

Документ подписан простой электронной подписью

Информация о владельце:

ФИО: Первякова Светлана Валентиновна

Должность: Директор Колледжа СКФУ в г. Ставрополе

Дата подписания: 16.06.2026 12:06:31

Уникальный программный ключ:

63a18c373da05c089b08fcc89c468af301900f17

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего

образования

«Северо-Кавказский федеральный университет»

Колледж СКФУ в г. Ставрополе

Методические указания

для практических занятий

ОП.14. Нетрадиционные источники углеводородов

Специальность	21.02.01	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Форма обучения	очная	

Ставрополь

Пояснительная записка

Методические указания по организации и проведению практических занятий составлены в соответствии с ФГОС СПО по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и рабочей программой учебной дисциплины ОП.14. Нетрадиционные источники углеводородов.

Целью выполнения практических занятий является систематизация и закрепление теоретических знаний, и формирование практических умений.

Особое значение для усвоения содержания ОП.14. Нетрадиционные источники углеводородов и привития практических навыков имеет правильная и четкая организация проведения и выполнения студентами практических работ под контролем преподавателя.

Перед началом выполнения каждой работы студенты должны ознакомиться с ее основными положениями, порядком выполнения работы.

По каждому практическому занятию предусматривается индивидуальный отчет перед преподавателями.

В результате освоения дисциплины студент должен уметь:

- определять отклонения от технологического режима работы оборудования для добычи углеводородного сырья;

- обрабатывать данные по работе пласта, добыче углеводородного сырья;

- оценивать риски и ограничения, определяющие работу системы пласт - скважина - погружное насосное оборудование - система сбора продукции.

- разрабатывать геолого-технические мероприятия по поддержанию и восстановлению работоспособности скважин;

- применять кривую падения добычи для анализа динамики добычи углеводородного сырья.

- рассчитывать характеристики притока из пласта в скважину по результатам исследования скважины на различных режимах;

- оценивать влияние на коэффициент продуктивности различных процессов, происходящих в пласте.

Знать:

- характеристики притока из пласта;

- способы расчета характеристик притока по результатам исследования скважины на различных режимах.

- порядок проведения моделирования технологического процесса добычи углеводородного сырья;

- способы расчета коэффициента продуктивности и скин-эффекта по исследованиям скважин с записью кривой восстановления давления;

- принципы применения операций интенсификации;

- методы интенсификации добычи углеводородного сырья.

Раздел 1. Теоретические основы нетрадиционных источников углеводородов

Тема 1.1. Понятие о месторождениях с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами

Практическое занятие №1

Цель – оценить эффективность применения ННС в сравнении с ВС, оценить влияние угла наклона скважины на ее производительность.

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы семинара, формируемые компетенции или их части:

- знания: принципы расчета производительности ВС, ГС и ННС; понятия псевдоскин-фактора, приведенного радиуса и индекса производительности;
- умения: определять производительность ННС применяя аналитические методики при различных углах наклона ствола.

Актуальность темы семинара. Расчет эффективности применения ННС необходим для выбора правильного угла наклона скважины, влияющего на ее дебит в различных геолого-технологических условиях. Для оценки эффективности производительности ННС необходимо провести ее сравнение с ГС и ВС.

Теоретическая часть

Как правило, в практике разработки нефтяных и газовых месторождений оценка эффективности применения ГС основывается на сравнении их с производительностью ННС и ВС, а также при применении в них гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Для определения производительности скважин различных конфигураций ствола, в первую очередь, рассмотрим принципы расчета производительности ВС.

Дебит ВС при плоскорадиальной стационарной фильтрации газа без учета нелинейности притока определяется по формуле:

$$q_g = \frac{\pi k h T_{sc} (P_e^2 - P_{wf}^2)}{\mu_g Z T P_{sc} \ln(R_e/r_w)} \quad (1.1)$$

дебит ВС по нефти при стационарной фильтрации:

$$q_o = \frac{2\pi k h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln(R_e/r_w)} \quad (1.2)$$

где k – коэффициент проницаемости пласта, м²;

h – эффективная толщина пласта, м;

P_e – давление на границе области (радиуса) дренирования – пластовое давление, Па;

P_{wf} – забойное давление, Па;

μ_g – динамическая вязкость газа, Па·с;

μ_o – динамическая вязкость нефти, Па·с;

B_o – объемный коэффициент нефти;

Z – коэффициент сверхсжимаемости газа;

T – пластовая температура, К;

T_{sc} – температура в стандартных условиях, $T_{sc} = 293$ К;

P_{sc} – давление в стандартных условиях, $P_{sc} = 100000$ Па;

R_e – радиус контура дренирования, м;

r_w – радиус ствола скважины, м.

