ , с	$\ln t$	№ п/п	$P_c$ , МПа	$t$ , с	$\ln t$
1	11,55	955	2,98	11	26,44	17330	4,24
2	13,02	1905	3,28	12	26,83	18008	4,26
3	14,86	2907	3,46	13	27,22	19198	4,28
4	17,62	4820	3,68	14	27,44	20077	4,30
5	19,93	6766	3,83	15	27,6	21680	4,34
6	21,88	8739	3,94	16	27,63	23863	4,38
7	23,41	10454	4,02	17	27,65	25604	4,41
8	24,67	12505	4,10	18	27,63	27647	4,44
9	25,59	14303	4,16	19	27,63	29474	4,47
10	26,01	16152	4,21	20	27,65	31623	4,50

### Решение

1. Поскольку скважина работала продолжительный период времени перед остановкой и время притока намного превышает время КВД, то для

интерпретации диаграммы давления КВД выбран рабочий график с координатами  $P(t) - \ln t$ . В таблице 2 приведены расчетные значения  $\ln t$ .

2. По данным таблицы 2 строится рабочий график КВД в полулогарифмических координатах  $P(t) - \ln t$  (рисунок 9).
3. На прямолинейном участке кривой произвольно выбираются две точки с координатами  $P_1, \ln t_1$  и  $P_2, \ln t_2$  и определяется значение  $i$ . Для удобства при расчетах следует принимать значения  $\ln t$ , соответствующие целым числам. Для  $\ln t_1 = 4,21$  и  $\ln t_2 = 4,24$ , соответственно  $P_1 = 26,01$  и  $P_2 = 26,44$  МПа.

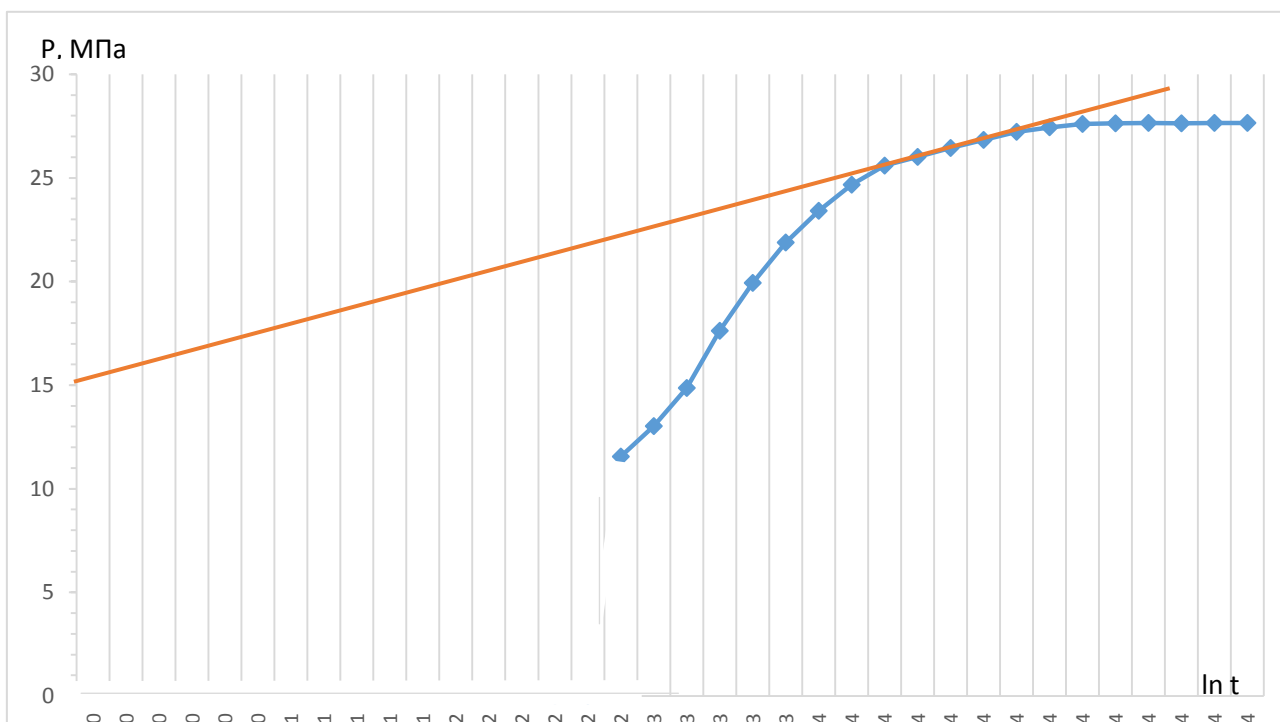


Рис. 9 Интерпретация КВД, записанной после продолжительной работы скважины

4. Тогда,  $i = \frac{26,44 - 26,01}{4,24 - 4,21} = 0,4$  МПа

5. Измеряется отрезок на оси ординат от нуля до точки пересечения этой оси с продолжением прямолинейного участка:  $B = 15,2$  МПа

