

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Индустриальный институт

## ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ

методические указания к выполнению практических работ и организации  
самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «Исследования  
скважин и пластов»

Составитель к.э.н. *А.П. Янукян*

Нефтеюганск, 2024

Исследования скважин и пластов: методические указания к выполнению практических работ и организации самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «разработка нефтяных месторождений» для слушателей дополнительной профессиональной программа профессиональной переподготовки/ сост. А.П. Янукян.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
Цель и задачи дисциплины	4
Организация самостоятельной работы	5
1 Практическое занятие № 1 Расчет показателей процесса одномерной установившейся фильтрации	8
2 Практическое занятие № 2 Интерпретация результатов кривой восстановления давления	16
3 Практическое занятие № 3 Интерпретация результатов гидропрослушивания	19
4 Практическое занятие № 4 Определение гидропроводности газового пласта по индикаторным диаграммам	21
5 Практическое занятие № 5 Определение параметров пласта по К. В. Д. без учета дополнительного притока жидкости	26
6 Практическое занятие № 6 Определение приемистости нагнетательной скважины	30
Список литературы	34

## **Введение**

Дисциплина «Исследование скважин и пластов» охватывает широкий перечень тем в области гидродинамических исследований.

Обучающимся в рамках данного курса будет предложено ознакомиться с основными методиками интерпретации гидродинамических исследований: кривой восстановления давления, кривой восстановления уровня, индикаторных диаграмм, гидропрослушивания.

Также в рамках данного курса слушатели ознакомятся с техникой и оборудованием применяемым при гидродинамических исследованиях скважин и пластов, с методиками проведения трассерных исследований, дебитометрии, внутрискважинной термометрии и некоторыми другими исследованиями в данной области.

### **Цель и задачи дисциплины**

Целью дисциплины «Исследование скважин и пластов» является приобретение углубленных знаний в области теоретических основ технологии и техники проведения и интерпретации полученных результатов исследования нефтегазоводоносных пластов и скважин.

Основной задачей преподавания дисциплины является: научить слушателей использовать полученные знания по определению фильтрационных и ёмкостных параметров продуктивных пластов. По окончании курса изучения дисциплины «Исследование скважин и пластов» слушатели должны продемонстрировать способность и готовность: реализовывать приобретенные навыки проведения самостоятельных гидродинамических исследований скважин и пластов, качественно и на должном уровне планировать, проводить и интерпретировать полученные результаты исследований для дальнейшего использования при построении математических и фильтрационных моделей пласта.

### **Организация самостоятельной работы**

Процесс организации самостоятельной работы обучающихся включает в себя следующие этапы:

- подготовительный (определение целей, составление программы, подготовка методического обеспечения, подготовка оборудования);
- основной (реализация программы, использование приемов поиска информации, усвоения, переработки, применения, передачи знаний, фиксирование результатов, самоорганизация процесса работы);
- заключительный (оценка значимости и анализ результатов, их систематизация, оценка эффективности программы и приемов работы, выводы о направлениях оптимизации труда).

### *Общие рекомендации по организации самостоятельной работы*

Основной формой самостоятельной работы обучающихся является изучение конспекта лекций, их дополнение, рекомендованной литературы, активное участие на практических занятиях. Но для успешной учебной деятельности, ее интенсификации, необходимо учитывать следующие субъективные факторы:

Наличие умений, навыков умственного труда.

Специфика познавательных психических процессов: внимание, память, речь, наблюдательность, интеллект и мышление. Слабое развитие каждого из них становится серьезным препятствием в учебе.

Хорошая работоспособность, которая обеспечивается нормальным физическим состоянием.

Соответствие избранной деятельности, профессии индивидуальным способностям. Необходимо выработать у себя умение саморегулировать свое эмоциональное состояние и устранять обстоятельства, нарушающие деловой, настрой, мешающие намеченной работе.

Овладение оптимальным стилем работы, обеспечивающим успех в деятельности. Чередование труда и пауз в работе, периоды отдыха, индивидуально обоснованная норма продолжительности сна, предпочтение вечерних или утренних занятий, стрессоустойчивость на экзаменах и особенности подготовки к ним,

Уровень требований к себе, определяемый сложившейся самооценкой.

Адекватная оценка знаний, достоинств, недостатков - важная составляющая самоорганизации человека, без нее невозможна успешная работа по управлению своим поведением, деятельностью.

Одна из основных особенностей обучения заключается в том, что постоянный внешний контроль заменяется самоконтролем, активная роль в обучении принадлежит уже не столько преподавателю, сколько обучающемуся.

Работа с книгой. При работе с книгой необходимо подобрать литературу, научиться правильно ее читать, вести записи. Для подбора литературы в библиотеке используются алфавитный и систематический каталоги.

Важно помнить, что рациональные навыки работы с книгой - это всегда большая экономия времени и сил. Правильный подбор учебников рекомендуется преподавателем, читающим лекционный курс. Необходимая литература может быть также указана в методических разработках по данному курсу.

Различают два вида чтения; первичное и вторичное. Первичное - это внимательное, неторопливое чтение, при котором можно остановиться на трудных местах. После него не должно остаться ни одного непонятого слова. Содержание не всегда может быть понятно после первичного чтения.

Задача вторичного чтения полное усвоение смысла целого (по счету это чтение может быть и не вторым, а третьим или четвертым).

Правила самостоятельной работы с литературой

Как уже отмечалось, самостоятельная работа с учебниками и книгами (а

также самостоятельное теоретическое исследование проблем, обозначенных преподавателем на лекциях) – это важнейшее условие формирования у себя научного способа познания. Основные советы здесь можно свести к следующим:

Составить перечень книг, с которыми Вам следует познакомиться.

Сам такой перечень должен быть систематизированным (что необходимо для семинаров, экзаменов).

Обязательно выписывать все выходные данные по каждой книге. Разобраться для себя, какие книги (или какие главы книг) следует прочитать более внимательно, а какие – просто просмотреть.

Естественно, все прочитанные книги, учебники и статьи следует конспектировать, но это не означает, что надо конспектировать «все под-ряд»: можно выписывать кратко основные идеи автора и иногда приводить наиболее яркие и показательные цитаты (с указанием страниц).

Выделяют четыре основные установки в чтении научного текста:

Информационно-поисковый (задача – найти, выделить искомую информацию)

Усваивающая (усилия читателя направлены на то, чтобы как можно полнее осознать и запомнить, как сами сведения, излагаемые автором, так и всю логику его рассуждений)

Аналитико-критическая (читатель стремится критически осмыслить материал, проанализировав его, определив свое отношение к нему).

Творческая (создает готовность в том или ином виде – как отправной пункт для своих рассуждений, как образ для действия по аналогии и т.п. – использовать суждения автора, ход его мыслей, результат наблюдения, разработанную методику, дополнить их, подвергнуть новой проверке).

Основные виды систематизированной записи прочитанного:

Аннотирование – предельно краткое связное описание просмотренной или прочитанной книги (статьи), ее содержания, источников, характера и назначения;

Планирование – краткая логическая организация текста, раскрывающая содержание и структуру изучаемого материала;

Тезирование – лаконичное воспроизведение основных утверждений автора без привлечения фактического материала;

Цитирование – дословное выписывание из текста выдержек, извлечений, наиболее существенно отражающих ту или иную мысль автора;

Конспектирование – краткое и последовательное изложение содержания прочитанного.

Конспект – сложный способ изложения содержания книги или статьи в логической последовательности. Конспект аккумулирует в себе предыдущие виды записи, позволяет всесторонне охватить содержание книги, статьи. Поэтому умение составлять план, тезисы, делать выписки и другие записи определяет и технологию составления конспекта.

Самопроверка. После изучения определенной темы по записям в конспекте и учебнику, а также решения достаточного количества соответствующих задач на

практических занятиях и самостоятельно обучающемуся рекомендуется, используя лист опорных сигналов, воспроизвести по памяти определения, выводы формул, формулировки основных положений и доказательств. В случае необходимости нужно еще раз внимательно разобраться в материале.

Консультации. Если в процессе самостоятельной работы над изучением теоретического материала у обучающегося возникают вопросы, разрешить которые самостоятельно не удастся, необходимо обратиться к преподавателю для получения у него разъяснений или указаний. В своих вопросах обучающийся должен четко выразить, в чем он испытывает затруднения, характер этого затруднения. За консультацией следует обращаться и в случае, если возникнут сомнения в правильности ответов на вопросы самопроверки.

Подготовка к экзамену. Вначале следует просмотреть весь материал по сдаваемой дисциплине, отметить для себя трудные вопросы. Обязательно в них разобраться. В заключение еще раз целесообразно повторить основные положения, используя при этом листы опорных сигналов.