Для газовых скважин важным моментом является учет эффектов, связанных с нарушением линейного закона Дарси в области больших скоростей. В работе [11] отмечается, что причины, вызывающие отклонение от закона Дарси при больших скоростях, являются до настоящего времени предметом дискуссии среди исследователей. Имеется несколько гипотез нарушения линейного закона Дарси при высоких скоростях фильтрации [11]:

- появление инерционных сопротивлений;
- возникновение турбулентного режима течения;
- образование вихрей, вызывающих дополнительные вихревые сопротивления.

Уравнение фильтрации газа к скважине по нелинейному закону при стационарном режиме потока можно представить в следующем виде [11, 12]:

$$P_e^2 - P_{wf}^2 = \frac{\mu_g Z T P_{sc} q_g}{\pi k h T_{sc}} \ln \left(\frac{R_e}{r_w} \right) + \beta \frac{\rho_{sc} Z T P_{sc} q_g^2}{2 \pi^2 h^2 T_{sc} \sqrt{k}} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{R_e} \right) \quad (1.3)$$

где β – коэффициент вихревых сопротивлений (коэффициент турбулентности), 1/м;
 ρ_{sc} – плотность газа в стандартных условиях, кг/м³.

При обработке данных газодинамических исследований часто используют сокращенную форму уравнения притока газа к скважине:

$$P_e^2 - P_{wf}^2 = A q_g + B q_g^2 \quad (1.4)$$

где A и B – коэффициенты фильтрационных сопротивлений:

$$A = \frac{\mu_g Z T P_{sc}}{\pi k h T_{sc}} \ln \left(\frac{R_e}{r_w} \right) \quad (1.5)$$

$$B = \beta \frac{\rho_{sc} Z T P_{sc}}{2 \pi^2 h^2 T_{sc} \sqrt{k}} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{R_e} \right) \quad (1.6)$$

Как показывают исследования [3 и 13], влияние турбулентности является доминирующим фактором при эксплуатации газовых скважин с высокой проницаемостью (> 5 мД). Далее в работах будем рассматривать коллектора с низкой проницаемостью и использовать формулы для расчета производительности газовых скважин без учета эффектов турбулентности.

Влияние различных факторов на производительность скважин учитывается через величину псевдоскин-факторов. К числу таких факторов относятся:

- уменьшение или увеличение проницаемости пласта в призабойной зоне (засорение фильтратом бурового раствора или проведение кислотных обработок);
- способ заканчивания скважины (обсаженный или необсаженный ствол, наличие перфорации, фильтра и др.);
- геометрия ствола скважины (ВС, ННС, ГС, многозабойная и др.).

Во многих случаях на производительность скважин может оказывать влияние нескольких скин-факторов, поэтому для их учета часто рассматривается общий (суммарный)

псевдоскин-фактор [14], который можно представить, как простую сумму отдельных скин-факторов, например,:

$$S = S_d + S_{pp} + S_p + S_s + S_f \quad (1.7)$$

где S_d – механический скин-фактор;

S_{pp} – псевдоскин-фактор за счет частичного вскрытия пласта;

S_p – псевдоскин-фактор, учитывающий наличия перфорации;

S_s – псевдоскин-фактор, вызванный наклоном скважины;

S_f – псевдоскин-фактор, учитывающий наличие трещин ГРП.

Для унификации и сравнения формул расчета производительности ГС, ВС и ННС, формулы расчета производительности различных типов скважин можно выразить через эффективный радиус скважины или псевдоскин-фактор, учитывающий геометрию ствола скважины и другие факторы, тогда дебит ВС по газу и нефти можно представить в следующем виде:

$$q_g = \frac{\pi k h T_{sc} (P_e^2 - P_{wf}^2)}{\mu_g Z T P_{sc} \ln(R_e/r'_w)} \quad (1.8)$$

$$q_o = \frac{2\pi k h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln(R_e/r'_w)} \quad (1.9)$$

или

$$q_g = \frac{\pi k h T_{sc} (P_e^2 - P_{wf}^2)}{\mu_g Z T P_{sc} [\ln(R_e/r_w) + S]} \quad (1.10)$$

$$q_o = \frac{2\pi k h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o [\ln(R_e/r_w) + S]} \quad (1.11)$$

где r'_w – эффективный радиус ствола скважины, м.