6. Величина коэффициента гидропроводности пласта:

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = 0,183 \frac{q}{i} = 0,183 \frac{\frac{38,4 \text{ м}^3}{86400 \text{ с}}}{0,4 \cdot 10^6 \text{ Па}} = 203,33 \cdot 10^{-12} \frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}} = 17,57 \frac{\text{м}^3}{\text{МПа} \cdot \text{сут}}$$



7. Проницаемость:

$$k = \left( \frac{kh}{\mu} \right) \cdot \frac{\mu}{h} = 203,33 \cdot 10^{-12} \cdot \frac{1,6 \cdot 10^{-3}}{10} = 3,25 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$$

8. Пьезопроводность:

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{\text{см}} + \beta_c)} = \frac{3,25 \cdot 10^{-14}}{1,6 \cdot 10^{-3} \cdot (0,2 \cdot 1,1 \cdot 10^{-9} + 10^{-10})} = 0,166 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

9. Скин-эффект:

$$s = 1,151 \left( \frac{P_c(3600) - P_c(0)}{i} - \ln \left( \frac{\chi}{r_c^2} \right) - 3,908 \right) \\ = 1,151 \cdot \left( \frac{16,24 - 11}{0,4} - \ln \frac{0,166}{0,1^2} - 3,908 \right) = 9,99$$

10. Коэффициент продуктивности:

$$\text{- фактический } \eta_\phi = \frac{q}{P_{\text{пл}} - P_c(0)} = \frac{38,4}{27,65 - 11} = 2,3 \frac{\text{м}^3}{\text{сут МПа}}$$

$$\text{- потенциальный } \eta_n = \frac{kh/\mu}{0,366 \cdot \ln \frac{r_k}{r_c}} = \frac{203,33 \cdot 10^{-12}}{0,366 \cdot \ln \frac{200}{0,1}} = 7,31 \cdot 10^{-11} \frac{\text{м}^3}{\text{с Па}} = 7,31 \frac{\text{м}^3}{\text{сут МПа}}$$

11. Коэффициент гидродинамического совершенства фактический:

$$\varphi = \frac{1}{2\pi} \times \frac{\eta_\phi}{\varepsilon} \times \ln \frac{Rk}{Rc} = \frac{1}{2 \cdot 3,14} \times \frac{2,3}{17,57} \times \ln \frac{200}{0,1} = 0,16 \times 0,13 \times 7,6 = 0,16$$

где  $(\eta_\phi)$  фактический коэффициент продуктивности,  $(\varepsilon)$  коэффициент гидропроводности пласта;

коэффициент гидродинамического совершенства потенциальный

$$\varphi = \frac{1}{2\pi} \times \frac{\eta_n}{\varepsilon} \times \ln \frac{Rk}{Rc} = \frac{1}{2 \cdot 3,14} \times \frac{7,31}{17,57} \times \ln \frac{200}{0,1} = 0,16 \times 0,42 \times 7,6 = 0,51.$$

Пример расчета параметров пласта по КВД, записанной после кратковременной обработки скважины.

Перед запуском скважины в эксплуатацию в ней проведены ГДИ путем свабирования и обработки в течение 20 часов с последующей записью КВД продолжительностью также 20 часов.

Дебит скважины  $q = 34 \text{ м}^3/\text{сут}$ ; обводненность  $f = 37 \%$ ; давление забойное  $P = 15,85 \text{ МПа}$ ; толщина пласта  $h = 6 \text{ м}$ ; пористость  $m = 0,2$ ;

сжимаемость смеси  $\beta_{см}=1,16 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$ ; сжимаемость скелета пласта  $\beta = 1,0 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$ ; объемный коэффициент нефти  $V_n = 1,13$ ; вязкость нефти  $\mu=0,82 \text{ сП}$ ; плотность нефти  $\rho_n = 860 \text{ кг/м}^3$ ; радиус скважины  $R_c = 0,1 \text{ м}$ ; радиус контура питания  $R_K = 250 \text{ м}$ .