## Практическое занятие № 1 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЦЕССА ОДНОМЕРНОЙ УСТАНОВИВШЕЙСЯ ФИЛЬТРАЦИИ

Таблица 1 - Расчетные формулы плоскорадиального потока

Распределения давления по пласту $P(r)$	$P(r) = P_k - \frac{P_k - P_c}{\ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)} \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r}\right)$
Распределение объемной скорости фильтрации по пласту $w$	$w = \frac{k(P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)} \cdot \frac{1}{r}$
Распределения градиента давления по пласту $P(r)$	$P(r) = \Delta P \Delta r$
Массовый расход $Q_m$	$Q_m = \rho_0 \cdot \frac{2\pi k h (P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)} = const$
Объемный расход $Q$	$Q = \frac{2\pi k h (P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)} = const$
Депрессия на участке контур координата $r_1$	$\Delta P(r) = P_2 - P_1$
Время движения частиц от контура питания до точки с координатой $r_1$	$T = \frac{m \cdot \mu \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right) \cdot (R_k^2 - R_c^2)}{2k(P_k - P_c)}$
Массовая скорость в точке $r_1$	$\rho_0 w = \rho_0 \frac{k(P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)} \cdot \frac{1}{r}$
Средневзвешенное давление для пласта	$P_{cp} = P_k - \frac{P_k - P_c}{2 \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)}$



Объем пластовой нефти, вытесненной из рассматриваемого элемента пласта за время $t_1$	$Q_{t1} = Q \cdot t_1$
Количество газа, которое выделится из вытесненной нефти за время $t_1$	$V_g = Q_{t1} \cdot G$
Объем дегазированной нефти, вытесненной из рассматриваемого элемента пласта за время $t_1$	$Q_{дег} = Q_{t1} \cdot (p_{пл} \cdot \alpha_{дег})$
Плотность дегазированной нефти	$\rho_{дег} = \frac{\rho_{пл}}{(1 - v_t \cdot \Delta t)(1 + v_p \cdot \Delta P)}$
Запасы нефти в элементе пласта $Q_{зап}$	$Q_{зап} = \rho r^2 m$
Коэффициент нефтеотдачи в момент времени $t_1$	$K = \frac{Q_m}{\Delta P}$

Исходные данные:

$$k = 250 \text{ мД}$$

$$\mu = 0,0026 \text{ Па/с}$$

$$\rho_0 = 898 \text{ кг/м}^3$$

$$\Delta P = 2.5 \text{ МПа}$$

$$P_c = 2601352 \text{ Па}$$

$$R_K = 700 \text{ м}$$

$$r_c = 0,1 \text{ м}$$

Распределение давления по пласту

$$P(r).P(1) = 2601352 \text{ Па} + \frac{2500000 \text{ Па}}{\ln(700 \text{ м} / 0,1 \text{ м})} \ln(1 \text{ м} / 0,1 \text{ м}) = 6632825 = 63.3 \text{ МПа}$$

Аналогично считаем для восьми точек ( $r=50; 100; 200; 300; 400; 500; 600; 700$ )

так как нам в дальнейшем потребуется построить график  $P(r)$ :

$$P(50) = 17908627 = 17.9 \text{ МПа}$$

$$P(100)= 19898475=19.89 \text{ МПа}$$

$$P(200)= 21917161=21.91 \text{ МПа}$$

$$P(300)= 23070696=23.07 \text{ МПа}$$

$$P(400)= 23907008=23.90 \text{ МПа}$$

$$P(500)= 24541452=24.54 \text{ МПа}$$

$$P(600)= 25060543=25.06 \text{ МПа}$$

$$P(700)= 25521957=25.52 \text{ МПа}$$

Распределение объемной скорости фильтрации по пласту  $w(r)$

$$w(1) = \frac{0,255 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \cdot 2500000 \text{ Па}}{0,0026 \text{ Па/с} \cdot \ln(700 \text{ мч } 0.1 \text{ м})} \cdot \frac{1}{1 \text{ м}} = 27.7 \cdot 10^{-7}$$

Аналогично считаем для восьми точек ( $r=50; 100; 200; 300; 400; 500; 600; 700$ )

так как нам в дальнейшем потребуется построить график

$$W(r)w(50)= 5,54 \cdot 10^{-7} \text{ м/с}$$

$$w(100)= 2,77 \cdot 10^{-7} \text{ м/с}$$

$$w(200)= 1,38 \cdot 10^{-7} \text{ м/с}$$

$$w(300)= 0,92 \cdot 10^{-7} \text{ м/с}$$

$$w(400)= 0,69 \cdot 10^{-7} \text{ м/с}$$

$$w(500)= 0,55 \cdot 10^{-7} \text{ м/с}$$

$$w(600)= 0,46 \cdot 10^{-7} \text{ м/с}$$

$$w(700)= 0,39 \cdot 10^{-7} \text{ м/с}$$

Градиент давления  $\text{grad } P(r)$ :

$$\text{grad } p(1)=11275802 \text{ Па/ч } 49 \text{ м} = 2300118 \frac{\text{Па}}{\text{м}} = 230 \frac{\text{кПа}}{\text{м}}$$

Аналогично считаем для восьми точек ( $r=50; 100; 200; 300; 400; 500; 600; 700$ )

так как нам в дальнейшем потребуется построить график grad P(r):

$$\text{grad } p(50) = 39796.96 \frac{\text{Па}}{\text{м}} = 39.79 \text{ КПа/м}$$

$$\text{grad } p(100) = 20186.86 \frac{\text{Па}}{\text{м}} = 20.18 \text{ КПа/м}$$

$$\text{grad } p(200) = 11535.35 \frac{\text{Па}}{\text{м}} = 11.53 \text{ КПа/м}$$

$$\text{grad } p(300) = 8363.12 \frac{\text{Па}}{\text{м}} = 8.36 \text{ КПа/м}$$

$$\text{grad } p(400) = 6344.44 \frac{\text{Па}}{\text{м}} = 6.34 \text{ КПа/м}$$

$$\text{grad } p(500) = 5190.91 \frac{\text{Па}}{\text{м}} = 5.19 \text{ КПа/м}$$

$$\text{grad } p(600) = 4614.14 \frac{\text{Па}}{\text{м}} = 4.61 \text{ КПа/м}$$

Массовый расход  $Q_m$ :

$$Q_m = 804 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \cdot \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 0,255 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \cdot 10 \cdot 2500000 \text{ Па}}{0,0026 \frac{\text{Па}}{\text{с}} \cdot \ln(700 \text{ м} / 0.1 \text{ м})} = 1.3988 \text{ кг}$$

Объемный расход Q:

$$Q = \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 0,255 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \cdot 10 \text{ м} \cdot 2500000 \text{ Па}}{0,0026 \text{ Па/с} \cdot \ln(700 \text{ м} / 0.1 \text{ м})} = 0.0017 \text{ м}^3$$

Депрессия на участке контур-координата r1:

$$\Delta P(200) = 23070696 \text{ Па} - 21917161 \text{ Па} = 1153535 \text{ Па}$$

Время движения частиц от контура питания до точки с координатой r1:

$$T(200) = \frac{0.21 \cdot 0,0026 \frac{\text{Па}}{\text{с}} \cdot \ln(700 \text{ м} - 200 \text{ м}) (700 \text{ м}^2 - 200 \text{ м}^2)}{2 \cdot 0,255 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \cdot 21815836 \text{ Па}} = 3955 \text{ с}$$

Массовая скорость в точке r1:

$$p_0 w(1) = 804 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \cdot \frac{0,255 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \cdot 2500000 \text{ Па}}{0,0026 \frac{\text{Па}}{\text{с}} \cdot \ln(700 \text{ мч } 0.1 \text{ м})} \cdot \frac{1}{1 \text{ м}} = 222.7 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с/м}$$

Аналогично считаем для восьми точек (r=50; 100; 200; 300; 400; 500; 600; 700)

так как нам в дальнейшем потребуется построить график  $p_0 w(r)$ :

$$p_0 w(50) = 44.54 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с/м}$$

$$p_0 w(100) = 22.27 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с/м}$$

$$p_0 w(200) = 11.09 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с/м}$$

$$p_0 w(300) = 7.39 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с/м}$$

$$p_0 w(400) = 5.54 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с/м}$$

$$p_0 w(500) = 4.42 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с/м}$$

$$p_0 w(600) = 3.69 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с/м}$$

$$p_0 w(700) = 3.13 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \frac{\text{с}}{\text{м}}$$

Средневзвешенное давление для пласта:

$$P_{\text{ср}} = 101352 \text{ Па} - \frac{2500000 \text{ Па}}{2 \ln(700 \text{ мч } 0.1 \text{ м})} = 39890 \text{ Па}$$

Объем пластовой нефти, вытесненной из рассматриваемого элемента пласта за время  $t_1$ :

$$Q_{t_1} = 0.0017 \text{ м}^3 \cdot 450 \text{ сут.} = 0.765 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Количество газа, которое выделится из вытесненной нефти за время  $t_1$ :

$$V_{\text{г}} = 0.765 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot 52.7 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} = 40.31 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Объем дегазированной нефти, вытесненной из рассматриваемого элемента пласта за время  $t_1$ :

$$p_{\text{дег}} = \frac{101352 \text{ Па}}{(1 - 0.1 \cdot 22 \text{ C}^0)(1 + 0.01 \cdot 986 \text{ атм.})} = 7777.16 \text{ Па}$$

теперь найдем объем дегазированной нефти:

$$Q_{\text{дег}} = 0.765 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot \left(804 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \cdot 7777.16 \text{ Па}\right) = 0.079 \text{ м}^3$$