Понятие «эффективный радиус» введено для того, чтобы представить насколько бы изменился радиус загрязненной или обработанной скважины, относительно номинального радиуса скважины. Эффективный радиус ствола скважины определяется по формуле:

$$r'_w = r_w e^{-S} \quad (1.12)$$

Для сравнения производительности скважин с различными конфигурациями и схемами заканчивания также часто используются коэффициенты продуктивности или индексы производительности. Для нефтяной скважины коэффициент продуктивности определяется по формуле:

$$J_o = \frac{q_o}{P_e - P_{wf}} = \frac{2 \pi k h}{\mu_o B_o [\ln(R_e/r_w) + S]} \quad (1.13)$$

По аналогии с нефтяной скважиной выражение (1.8) для газовой скважины можно представить в следующем виде:

$$J_g = \frac{q_g}{P_e^2 - P_{wf}^2} = \frac{\pi k h T_{sc}}{\mu_g Z T P_{sc} [\ln(R_e/r_w) + S]} \quad (1.14)$$

Например, если проводится сравнение двух скважин с различными типами заканчивания, имеющих индексы производительности, соответственно J_1 и J_2 , то:

$$\frac{J_1}{J_2} = \frac{[\ln(R_e/r_w) + S]_2}{[\ln(R_e/r_w) + S]_1} \quad (1.15)$$

Далее рассмотрим особенности расчета производительности ННС. Схема вскрытия продуктивного пласта ННС показана на рисунке 1.1.

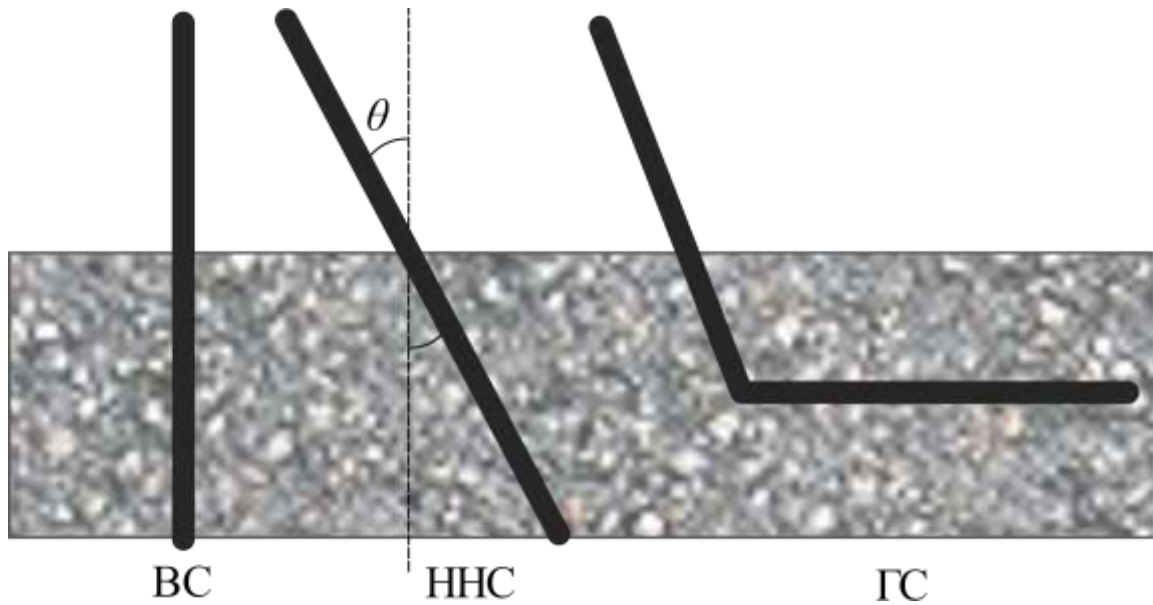


Рисунок 1.1 – Схема ННС в сравнении с ВС и ГС

Для определения производительности ННС в настоящее время используется несколько аналитических решений.