В таблице 2 приведены данные "давление - время", полученные после обработки диаграммы давления.

### Решение

1. Поскольку скважина работала непродолжительный период времени перед остановкой и время притока равно времени КВД, то для интерпретации диаграммы давления КВД выбран рабочий график с координатами  $P(t)$ - $\lg(T+t)/t$ . В таблице 3 приведены расчетные значения  $\lg((T+t)/t)$ .
2. По данным таблицы 3 строится рабочий график КВД в полулогарифмических координатах  $P(t)$ - $\lg(T+t)/t$  (рисунок 10).

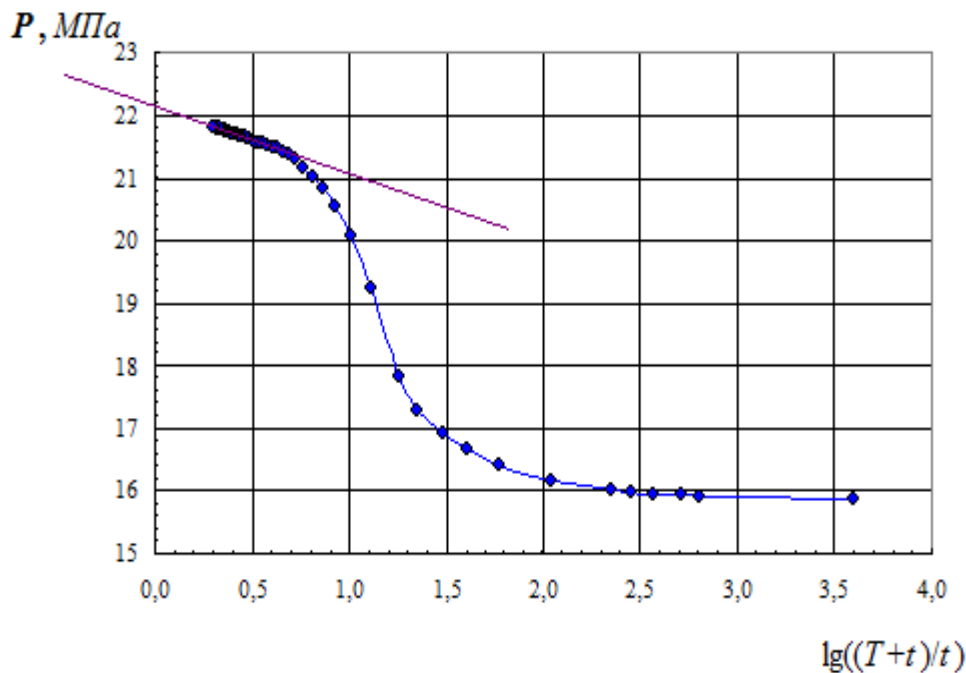


Рис. 10 Интерпретация КВД, записанной после кратковременной отработки скважины

3. Давление, соответствующее точке пересечения прямой, проходящей через последние точки КВД, с осью ординат, равно пластовому давлению:  $R_{пл} = 22,2 \text{ МПа}$ . На прямолинейном участке кривой произвольно выбираются две

точки с координатами  $P_1, \lg ((T+t_1)/t_1)$  и  $P_2, ((T+t_2)/t_2)$  и определяется значение  $i$ .

Данные "давление - время", полученные после обработки диаграммы давления, расчетные значения  $\lg ((T+t)/t)$

Таблица 3

№ п/п	$P_c$ , МПа	$t$ , с	$\lg ((T+t)/t)$	№ п/п	$P_c$ , МПа	$t$ , с	$\lg ((T+t)/t)$
1	15,85	18	3,602'	26	21,56	29437	0,537
2	15,91	113	2,805	27	21,57	31253	0,519
3	15,92	139	2,715	28	21,60	33009	0,503
4	15,94	192	2,575	29	21,62	34851	0,487
5	15,97	252	2,457	30	21,64	36633	0,472
6	16,00	322	2,351	31	21,65	38415	0,459
7	16,15	652	2,047	32	21,67	40240	0,445
8	16,42	1243	1,770	33	21,68	42047	0,433
9	16,67	1843	1,603	34	21,69	43829	0,422
10	16,90	2434	1,485	35	21,70	45628	0,411
11	17,27	3355	1,351	36	21,71	47462	0,401
12	17,82	4216	1,257	37	21,72	49280	0,391
13	19,25	6006	1,114	38	21,73	51044	0,382
14	21,1	7848	1,000	39	21,74	52895	0,373
15	20,55	9630	0,928	40	21,75	54677	0,365
16	20,85	11412	0,864	41	21,76	56493	0,357
17	21,02	13211	0,810	42	21,76	58240	0,350
18	21,17	15045	0,762	43	21,77	00091	0,342