Запасы нефти в элементе пласта  $Q_{\text{зап}}$ :

$$Q_{\text{зап}} = 3.14 \cdot 700 \text{ м}^2 \cdot 0.21 = 323106 \text{ м}^3$$

Коэффициент нефтеотдачи в момент времени  $t_1$ :

$$K = \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 0.255 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \cdot 10 \text{ м} \cdot 804 \text{ кг/м}^3}{0.0026 \text{ Па/с} \cdot \ln(700 \text{ м} / 0.1 \text{ м})} = 0.0005$$

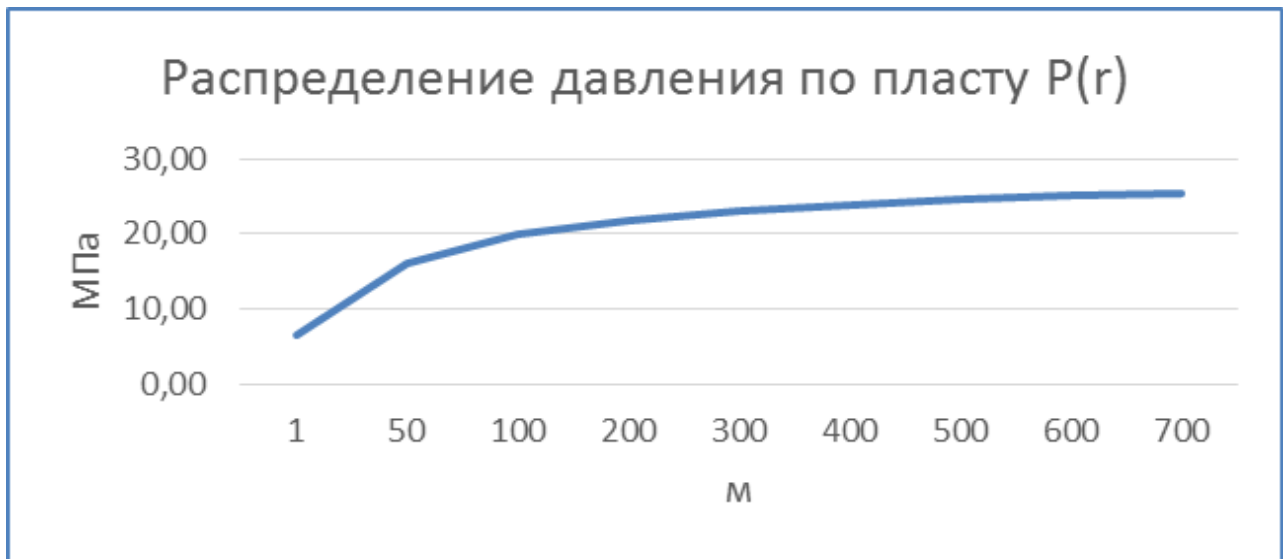


Рисунок 1.1 – Распределение давления по пласту

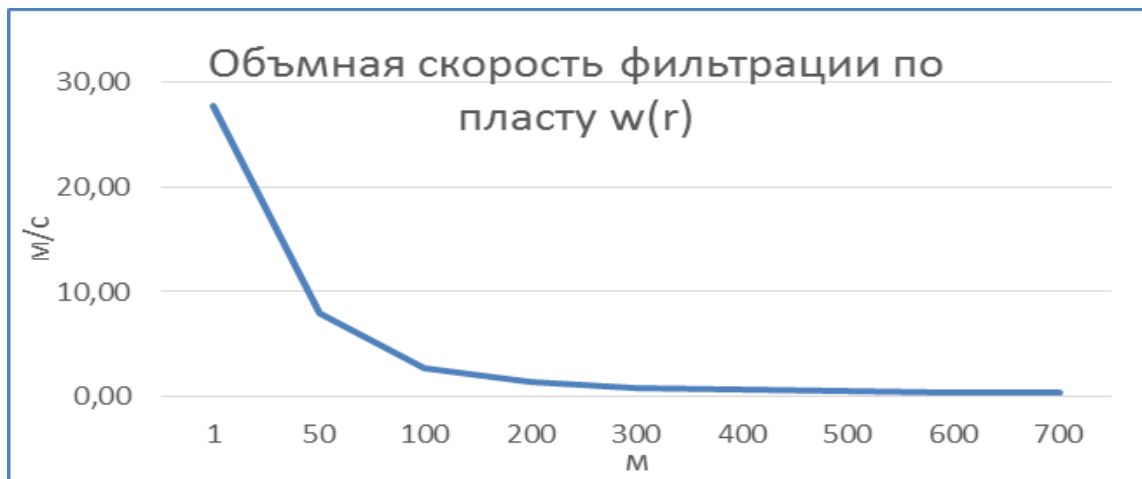


Рисунок 1.2 – Объемная скорость фильтрации



Рисунок 1.3 – Изменение градиента давления

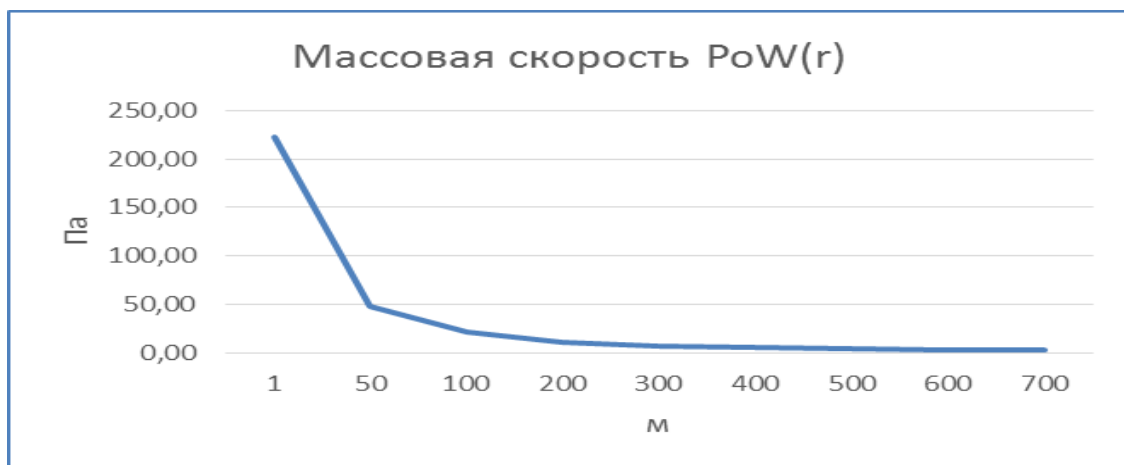


Рисунок 1.4 – Массовая скорость

В результате расчетов плоскорадиальной модели пласта были получены зависимости  $p(r)$ ,  $w(r)$ ,  $\rho_0 w(r)$ ,  $grad p(r)$ .

### Варианты для самостоятельного решения

№	к, мД	$\mu$ , мПа·с	$\rho_0$ , кг/м <sup>3</sup>	$\Delta P$ , МПа	$P_c$ , МПа	$R_{K,M}$	$r_c$ , м
1.	200	6	900	2	25,97	700	0,1
2.	14	2	880	2,1	25	600	0,1
3.	33	3	870	2,2	26	500	0,1
4.	750	4	790	2,47	28,5	450	0,1
5.	725	5	820	1,46	28,4	400	0,1
6.	700	7	810	1,45	28,3	350	0,1
7.	675	2,3	840	4,44	28,2	700	0,1
8.	650	3,4	850	1,43	28,1	600	0,1
9.	67	4,2	860	2,42	28	500	0,1
10.	600	5,6	890	1,41	27,9	450	0,1
11.	575	3,3	880	2,4	27,8	400	0,1
12.	550	4	810	1,39	27,7	350	0,1
13.	525	4	840	1,38	27,6	700	0,1
14.	500	2	850	1,37	27,5	600	0,1
15.	475	6	860	3,36	27,4	500	0,1
16.	450	2,88	860	1,35	27,3	450	0,1
17.	425	3,24	890	1,34	27,2	400	0,1
18.	400	4,32	880	1,33	27,1	350	0,1
19.	375	5,33	810	3,32	27	700	0,1
20.	350	6,05	900	1,31	16,9	600	0,1
21.	325	5,6	880	1,3	16,8	500	0,1
22.	300	3,3	870	2,29	16,7	450	0,1
23.	275	4	790	2,28	16,6	400	0,1
24.	250	4	820	2,27	16,5	350	0,1
25.	225	2	810	3,26	16,4	700	0,1
26.	200	6	880	3,25	16,3	600	0,1
27.	175	2,88	870	3,24	16,2	500	0,1
28.	150	3,24	790	3,23	16,1	450	0,1
29.	125	2	859	3,22	16	400	0,1
30.	100	1	677	3,21	15,9	350	0,1

## Практическое занятие № 2 Интерпретация результатов кривой восстановления давления

Главное целью исследования методом КВД является определение однородности пласта, фильтрационных свойств по динамике давления, потенциала пласта, а также продуктивности скважины. Проводится исследование, регистрируя давление, согласно динамике во времени после остановки скважины, работающей в нормальном режиме. При этом контролируются такие параметры, как

- Зобойное давление и последующее его восстановление после остановки скважины

- Дебит добывающей скважины в период работы и до ее остановки

- Обводненность продукции.