В работе [15] Сінсо Н. и др. по результатам численного моделирования предложили корреляцию для оценки дебита ННС через величину геометрического псевдоскин-фактора и угла наклона (для случая изотропного пласта):

$$S_s = -\left(\frac{\theta}{41}\right)^{2,06} - \left(\frac{\theta}{56}\right)^{1,865} \cdot \lg\left(\frac{h_D}{100}\right) \quad (1.16)$$

$$h_D = \frac{h}{r_w} \quad (1.17)$$

где θ – угол наклона ствола скважины, в градусах.

Формула (1.11) справедлива для изотропного пласта и углов наклона ствола скважины $\theta < 75^\circ$.

Также для расчета производительности ННС Van der Vlis и др. [1] была предложена зависимость приведенного радиуса скважины от угла наклона ствола скважины:

$$r'_w = \left(\frac{h}{4 \cos \theta} \right) \left[0,454 \sin \left(\frac{360^\circ r_w}{h} \right) \right]^{\cos \theta} \quad (1.18)$$

Псевдоскин в данном случае будет равен:

$$S_s = -\ln \left(\frac{r'_w}{r_w} \right) \quad (1.19)$$

Подставляя выражение (1.13) в (1.14) получаем формулу для расчета псевдоскин-фактора на основе методики Van der Vlis:

$$S_s = -\ln \left(\left(\frac{h}{4 r_w \cos \theta} \right) \left[0,454 \sin \left(\frac{360^\circ r_w}{h} \right) \right]^{\cos \theta} \right) \quad (1.20)$$

Следует отметить, что уравнение (1.15) справедливо для углов $\theta > 20^\circ$.

В работе [16] Besson с использованием полуаналитического симулятора моделировал работу ННС и ГС в изотропных и анизотропных пластах. При сопоставлении полученных данных по ННС с производительностью ВС им выведены следующие выражения для геометрического псевдоскин-фактора:

$$S_s = \ln \left(\frac{4 r_w}{L} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{\sqrt{L h}}{4 r_w} \right) \quad (1.21)$$

если длину скважины L выразить через угол ее наклона, то:

$$L = h \cos \theta \quad (1.22)$$

$$S_s = \ln \left(\frac{4 r_w}{h} \cos \theta \right) + \cos \theta \ln \left(\frac{h}{4 r_w \sqrt{\cos \theta}} \right) \quad (1.23)$$

где L – длина скважины, м.

Подставляя значения геометрического псевдоскин-фактора в формулы расчета дебита скважин, можно определить дебит ННС при различных углах наклона ствола.

Далее рассмотрим примеры расчета производительности ННС для нефтяной и газовой залежей.

Задача 1.1

Дана нефтяная залежь, имеющая эффективную толщину пласта

$h = 20$ м. Средняя проницаемость пород-коллекторов составляет

$k = 5 \cdot 10^{-3}$ мкм². PVT свойства нефти следующие: вязкость нефти равна $\mu_o = 1,5$ мПа · с,

объемный коэффициент $B_o=1,3$ д.ед. Необходимо сравнить производительность ВС и ННС при различных углах наклона ствола. Исходные данные для решения задачи представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Исходные данные для расчета

Параметр	Ед. изм.	Значение
Эффективная толщина пласта, h	м	20
Коэффициент проницаемости пласта, k	мкм ²	0,005
Пластовое давление, P_e	МПа	25
Забойное давление, P_{wf}	МПа	20
Радиус ствола скважины, r_w	м	0,1
Радиус контура дренирования, R_e	м	300
Динамическая вязкость нефти, μ_o	мПа·с	1,5
Объемный коэффициент нефти, B_o	д.ед.	1,3

1. По формуле (1.2) определим дебит ВС:

$$q_{ov} = \frac{2 \pi k h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln(R_e/r_w)} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,005 \cdot 10^{-12} \cdot 20 \cdot (25 - 20) \cdot 10^6}{1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1,3 \cdot \ln(300/0,1)} =$$

$$= 0,0002 \text{ м}^3/\text{с} = 0,0002 \text{ м}^3/\text{с} \cdot 86400 \text{ с} = 17,38 \text{ м}^3/\text{сут};$$