Для удобства при расчетах следует принимать значения соответствующие целым числам. Для  $\lg ((T+t_1)/t_1)=0$  и  $\lg ((T+t_2)/t_2)=1$ , соответственно  $P_1=22,2$  и  $P_2=21,1$  МПа.

4. Тогда,  $i = \frac{22,2-21,1}{1-0} = 1,1$  МПа

5. Величина коэффициента гидропроводности пласта:

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = 0,183 \frac{q \cdot B_H}{i} = 0,183 \frac{\frac{34}{86400} \cdot 1,13}{1,1 \cdot 10^6} = 73,9 \cdot 10^{-12} \frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}} = 6,39 \frac{\text{м}^3}{\text{МПа} \cdot \text{сут}}$$

6. Проницаемость пласта:

$$k = \left( \frac{kh}{\mu} \right) \cdot \frac{\mu}{h} = \frac{73,9 \cdot 10^{-12} \cdot 0,82 \cdot 10^{-3}}{6} = 0,01 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

7. Пьезопроводность:

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{\text{см}} + \beta_c)} = \frac{0,01 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2}{0,82 \cdot 10^{-3}(0,2 \cdot 1,16 \cdot 10^{-9} + 10^{-10})} = 0,0367 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

8. Скин-эффект:

$$s = 1,151 \left( \frac{P_{\text{пл}} - P_c(0)}{i} - \lg \left( \frac{\chi}{r_c^2} \right) - 3,908 \right) \\ = 1,151 \cdot \left( \frac{22,2 - 15,85}{1,1} - \lg \frac{0,0367}{0,1^2} - 3,908 \right) = 1,5$$

9. Коэффициент продуктивности:

$$\text{- фактический } \eta_{\text{ф}} = \frac{q}{P_{\text{пл}} - P_c(0)} = \frac{34}{22,2 - 15,85} = 5,35 \frac{\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}}{\text{МПа}}$$

$$\text{- потенциальный } \eta_{\text{п}} = \frac{kh/\mu}{0,366 \cdot \ln \frac{r_{\text{к}}}{r_c}} = \frac{73,9 \cdot 10^{-12}}{0,366 \cdot \ln \frac{250}{0,1}} = 25,81 \cdot 10^{-12} \frac{\frac{\text{м}^3}{\text{с}}}{\text{Па}} = 2,23 \frac{\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}}{\text{МПа}}$$

10. Коэффициент гидродинамического совершенства фактический:

$$\varphi = \frac{1}{2\pi} \times \frac{\eta_{\text{ф}}}{\varepsilon} \times \ln \frac{Rk}{Rc} = \frac{1}{2 \cdot 3,14} \times \frac{5,35}{6,39} \times \ln \frac{250}{0,1} = 0,16 \times 0,84 \times 7,82 = 1,0$$

где  $(\eta_{\text{ф}})$  фактический коэффициент продуктивности,  $(\varepsilon)$  коэффициент гидропроводности пласта;

коэффициент гидродинамического совершенства потенциальный

$$\varphi = \frac{1}{2\pi} \times \frac{\eta_{\text{п}}}{\varepsilon} \times \ln \frac{Rk}{Rc} = \frac{1}{2 \cdot 3,14} \times \frac{2,32}{6,39} \times \ln \frac{250}{0,1} = 0,16 \times 0,36 \times 7,82 = 0,45.$$

## **Заключение и выводы**

В данной курсовой работе были рассмотрены виды гидродинамического несовершенства скважин по результатам теоретических и экспериментальных исследований. Влияние радиуса и несовершенства скважины на ее дебит. Методы учета несовершенства скважин при расчете их дебита. Границы применимости закона Дарси, нелинейные законы фильтрации.

Понятие о гидродинамическом совершенстве скважин, для чего необходимо знать потенциальные добывные возможности каждой скважины. Чем условия притока жидкости или газа в реальную скважину отличается от притока в гидродинамически совершенную скважину. Основные и дополнительные фильтрационные сопротивления в зоне дренирования. Понятие и для чего нужен приведенный радиус. Что характеризует коэффициент гидродинамического совершенства скважины и для чего его необходимо определять для каждой скважины наравне с коэффициентом продуктивности.