Как результат, получаем такие данные, как давление в пласте, длина трещин для скважин с ГРП, зона дренирования скважины, а так же модели течения флюида в пласте. Разберем метод на примере конкретной скважины №1030, с дебитом в 175,6 м<sup>3</sup>/сут, толщиной пласта – 12,1 м, объемным коэффициентом 1,48 и вязкостью - 0,75 МПа·с

Имеем следующие данные по скважине:

Таблица 2.1 – Исходные данные по скважине

Время восст., сек	490	980	1450	2450	6002,5	9800	13475	19625
lg(t)	2,69	2,99	3,16	3,39	3,78	3,99	4,13	4,25
ΔP, атм	10,90	15,83	18,24	20,02	20,33	20,92	20,93	22,7

1. Строим график КВД по данным из таблицы 3.9 по координатам  $\Delta p(t) - \lg t$ .

При построении, началом координат и разницы давления будет является минимальное ( $\lg(t)_{\min}$  и  $\Delta P(t)_{\min}$ ).



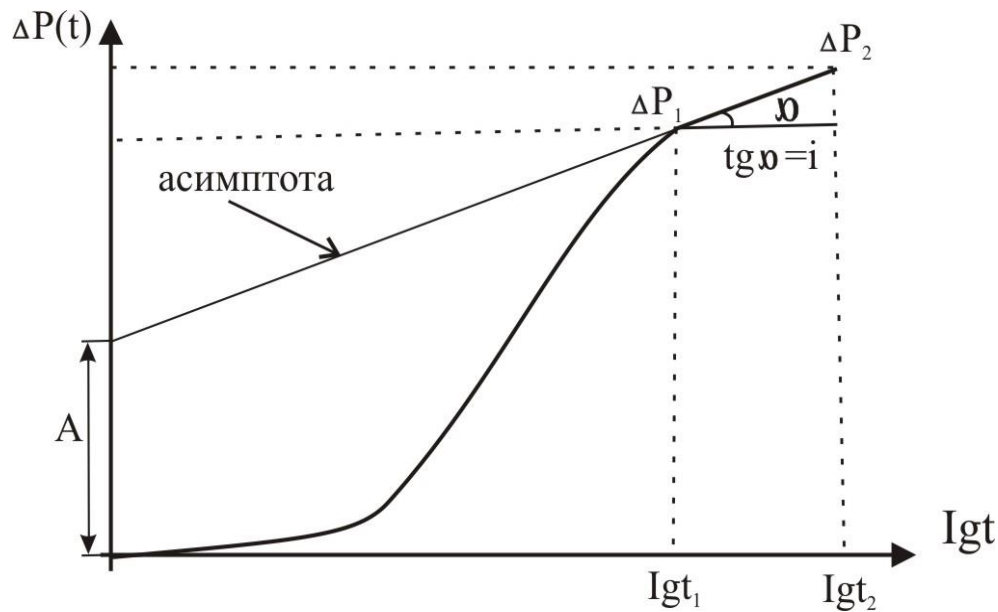


Рисунок 2.1 - Кривая восстановления давления

2. Проводим асимптоту по прямолинейному участку и по двум точкам определяем  $\lg \alpha = i$

$$i = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\lg t_2 - \lg t_1} = \frac{20,93 - 18,24}{4,13 - 3,16} = 2,77$$

3. Рассчитываем точку пересечения оси  $\Delta p(t)$  с асимптотой:

$$A = \Delta p_2 - i \cdot \lg t_2 = 20,93 - 2,77 \cdot 4,13 = 9,4$$

4. Рассчитываем коэффициент гидропроводности пласта:

Эта величина определяет ФЭС (фильтрационно-емкостные свойства пласта).

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{2,12 \cdot Q_{жс} \cdot b_{жс}}{i} = \frac{2,12 \cdot 175,6 \cdot 1,48}{2,77} = 200 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{см}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}$$

где:

$Q_{ж}$  – м<sup>3</sup>/сут – дебит скважины

Если  $n_e = 0$ , то  $b_{жс} = b_n = 1,48$ ;

5. Вычисляем коэффициент подвижности пласта

$$\frac{k}{\mu_{жс}} = \frac{kh}{\mu} \cdot \frac{1}{h} = 200 \cdot \frac{1}{240} = 0,83 \frac{\text{мкм}^2}{\text{мПа} \cdot \text{с}}$$

6. Определяем проницаемость пласта:

$$k = \left( \frac{k}{\mu_{жс}} \right) \cdot \mu_{жс} = 0,83 - 0,75 = 0,08$$

где: если  $n_g = 0$ , то  $\mu_{жс} = \mu_n = 0,75$

7. Вычислим относительную пьезопроводность пласта:  $\frac{1}{c}$

$$\frac{\chi}{r_{снр}^2} = \frac{1}{2,25} \cdot 10^{\frac{A}{i}} = \frac{1}{2,25} \cdot 10^{\frac{9,4}{2,77}} = 1091 \frac{1}{c}$$

8. Вычисляем коэффициент пьезопроводности пласта:

$$\chi = \frac{k}{\beta^*} = \frac{0,83}{2,6 \cdot 10^{-5}} = 31923,07 \frac{см^2}{c}$$

где:  $\beta^*$  упругость пласта  $\frac{1}{атм}$ , принимаем равным  $\beta^* = 2,6 \cdot 10^{-5}, \frac{1}{атм}$ ;

9. Определяем приведенный радиус скважины:

$$r_{снр} = \sqrt{\frac{2,25 \cdot \chi}{10^{\frac{A}{i}}}} = \sqrt{\frac{2,25 \cdot 31923,07}{10^{\frac{9,4}{2,77}}}} = 5,4 \text{ см}$$

10. Определяем функцию:

$$\ln \frac{R_k}{r_{снр}} = \frac{1,15 \cdot \Delta p_{cm}}{i} = B = 9,4$$

11. Вычисляем функцию:

$$\frac{R \cdot k^2}{\chi} = 2,25 \cdot 10^{\frac{\Delta p_{cm} - A}{i}} = 32522,4 \text{ с}$$

12. Вычисляем коэффициент продуктивности скважин:

$$\eta = \frac{Q}{\Delta p} = \frac{0,543 \cdot \frac{kh}{\mu}}{b_n \cdot \ln \frac{R_k}{r_{снр}}} = \frac{0,543 \cdot 200}{1,48 \cdot 9,4} = 3,906 \frac{м^3}{сут \cdot атм}$$

13. Определяем время стабилизации режима:

$$t_{cm} = 2,78 \cdot 10^{-4} \cdot \left( \frac{Rk^2}{\chi} \right) \cdot \left[ 0,86 - 0,17 \cdot \ln \left( \ln \frac{R_k}{r_{снр}} \right) \right] = 2,78 \cdot 10^{-4} \cdot 32522,4 \cdot [0,86 - 0,17 \cdot \ln(9,4)]$$

= 4,33 ч

Время стабилизации режима скважины, как видно из приведенных

расчетом, зависит от фильтрационных характеристик пласта.

### Варианты для самостоятельного решения

1		2		3		4		5	
lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$	lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$	lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$	lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$	lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$
2,69	10	1,69	11	1,6	14	2,69	18	1,69	10
2,99	15	1,99	13	1,9	15	2,99	19	1,99	15
3,16	18	2,16	16	2,1	16	3,16	20	2,16	18
3,39	20	2,39	20	2,3	17	3,39	21	2,39	20
3,78	21	2,78	21	2,7	18	5,78	22	2,78	21
3,99	22	2,99	21,2	2,9	18,5	5,99	23	2,99	22
4,13	22,5	3,13	21,5	3,1	19,5	5,13	24	3,13	22,5
4,25	23	3,25	21,8	3,3	20,8	5,25	24,2	3,25	23
6		7		8		9		10	
lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$	lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$	lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$	lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$	lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$
1,6	12	2,69	10	2,69	14	1,6	14	1,6	14,1
1,9	15,2	2,99	15	2,99	15	1,9	14,3	1,9	15,1
2,1	18,1	3,16	18	3,16	16	2,1	16,4	2,1	16,8
2,3	20,5	3,39	20	3,39	17	2,3	17,1	2,3	17,6
2,7	21,5	3,78	21	3,78	18	2,7	18,2	2,7	18
2,9	22,1	3,99	22	3,99	18,5	2,9	18,5	2,9	18,5
3,1	22,5	4,13	22,5	4,13	19,5	3,1	19,5	3,1	19,5
3,3	23	4,25	23	4,25	20,8	3,3	20,8	3,3	20,8

### Практическое занятие № 3 Интерпретация результатов гидропрослушивания

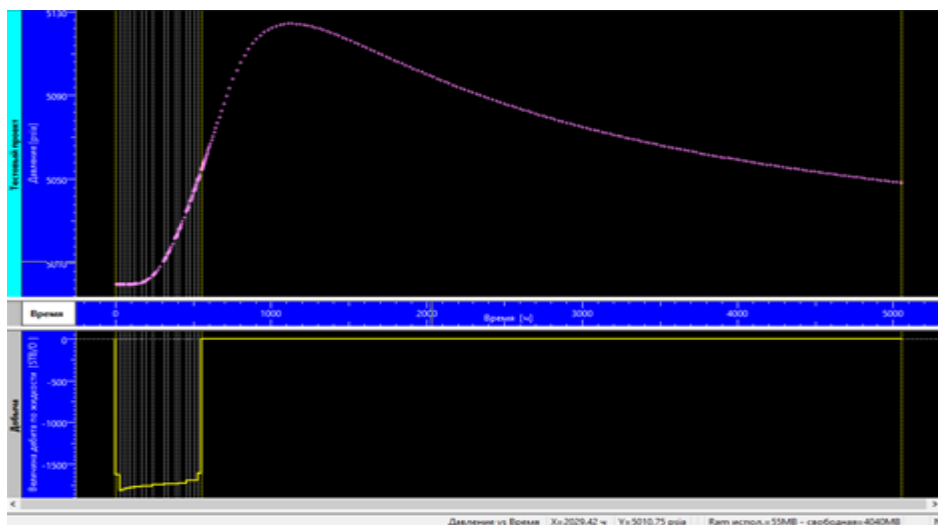


Рисунок 3.1 – График модельного решения гидропрослушивания участка

Обработаем кривую методом характерных точек, а именно по точке начала реагирования и точке максимума. Время начала реагирования  $t_H = 150$  часов. Время точки максимума  $t_{max} = 1100$  часов. Время закачки  $t_3 = 556$  часов.