2. Задаваясь рядом значений угла наклона ствола ННС: 20°, 30°, 40°, 50°, 60°, 70°, определим значения геометрического псевдоскин-фактора по формуле (1.17). Предварительно рассчитаем значение h_D :

$$h_D = \frac{h}{r_w} = \frac{20}{0,1} = 200$$

Подставляя в формулу (1.16) углы наклона, определяем геометрический скин-фактор, так при $\theta_1 = 20^\circ$:

$$S_{s1} = -\left(\frac{\theta}{41}\right)^{2,06} - \left(\frac{\theta}{56}\right)^{1,865} \cdot \lg\left(\frac{h_D}{100}\right) = -\left(\frac{20}{41}\right)^{2,06} - \left(\frac{20}{56}\right)^{1,865} \cdot \lg\left(\frac{200}{100}\right) =$$

$$= -(0,488)^{2,06} - (0,357)^{1,865} \cdot \lg(2) = -0,272.$$

4. Рассчитаем геометрический псевдоскин-фактор по формуле (1.20), например для $\theta_1 = 20^\circ$:

$$S_{s1} = -\ln\left(\left(\frac{h}{4 r_w \cos \theta}\right) \left[0,454 \sin\left(\frac{360^\circ r_w}{h}\right)\right]^{\cos \theta}\right) =$$

$$= -\ln\left(\left(\frac{20}{4 \cdot 0,1 \cdot \cos 20^\circ}\right) \left[0,454 \sin\left(\frac{360^\circ \cdot 0,1}{20}\right)\right]^{\cos 20^\circ}\right) =$$

$$= -\ln(53,2 \cdot 0,0184) = 0,02.$$

5. Выполним расчеты геометрического псевдоскина по формуле (1.23):

при $\theta_1 = 20^\circ$:

$$\begin{aligned} S_{s1} &= \ln\left(\frac{4 r_w}{h} \cos \theta\right) + \cos \theta \ln\left(\frac{h}{4 r_w \sqrt{\cos \theta}}\right) = \\ &= \ln\left(\frac{4 \cdot 0,1}{20} \cos 20^\circ\right) + \cos 20^\circ \ln\left(\frac{20}{4 \cdot 0,1 \sqrt{\cos 20^\circ}}\right) = \\ &= -3,97 + 0,94 \cdot 3,94 = -0,269. \end{aligned}$$

Аналогичные расчеты псевдоскин-фактора необходимо повторить для остальных значений углов наклона по формулам (1.16), (1.20), (1.23).

6. Используя формулу (1.15) и полученные значения скин-фактора по методам Cinco, Van der Vlis и Besson, определим соотношение индексов производительности для ВС и ННС:

метод Cinco:

например, при $S_{s1} = -0,272$

$$\frac{J_{s1}}{J_v} = \frac{[\ln(R_e/r_w)]}{[\ln(R_e/r_w) + S_{s1}]} = \frac{[\ln(\frac{300}{0,1})]}{[\ln(\frac{300}{0,1}) - 0,27]} = 1,04$$

метод Van der Vlis:

при $S_{s1} = 0,02$

$$\frac{J_{s1}}{J_v} = \frac{[\ln(R_e/r_w)]}{[\ln(R_e/r_w) + S_{s1}]} = \frac{[\ln(\frac{300}{0,1})]}{[\ln(\frac{300}{0,1}) + 0,02]} = 1$$

метод Besson:

при $S_{s1} = -0,269$

$$\frac{J_{s1}}{J_v} = \frac{[\ln(R_e/r_w)]}{[\ln(R_e/r_w) + S_{s1}]} = \frac{[\ln(\frac{300}{0,1})]}{[\ln(\frac{300}{0,1}) - 0,27]} = 1,03$$

Далее необходимо рассчитать соотношение индексов продуктивности для остальных значений псевдоскин-фактора.

7. Определив соотношение коэффициентов продуктивности, рассчитаем дебит ННС для различных значений углов наклона ствола, например для

$\theta_1 = 20^\circ$ по методу Cinco:

$$q_{os1} = \frac{J_{s1}}{J_v} q_{ov} = 1,04 \cdot 17,38 = 17,99 \text{ м}^3/\text{сут}$$

8. Выполнив аналогичные расчеты дебитов ННС для остальных углов наклона по методам Cinco, Van der Vlis и Besson, сведем полученные результаты в таблицу 1.2.

9. Построим и сравним зависимость псевдоскин-фактора от угла наклона скважины по формулам Cinco, Van der Vlis и Besson.