Теоретические основы газогидродинамических исследований на установившихся и неуставившихся режимах работы из которых следует, что коэффициент продуктивности, определенный по (ИД), характеризует всю зону дренирования – от контура питания до стенки скважины, а коэффициент гидропроводности, определенный по КВД, характеризует удаленную от скважины зону пласта с естественными (неизменными из-за вскрытия продуктивного пласта или из-за применения методов воздействия на призабойную зону) фильтрационными свойствами.

Выбрана методика определения степени гидродинамического совершенства скважин, которая основана и построена на использовании результатов гидродинамических исследований скважин на установившихся и неуставившихся режимах работы. Методика определения коэффициента гидродинамического совершенства по исследованию скважин на установившихся и неуставившихся режимах работы. Способы проведения обработки кривой восстановления давлений (КВД). Получены результаты решений некоторых задач притока жидкости к несовершенной скважине.

Исследования и расчеты показали возможность определения параметров удаленной зоны пласта по преобразованным графикам КВД для больших значений времени  $t$ .

Определение величины скин-фактора  $S$  (его знака и численного значения) позволяет решать важные практические задачи:

- оценивать состояние ПЗП скважины в любой момент ее жизни;
- ранжировать фонд скважин и выделять те из них, которые имеют ухудшенное состояние ПЗП;
- служить основой для планирования геолого-технических мероприятий, направленных на улучшение состояния ПЗП, увеличение дебитов скважин (установление очередности проведения операций ГТМ, выбор скважины и технологии проведения ГТМ);
- $S$ , определенные до и после проведения ГТМ, позволяют судить об эффективности ГТМ.

С помощью универсальной и фактической кривой, построенной на основании итогов обработки прослеживания за изменением давления (или уровня) в реагирующей скважине, можно определить (оценить) осредненные значения параметров пласта между возмущающей и реагирующей скважинами: пьезопроводность -  $\chi$ , коэффициенты гидропроводности -  $kh/m$ , проницаемости -  $k$ , среднюю толщину пласта, если известно значение коэффициента упругоэластичности пласта  $b$ .

На основе изученного материала и проведения обработки КВД можно выделить следующие особенности метода исследования скважин на нестационарных режимах:

- проводится в остановленной (отбор жидкости прекращен) скважине при герметизации устья;
- для определения параметров удаленной от скважины зоны пласта длительность регистрации КВД должна быть достаточной для исключения влияния "притока" после закрытия скважины и стабилизации давления;

- восстановление давления в «чистой» КВД происходит за счет сжатия жидкости в пласте;

- в фонтанирующей скважине регистрация забойного давления производится как при эксплуатации, сопровождающейся замерами установившихся дебитов нефти и воды, так и в загерметизированном стволе скважины.

Основными параметрами, определяемыми по КВД, являются:

- пластовое давление;
- коэффициент гидропроводности (проницаемости);
- пьезопроводность;
- скин-фактор;
- коэффициент продуктивности фактический;
- коэффициент продуктивности потенциальный;
- коэффициент гидродинамического совершенства фактический;
- коэффициент гидродинамического совершенства потенциальный.

## Использованная литература

1. Подземная гидромеханика нефтяного и газового пласта – методические указания для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» всех форм обучения Сургут 2015 составитель Муравьев К.А., доцент канд. техн. наук.
2. Теория и практика заканчивания скважин – А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников, Ю.М. Басарыгин; под редакцией А.И. Булатова, М. Недра 1998г.
3. Освоение эксплуатационных скважин А.А. Мордвинов, Учебное пособие Ухта, 2004
4. Амикс Дж. Физика нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1969.
5. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: «Недра», 1990 г.
6. Ермилов О.М., Ремизов В.В., Ширковский А.И., Чугунов Л.С. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. – М.: Наука, 1996. – 541 с
7. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. – М: Недра, 1975, с. 48-53.
8. Гиматудинов Ш.К., Дунюшкин И.И. Лабораторный практикум по физике нефтяного и газового пласта. – М.: Изд. ЦНИИТЭИ, 1976 г.
9. Карнаухов М.Л., Рязанцев Н.Ф. Справочник по испытанию скважин. – М.: «Недра», 1984 г.
10. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: «Недра», 1990 г.
11. <https://studfiles.net/preview/2182843/>