Находим пьезопроводность по точке начала реагирования:

$$\chi = \frac{0,0732 * R^2}{t_H} = \frac{0,0732 * (10,8)^2}{540000} = 0,0000158 \text{ см}^2/\text{с}.$$

Находим пьезопроводность по точке максимума:

$$\chi = \frac{R^2 * t_3}{4 * t_{max} * (t_{max} - t_3) * \ln \frac{t_{max}}{t_{max} - t_3}} = \frac{10,8^2 * 2001600}{4 * 3960000 * 1958400 * \ln \frac{3960000}{1958400}} = 0,0000108 \text{ см}^2/\text{с}.$$

Определяем общую сжимаемость (справочные данные):

$$C_{\text{общ.}} = 3,094 * 10^{-4} \text{ 1/МПа}$$

Рассчитываем коэффициент проницаемости по двум значениям пьезопроводности:

$$k = \chi * \mu * C_{\text{общ.}} = 0,0000158 * 10^{-4} * 2 * 10^{-3} * 3,094 * 10^{-4} * 10^2 = 97,8 \text{ мД}.$$

$$k = 0,0000108 * 10^{-4} * 2 * 10^{-3} * 3,094 * 10^{-4} * 10^2 = 66,8 \text{ мД}.$$

Итоговые результаты исследования скважин и пласта методами ГП и КПД представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Итоговые результаты обработки КПД и гидропрослушивания

	График двойной производной	График Хорнера	Полулогарифмический график	ГП	
				Точка начала реагирования	Точка максимума
k, мД	126	117	113	97,8	66,8
S	3,37	2,37	3,37	–	–
$\chi$ , см <sup>2</sup> /с	–	–	–	0,0000158	0,0000108
P <sub>пл.</sub> , МПа	–	6,62	6,62	–	–

### Варианты для самостоятельного решения

№	$t_n$ , часов	$t_{max}$ , часов	$t_3$ , часов	$k$ , мД	$R_{к,м}$	$\mu$ , мПа·с
1.	120	1000	500	200	700	6
2.	140	1100	480	14	600	2
3.	330	1050	470	33	500	3
4.	150	1010	490	750	450	4
5.	125	1020	420	725	400	5
6.	200	1120	410	700	350	7
7.	175	1090	340	675	700	2,3
8.	150	1040	350	650	600	3,4
9.	167	1100	360	67	500	4,2
10.	300	1212	490	600	450	5,6
11.	275	1200	580	575	400	3,3
12.	250	1180	410	550	350	4
13.	125	1200	440	525	700	4
14.	100	1160	450	500	600	2
15.	175	1070	460	475	500	6
16.	350	1060	460	450	450	2,88
17.	225	1066	490	425	400	3,24
18.	100	1030	480	400	350	4,32
19.	275	1050	410	375	700	5,33
20.	350	1100	400	350	600	6,05
21.	325	5,6	880	325	500	5,6
22.	300	3,3	870	300	450	3,3
23.	275	4	790	275	400	4
24.	250	4	820	250	350	4
25.	225	2	810	225	700	2
26.	200	6	880	200	600	6
27.	175	2,88	870	175	500	2,88
28.	150	3,24	790	150	450	3,24
29.	125	2	859	125	400	2
30.	100	1	677	100	350	1

#### Практическое занятие № 4 Определение гидропроводности газового пласта по индикаторным диаграммам

Способ обработки результатов исследований методом установившихся отборов с целью определения гидропроводности, его выбирают в зависимости от условий фильтрации жидкости в районе скважины (одно или многокомпонентная смесь) и формы полученной индикаторной диаграммы.

При фильтрации жидкости (нефти, воды или водонефтяной смеси) в тех случаях, когда индикаторная диаграмма прямолинейна, гидропроводность пласта

можно определить по формуле:

$$\varepsilon = 0,159 \cdot 10^{-3} K_{пл} [\ln (\sigma_{ср}/r_c) + C] \quad (4.1)$$

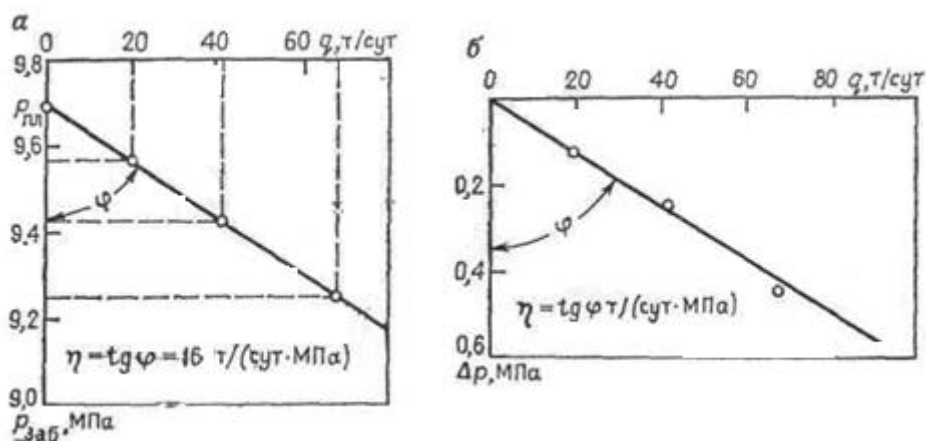
где  $K_{пл}$  — коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях,  $см^3/(с \cdot МПа)$ ;  $C$  — поправочный коэффициент, учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины.

Для определения  $C$  обычно пользуются способом, разработанным В. И. Щуровым. Если коэффициент продуктивности измерен в поверхностных условиях ( $K_{пов}$ ) и имеет размерность  $т/(сут \cdot МПа)$ , то для перехода к размерности  $см^3/(с \cdot МПа)$  в пластовых условиях можно воспользоваться соотношением:

$$K_{пл} = K_{пов} \cdot b \cdot 11,57 / \rho_{пов}$$

Здесь  $b$  — объемный коэффициент нефти;  $\rho_{пов}$  — плотность нефти (в  $т/м^3$ ), определенные по результатам исследования проб жидкости в лабораториях.

Определим гидропроводность пласта в районе нефтяной эксплуатационной скважины, имеющей индикаторную диаграмму, приведенную на рисунке 5.1 ( $K = \text{tg} \varphi = 16 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ ) при следующих исходных данных:  $\sigma_{ср} = 250 \text{ м}$ ;  $r_c = 0,15 \text{ м}$ ;  $n = 10$ . Эффективная толщина  $h = 12 \text{ м}$ ;  $C = 8,7$ ; вязкость нефти  $\mu_n = 3,8 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ ; объемный коэффициент  $b = 1,1$ , плотность жидкости в поверхностных условиях  $\rho_{пов} = 0,86 \text{ т}/\text{м}^3$ . Определим гидропроводность пласта  $\varepsilon$  и его проницаемость  $k$ .



а — в координатах  $q - P_{заб}$ ; б — в координатах  $q - \Delta p$

Рисунок 4.1 — Индикаторная диаграмма добывающей скважины:

1. Коэффициент продуктивности в пластовых условиях:

$$K_{пр} = \frac{16 \cdot 1,1 \cdot 11,57}{0,86} = 2368 \text{ см}^3 / (\text{с} \cdot \text{МПа})$$

2. Коэффициент гидропроводности

$$\varepsilon = 0,159 \cdot 10^{-3} \cdot 2368 \left( \ln \frac{250}{0,15} + 8,7 \right) = 6,07 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{МПа} \cdot \text{с}}$$

3. Проницаемость пласта

$$k = \frac{3,86,07}{12} = 1,92 \text{ мкм}^2$$

Гидропроводность пласта в районе скважин, по которым индикаторная диаграмма криволинейна вследствие нарушения линейного закона фильтрации, может быть определена таким же образом. При этом, если начальный участок диаграммы прямолинейный, в формулы следует подставлять значение  $\text{tg}\varphi$  этого участка; если вся диаграмма криволинейна, то приближенное значение гидропроводности можно получить после подстановки в указанные формулы значения тангенса угла между осью давлений и касательной, проведенной к индикаторной линии в точке ее пересечения с осью давлений.

Если индикаторная диаграмма криволинейна вследствие изменения степени раскрытости трещин в призабойной зоне в зависимости от давления, то гидропроводность пласта в районе скважины является величиной переменной. Она, как и коэффициент продуктивности, будет функцией забойного давления.

Ее можно определить при разных значениях забойного давления.

Фильтрация газонефтяной смеси. В этом случае коэффициент продуктивности в принципе величина переменная и зависит от депрессии. Если обработку индикаторной диаграммы проводить так же, как и для фильтрации однофазной жидкости, то в итоге можно определить фазовую гидропроводность и проницаемость для нефти при разных забойных давлениях.

Однако часто необходимо знать физическую проницаемость коллектора и соответствующую ей гидропроводность пласта. Для этой цели используют методику обработки результатов исследований, основанную на применении вспомогательной функции  $H$ , имеющей размерность давления и учитывающей изменения фазовой

проницаемости для жидкости, вязкости нефти и объемного коэффициента при выделении из нее растворенного газа в пласте.

Эту функцию подставляют в формулу Дюпюи вместо давления:

$$w_{nl} = \frac{10^3 2\pi kh(H_{nl} - H_{заб})}{\mu_n [\ln(\sigma_{cp} / r_c) + C]} = K' (H_{nl} - H_{заб}),$$

где  $q_{пл}$  – дебит нефти в пластовых условиях,  $см^3/с$ ;  $k$  – физическая проницаемость коллектора;  $H_{пл}$  и  $H_{заб}$  – функция  $H$  соответственно при пластовом и забойном давлениях;  $K'$  – коэффициент продуктивности в случае притока однородной жидкости.

Индикаторная диаграмма, построенная для данной скважины в координатах  $q_{nl} - H$  или  $q - H$  должна быть прямолинейной, а расчетная формула для определения гидропроводности будет иметь вид

$$\varepsilon = 0,159 \cdot 10^3 K' [\ln(\sigma_{cp}/r_c) + C]$$

где  $K'$  имеет размерность  $см^3/(с \cdot МПа)$  в пластовых условиях.

Чтобы воспользоваться этой формулой, необходимо построить индикаторную диаграмму в координатах  $q - H$ , т. е. знать значения функции  $H$  при пластовом давлении и при зафиксированных на каждом режиме забойных давлениях. Зависимость  $H$  от  $r$  для каждой залежи можно получить на основании данных исследований пластовой нефти, в процессе которых изучают изменение растворимости в ней газа, вязкости и объемного коэффициента в зависимости от давления и данных исследований фазовых проницаемостей для нефти и газа в зависимости от нефтенасыщенности.

**Задача 4.1.** Определить коэффициенты  $a$  и  $b$ , а также гидропроводность и проницаемость пласта при следующих исходных данных:  $\sigma_{cp} = 250$  м;  $r_c = 12,4$  см;  $C = 5,3$ ;  $T_{nl} = 355$  К;  $h = 6$  м;  $\mu_r = 0,0267$  мПа·с;  $z = 0,77$ .

Результаты исследований скважины приведены в табл. 4.1 (исходные величины).

**Решение.** Найдем зависимость  $(p_{пл}^2 - P_{заб}^2)/w_r$  от  $w_r$ .



1. По полученным результатам строим график искомой зависимости ( рис. 4.1)

2. По графику определяем:  $a=0,2$ ;  $b = \text{tg } \varphi = BC/AB = 0,0001$ .

3 Гидропроводность пласта

$$\varepsilon = \frac{11,557 \cdot 0,1 \cdot 0,77 (\ln \frac{250}{0,124} + 5,3)}{3,14 \cdot 0,20} \cdot \frac{355}{293} = 22,1 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}$$

5. Проницаемость

$$k = 22,1 \cdot 0,0267 / 6 = 0,098 \text{ мкм}^2$$

### Варианты для самостоятельного решения

№	h	Z	R <sub>к,м</sub>	r <sub>с, м</sub>
1.	12,0	0,9	700	0,1
2.	12,1	0,98	600	0,1
3.	12,4	1	500	0,1
4.	12,4	1	450	0,1
5.	11,4	1	400	0,1
6.	11,4	0,88	350	0,1
7.	14,4	0,9	700	0,1
8.	11,4	0,91	600	0,1
9.	12,4	0,92	500	0,1
10.	11,4	0,93	450	0,1
11.	12,4	0,95	400	0,1
12.	11,3	0,98	350	0,1
13.	11,3	0,78	700	0,1
14.	11,3	0,79	600	0,1
15.	13,3	0,8	500	0,1
16.	11,3	0,81	450	0,1
17.	11,3	0,82	400	0,1
18.	11,3	0,83	350	0,1
19.	13,3	0,84	700	0,1
20.	11,3	0,86	600	0,1
21.	11,3	0,93	500	0,1

22.	12,2	0,95	450	0,1
23.	12,2	0,98	400	0,1
24.	12,2	0,78	350	0,1
25.	13,2	0,79	700	0,1
26.	13,2	0,8	600	0,1
27.	13,2	0,81	500	0,1
28.	13,2	0,82	450	0,1
29.	13,2	1	400	0,1
30.	13,2	1	350	0,1

Недостающие данные взять из условия задачи 4.1

### **Практическое занятие № 5 Определение параметров пласта по К. В. Д. без учета дополнительного притока жидкости**

Наиболее точные результаты обработки К.В.Д. без учета дополнительного притока в ствол скважины можно получить при условии, что до момента изменения режима эксплуатации скважины (в частности, остановки) ее дебит оставался неизменным в течение длительного периода, в 10 раз и более превышающего время регистрации К.В.Д. Кроме того, есть основания считать дополнительный приток незначительным. Это условие практически соблюдается в добывающих скважинах с высоким затрубным давлением и незначительным объемом газа в затрубном пространстве, а также в нагнетательных скважинах, весь ствол которых в период исследования остается заполненным водой.

Обработка данных исследования осуществляется в следующем порядке.

1. По результатам регистрации изменения забойного давления ( $\Delta p$ ) глубинным манометром или дифманометром во времени ( $t$ ) строится график зависимости  $\Delta p(t)$ .

2. Прямолинейный участок графика экстраполируется (продолжается) до пересечения с осью ординат, определяется отрезок  $A$ , отсекаемый на оси ординат, и уклон  $i$  прямолинейного участка К. В. Д.

3. Определяют гидропроводность

$$\varepsilon = \frac{10^{-3} \cdot 2,12 \cdot q_b}{i \rho_n}$$

Предполагается, что объемный коэффициент нефти  $b$  и плотность дегазированной нефти  $\rho_n$  известны по данным лабораторных определений.

4. Определяют проницаемость пласта

$$k = \mu \varepsilon / h,$$

если известны  $\mu$  и  $h$ .

5. Определяют приведенный радиус скважины:

$$r_{np} = \sqrt{\frac{2,25 \chi}{10^{A/i}}},$$

для чего необходимо предварительно найти параметр  $\chi$  по известным значениям пористости  $m$ , сжимаемости пласта  $\beta_c$  и жидкости  $\beta_j$  или на основании исследований пласта методом гидропрослушивания

$$\chi = \frac{10^{-3} \kappa}{\mu(m\beta_{jc} + \beta)_c}$$

6. Определяют коэффициент гидродинамического совершенства скважины

$$\alpha = \frac{\ell g \sigma_{cp/r_c}}{\ell g \sigma_{cp} / r_{np}},$$

где  $\sigma_{cp}$  – половина среднего расстояния между исследуемой скважиной и соседними.

7. Определяем коэффициент продуктивности скважины, т/(сут·МПа):

$$K = \frac{236 \varepsilon \rho_{нов}}{b \lg \sigma_{cp/r_{np}}}$$

Определим гидропроводность и проницаемость пласта в районе нефтяной фонтанной скважины, приведенный радиус, коэффициент совершенства и коэффициент продуктивности при следующих исходных данных:  $b=1,1$ ;  $\rho_{нов} = 0,86$  т/м<sup>3</sup>;  $\mu_n=4,5$  мПа·с;  $h=8$  м;  $m = 0,2$ ;  $\beta_n=9,42 \cdot 10^{-4}$  1/МПа;  $\beta_c = 3,6 \cdot 10^{-4}$  1/МПа;  $r_c=0,15$  м;  $\sigma_{cp}=150$  м. Кривая восстановления давления регистрировалась после остановки скважин. Дебит скважины до остановки составлял 70 т/сут. Известно, что в пласте движется однофазная нефть.

Данные исследований скважины приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1 – Данные исследования скважины

Время момента остановки t,с	с	lg t	P <sub>заб</sub> МПа	Время момента остановки t,с	с	lg t	P <sub>заб</sub> МПа
60		1,78	0,041	4800		3,68	0,595
120		2,08	0,082	5400		3,73	0,598
180		2,26	0,147	6000		3,78	0,605
300		2,48	0,231	6600		3,82	0,607
600		2,78	0,352	7200		3,86	0,608
1200		3,08	0,495	7 800		3,89	0,61
1800		3,255	0,530	8400		3,92	0,612
2400		3,38	0,56	9000		3,95	0,615
3000		3,48	0,575	9600		3,98	0,618
3600		3,56	0,58	10200		4,01	0,62
4200		3,62	0,59	10800		4,03	0,621

Определяем значение  $\lg t$  и строим кривую восстановления давления в координатах  $\Delta p/\lg t$  (рис. 5.2, а). На рис. 4.5,б для сопоставления приведена та же кривая в обычных координатах  $\Delta p/t$ .

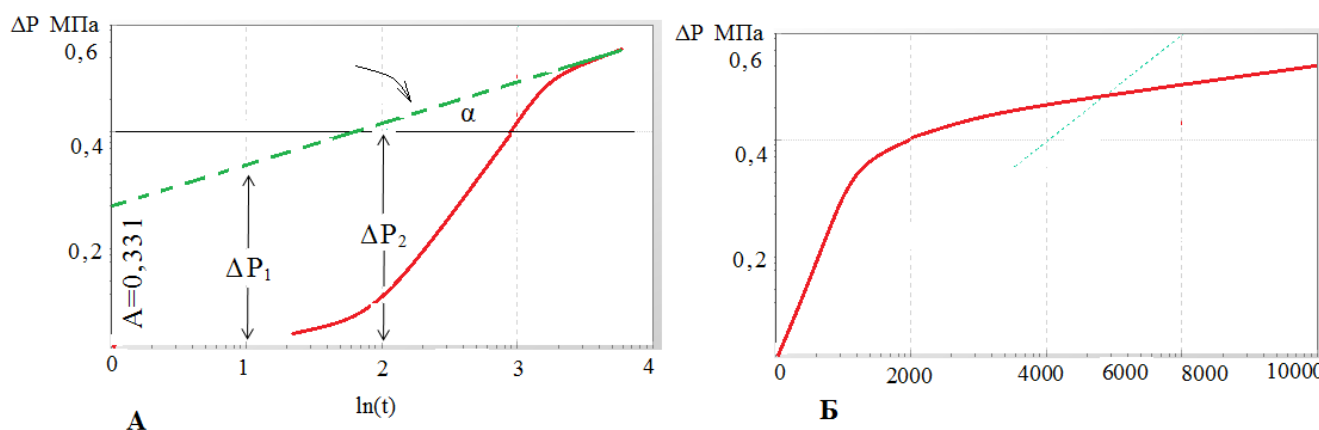


Рисунок 4.5 –Пример обработки К. В. Д. по нефтяной скважине

2. Экстраполируем прямолинейный участок кривой до пересечения с осью ординат и определяем  $A$  ( $A = 0,331$ ).

Для оценки  $i$  зададимся значениями:  $\lg t_1 = 1$   $\lg t_2 = 2$ .

Им соответствуют депрессии:  $\Delta p = 0,403$ ;  $\Delta p_2 = 0,475$ .

Тогда:

1. Уклон  $l$  прямолинейного участка К. В. Д.

$$l = \frac{0,475 - 0,403}{2 - 1} = 0,072$$

2. Гидропроводность

$$\varepsilon = \frac{10^{-3} \cdot 2,12 \cdot 1,1 \cdot 1,1 \cdot 70}{0,072 \cdot 0,86} = 2,64 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{МПа} \cdot \text{с}}$$

3 Проницаемость пласта

$$k = \frac{2,64 \cdot 4,5}{8} = 1,48 \text{ мкм}^2$$

3. Коэффициент пьезопроводности

$$\chi = \frac{10^{-3} \cdot 1,48}{4,5(0,2 \cdot 9,42 \cdot 10^{-4} + 3,6 \cdot 10^{-4})} \approx 0,6 \text{ м}^2/\text{с}$$

6. Приведенный радиус скважины

$$r_{np} = \sqrt{\frac{2,25 \cdot 0,6}{10 \cdot 0,331 / 0,072}} = 5,83 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

7. Коэффициент гидродинамического совершенства скважины

$$\alpha = \frac{\lg 150 / 015}{\lg 150 / (0,588 \cdot 10^{-3})} = 0,68$$

8. Коэффициент продуктивности скважины

$$K = \frac{236 \cdot 0,86 \cdot 2,64}{1,1 \cdot \lg 15000 / 0,588 \cdot 10^{-3}} = 10,5 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$$

В приведенном примере рассматривается случай фильтрации однофазной нефти.

Если в пласте имеется связанная вода, то полученное в расчете значение  $k$  характеризует величину его фазовой проницаемости для нефти, соответствующую начальной нефтенасыщенности. Она может отличаться от физической проницаемости. Соответственно и определяемая величина  $\varepsilon$  характеризует фазовую

гидропроводность пласта при начальной нефтенасыщенности.

### Варианты для самостоятельного решения задачи

1		2		3		4		5	
lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$	lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$	lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$	lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$	lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$
2,69	10	1,69	11	1,6	14	2,69	18	1,69	10
2,99	15	1,99	13	1,9	15	2,99	19	1,99	15
3,16	18	2,16	16	2,1	16	3,16	20	2,16	18
3,39	20	2,39	20	2,3	17	3,39	21	2,39	20
3,78	21	2,78	21	2,7	18	5,78	22	2,78	21
3,99	22	2,99	21,2	2,9	18,5	5,99	23	2,99	22
4,13	22,5	3,13	21,5	3,1	19,5	5,13	24	3,13	22,5
4,25	23	3,25	21,8	3,3	20,8	5,25	24,2	3,25	23
6		7		8		9		10	
lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$	lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$	lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$	lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$	lg(t)	$\Delta P, \text{атм}$
1,6	12	2,69	10	2,69	14	1,6	14	1,6	14,1
1,9	15,2	2,99	15	2,99	15	1,9	14,3	1,9	15,1
2,1	18,1	3,16	18	3,16	16	2,1	16,4	2,1	16,8
2,3	20,5	3,39	20	3,39	17	2,3	17,1	2,3	17,6
2,7	21,5	3,78	21	3,78	18	2,7	18,2	2,7	18
2,9	22,1	3,99	22	3,99	18,5	2,9	18,5	2,9	18,5
3,1	22,5	4,13	22,5	4,13	19,5	3,1	19,5	3,1	19,5
3,3	23	4,25	23	4,25	20,8	3,3	20,8	3,3	20,8

Недостающие данные взять из таблицы 5.1

### Практическое занятие № 6 Определение приемистости нагнетательной скважины

Цель работы – научиться рассчитывать приемистость нагнетательной скважины без учета сил трения и с учетом сил трения.

#### Общие положения

Приемистость скважины — характеристика нагнетательной скважины,

показывающая возможность закачки рабочего агента (воды, газа, пара и др.) в пласт; определяется объемом смеси, закачиваемой в пласт в единицу времени.

Приемистость скважины зависит от репрессии, создаваемой на забое скважины (разности забойного и пластового давлений), совершенства вскрытия пласта, его мощности и проницаемости для закачиваемого флюида. В технологических расчетах используется также коэффициент приемистости скважины, равный отношению количества рабочего агента, закачиваемого в пласт в единицу времени, к репрессии, создаваемой на забое скважины при закачке. Расход рабочего агента измеряется на поверхности (например, расход наиболее распространенного рабочего агента — воды определяется с помощью счетчиков или расходомеров диафрагменного типа, турбинных, электромагнитных и других приборов, устанавливаемых на кустовых насосных станциях, водораспределительных пунктах или на устье скважин) и (или) в скважине, в интервале перфорации пласта-коллектора (с помощью глубинных расходомеров, спускаемых в скважину на кабеле).

### Задача

Определить приемистость нагнетательной скважины по исходным данным, по аналогии с рассчитанным примером.

### Решение

1. Определяют количество нагнетаемой в скважину воды за сутки:

$$Q_{\text{наг}} = \frac{0,236kh(P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}})\varphi_c}{v\mu_v \lg \frac{R_k}{r_c}} = \frac{0,236 \cdot 0,15 \cdot 10 \cdot (24,19 - 16) \cdot 0,7}{1,12 \cdot 10^{-3} \lg \frac{500}{0,15}} = 517 \text{ м}^3/\text{сут}$$

где  $\mu_v$  – вязкость воды, Па\*с,  $\mu_v = 10^{-3}$  Па\*с

Предварительно определяем давление на забое нагнетательной скважины. Так как расход жидкости неизвестен, давление на забое определяется приближенно без учета потерь на трение:

$$P'_{\text{заб}} = \pm P_{\text{геод}} + \rho \cdot q \cdot H_{\text{ф}} \cdot 10^{-6} + P_{\text{кнс}} = 9 + 0,49 + 1000 \cdot 9,81 \cdot 1500 \cdot 10^{-6} = 24,19 \text{ МПа}$$

где  $P_{\text{геод}}$  – давление обусловленное разностью геодезических отметок КНС и скважины, МПа

$$P_{\text{геод}} = \pm \Delta H_{\text{г}} * \rho_{\text{в}} * g * 10^{-6} = 50 * 1000 * 9,81 * 10^{-6} = 0,49 \text{ МПа}$$

2. Определяют приемистость нагнетательной скважины  $Q_{\text{нагн}}$  с учетом потерь давления на трение по предыдущей формуле.

Предварительно определяем давление на забое с учетом потерь на трение нагнетательной скважины, зависит от давления на выкиде насосов кустовой насосной станции (КНС):

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{КНС}} \pm P_{\text{геод}} - P_{\text{тр}} + \rho * q * H_{\text{ф}} * 10^{-6} = 9 + 0,49 + 1000 * 9,81 * 1500 * 10^{-6} - 2,3 = 21,8 \text{ МПа}$$

где потери давления на трение определяются по формуле Дарси – Вейсбаха:

$$P_{\text{тр}} = 0,108 * \lambda \frac{(Q'_{\text{нагн}})^2 (H_{\text{ф}} + l_{\text{вод}}) \rho_{\text{в}}}{d^5} = 0,108 * 0,025 \frac{517^2 * (1500 + 1000) * 1000}{60^5} = 2,3 \text{ МПа}$$

где  $\rho_{\text{в}}$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления, принимаем  $\lambda = 0,02 \dots 0,03$ ;

$d$  – внутренний диаметр НКТ (водовода), мм.

$$Q_{\text{наг}} = \frac{0,236kh(P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}})\varphi_c}{v\mu_g \lg \frac{R_k}{r_c}} = \frac{0,236 \cdot 0,15 \cdot 10 \cdot (21,8 - 16) \cdot 0,7}{1,12 \cdot 10^{-3} \lg \frac{500}{0,15}} = 366 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

### Варианты для самостоятельного решения задачи

Параметр	№ варианта							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Пластовое давление $P_{\text{пл}}$ , МПа	16,0	16,5	16,8	13,9	14,0	15,0	15,2	17,0
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтрации $H_{\text{ф}}$ , м	1500	1550	1600	1300	1350	1400	1450	1200
Диаметр НКТ $d$ , мм	60	73	60	73	60	73	60	73
Толщина пласта $h$ , м	10	8	9	8	10	7	11	9
Коэффициент проницаемости породы $k$ , мкм <sup>2</sup>	0,15	0,2	0,15	0,2	0,15	0,2	0,15	0,2
Радиус контура питания $R_k$ , м	500	600	700	500	600	700	500	600
Радиус скважины по долоту $r$ , мм	150							
Коэффициент гидродинамического несовершенства $\varphi_c$	0,7							



Давление насосов КНС $P_{\text{кнс}}$ , МПа	9	9,5	10	10,5	11	9	9,5	10
Разность геодезических отметок $\Delta H_{\Gamma}$ , м	50	45	40	35	30	25	20	50
Длина водовода $l_{\text{вод}}$ , м	1000	900	800	1000	900	800	1000	900
Вязкость воды $\mu_v$ , мПа*с	1							
Плотность воды $\rho_v$ , кг/м <sup>3</sup>	1000							
Ускорение свободного падения g, м/с	9,8							
Объемный коэффициент b	1,12							

Параметр	№ варианта						
	9	10	11	12	13	14	15
Пластовое давление $P_{\text{пл}}$ , МПа	13,0	12,0	12,0	13,2	13,6	14,3	15,0
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтрации $H_{\text{ф}}$ , м	1250	1100	1150	1220	1280	1330	1420
Диаметр НКТ $d$ , мм	60	73	60	73	60	73	60
Толщина пласта $h$ , м	10	8	9	8	10	7	11
Коэффициент проницаемости породы $k$ , мкм <sup>2</sup>	0,15	0,2	0,15	0,2	0,15	0,2	0,15
Радиус контура питания $R_k$ , м	500	600	700	500	600	700	500
Радиус скважины по долоту $r$ , мм	150						
Коэффициент гидродинамического несовершенства $\varphi_c$	0,7						
Давление насосов КНС $P_{\text{кнс}}$ , МПа	10,5	11	9	9,5	10	10,5	11
Разность геодезических отметок $\Delta H_{\Gamma}$ , м	45	40	35	30	25	20	30
Длина водовода $l_{\text{вод}}$ , м	800	1000	900	800	1000	900	800
Вязкость воды $\mu_v$ , мПа*с	1						
Плотность воды $\rho_v$ , кг/м <sup>3</sup>	1000						
Ускорение свободного падения g, м/с	9,8						
Объемный коэффициент b	1,12						

## Список литературы

1. Бурков, Ф. А. Исаев, В. И. Геофизические исследования скважин [Электронный ресурс] / - 2-е. - [Б. м.]: ТПУ, 2017. - 110 с. [https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-geofizicheskie-issledovaniya-skvazhin\\_2.pdf](https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-geofizicheskie-issledovaniya-skvazhin_2.pdf)
2. Интенсификация добычи нефти и увеличение нефтеотдачи пластов на примере месторождений Сургутского свода : монография / А. П. Янукян ; ТИУ. - Тюмень : ТИУ, 2022. - 160 с. - Электронная библиотека ТИУ. - Библиогр.: с. 157. - ISBN 978-5-9961-2843-3 : 205.00 р. - Текст : непосредственный.. – Режим доступа: [http://webirbis.tsogu.ru/cgi-bin/irbis64r\\_plus/cgiirbis\\_64\\_ft.exe?S21COLORTERMS=0&LNG=&Z21ID=GUEST&I21DBN=READB\\_FULLTEXT&P21DBN=READB&S21STN=1&S21REF=10&S21FMT=briefHTML\\_ft&S21CNR=5&C21COM=S&S21ALL=%3C.%3EИ=УДК%20622%2E276%2FЯ%20656-855773864%3C.%3E&USES21ALL=1](http://webirbis.tsogu.ru/cgi-bin/irbis64r_plus/cgiirbis_64_ft.exe?S21COLORTERMS=0&LNG=&Z21ID=GUEST&I21DBN=READB_FULLTEXT&P21DBN=READB&S21STN=1&S21REF=10&S21FMT=briefHTML_ft&S21CNR=5&C21COM=S&S21ALL=%3C.%3EИ=УДК%20622%2E276%2FЯ%20656-855773864%3C.%3E&USES21ALL=1)
3. Карнаухова, М. Л. Современные методы гидродинамических исследований скважин : справочник инженера по исследованию скважин / М. Л. Карнаухова, Е. М. Пьянкова. – М. : Инфра-Инженерия, 2013. – 432 с. – ISBN 978-5-9729-0031-2. – Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. – URL: <http://www.iprbookshop.ru/13549.html>.
4. Крец В.Г. Основы нефтегазового дела : учебное пособие / В.Г. Крец, А.В. Шадрин ; Томский политехнический университет. – 2-е изд., перераб. и доп. – Томск : Изд.-во Томского политехнического университета, 2016. – 200 с. <https://e.lanbook.com/>
5. Основы физики пласта: учебное пособие / А. В. Саранча, Е. Е. Левитина ; ТИУ. - Тюмень : ТИУ, 2018. - 118 с. : ил., граф. - Электронная библиотека ТИУ. - ISBN 978-5-9961-1751-2 : 142.00 р. - Текст : непосредственный. [http://webirbis.tsogu.ru/cgiin/irbis64r\\_plus/cgiirbis\\_64\\_ft.exe?S21COLORTERMS=0&LNG=&Z21ID=GUEST&I21DBN=READB\\_FULLTEXT&P21DBN=READB&S21STN=1&S21REF=10&S21FMT=briefHTML\\_ft&S21CNR=5&C21COM=S&S21ALL=%3C.%3EИ=УДК%20622%2E276%28075%2E8%2FC%2020-461865780%3C.%3E&USES21ALL=1](http://webirbis.tsogu.ru/cgiin/irbis64r_plus/cgiirbis_64_ft.exe?S21COLORTERMS=0&LNG=&Z21ID=GUEST&I21DBN=READB_FULLTEXT&P21DBN=READB&S21STN=1&S21REF=10&S21FMT=briefHTML_ft&S21CNR=5&C21COM=S&S21ALL=%3C.%3EИ=УДК%20622%2E276%28075%2E8%2FC%2020-461865780%3C.%3E&USES21ALL=1)
6. Современные геофизические и гидродинамические исследования нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки магистров 131000 "Нефтегазовое дело"/А. К. Ягафаров, И. И. Клещенко, Д. В. Новоселов; ТюмГНГУ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. - 139 с.: ил. - Библиогр.: с. 136. [http://webirbis.tsogu.ru/cgi-bin/irbis64r\\_plus/cgiirbis\\_64\\_ft.exe?S21COLORTERMS=0&LNG=&Z21ID=GUEST&I21DBN=READB\\_FULLTEXT&P21DBN=READB&S21STN=1&S21REF=10&S21FMT=briefHTML\\_ft&S21CNR=5&C21COM=S&S21ALL=%3C.%3EИ=%D0%A3%D0%94%D0%9A%20550%2E8%28075%2E8%29%2F%D0%AF%20272%2D270233%3C.%3E&USES21ALL=1](http://webirbis.tsogu.ru/cgi-bin/irbis64r_plus/cgiirbis_64_ft.exe?S21COLORTERMS=0&LNG=&Z21ID=GUEST&I21DBN=READB_FULLTEXT&P21DBN=READB&S21STN=1&S21REF=10&S21FMT=briefHTML_ft&S21CNR=5&C21COM=S&S21ALL=%3C.%3EИ=%D0%A3%D0%94%D0%9A%20550%2E8%28075%2E8%29%2F%D0%AF%20272%2D270233%3C.%3E&USES21ALL=1)
7. Фалькович, Г. Современная гидродинамика / Г. Фалькович. – Москва, Ижевск : Регулярная и хаотическая динамика, 2014. – 208 с. – ISBN 978-5-93972-977-2. – Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. – URL: <http://www.iprbookshop.ru/28914.html>.