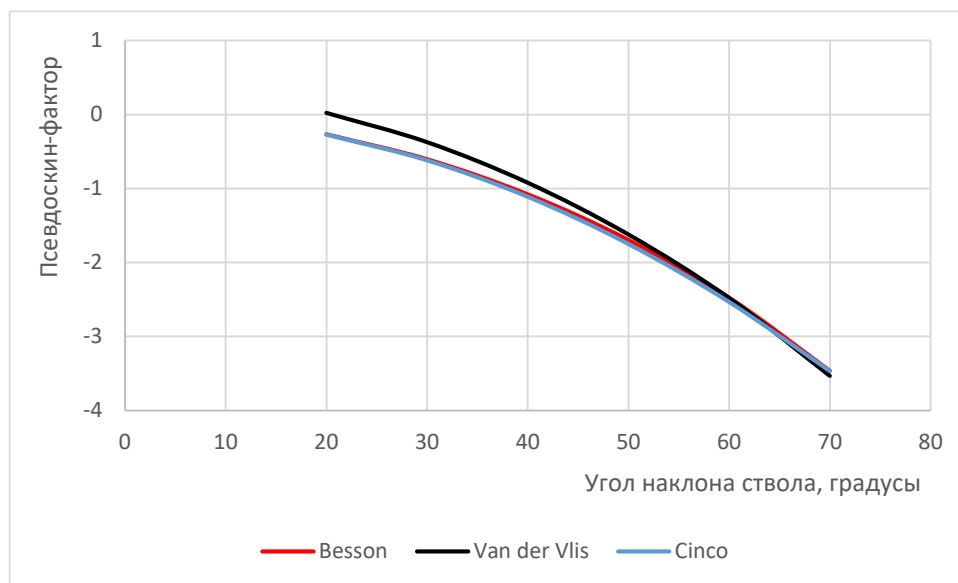


Рисунок 1.1 – Зависимость геометрического псевдоскин-фактора от угла наклона ствола скважины

Таблица 1.2 – Результаты расчета дебита нефтяной ННС

Параметр / угол	20°	30°	40°	50°	60°	70°
Метод Cinco						
S_s	-0,272	-0,619	-1,111	-1,749	-2,533	-3,466
J_s/J_v	1,04	1,08	1,16	1,28	1,46	1,76
$q_{os}, \text{м}^3/\text{сут}$	17,99	18,84	20,18	22,24	25,43	30,65
Метод Van der Vlis						
S_s	0,020	-0,375	-0,923	-1,622	-2,480	-3,531
J_s/J_v	1,00	1,05	1,13	1,25	1,45	1,79
$q_{os}, \text{м}^3/\text{сут}$	17,34	18,23	19,64	21,80	25,18	31,09
Метод Besson						
S_s	-0,269	-0,606	-1,080	-1,697	-2,476	-3,463
J_s/J_v	1,03	1,08	1,16	1,27	1,45	1,76
$q_{os}, \text{м}^3/\text{сут}$	17,98	18,80	20,09	22,06	25,16	30,63

Задача 1.2

Дана газовая залежь, имеющая, аналогичные параметры, как и нефтяная, а именно, эффективная толщина пласта $h = 20$ м. Средняя проницаемость пород-коллекторов составляет $k = 5 \cdot 10^{-3}$ мкм². PVT свойства газа следующие: вязкость газа равна $\mu_g = 0,025$ мПа · с, коэффициент сжимаемости газа $Z = 0,95$ д.ед. Для выбора лучшей конфигурации скважины по производительности сравним ВС и ННС при различных углах наклона ствола. Исходные данные примера выполнения работы представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Исходные данные для расчета

Параметр	Ед. изм.	Значение
Эффективная толщина пласта, h	м	20
Коэффициент проницаемости пласта, k	мкм ²	0,005
Пластовое давление, P_e	МПа	25
Забойное давление, P_{wf}	МПа	20

Радиус ствола скважины, r_w	м	0,1
Радиус контура дренирования, R_e	м	300
Динамическая вязкость газа, μ_g	мПа·с	0,025
Коэффициент сверхсжимаемости газа, Z	д.ед.	0,95
Пластовая температура, T	°С	75

1. По формуле (1.1) определим дебит ВС:

$$q_{gv} = \frac{\pi k h T_{sc} (P_e^2 - P_{wf}^2)}{\mu_g Z T P_{sc} \ln(R_e/r_w)} = \frac{3,14 \cdot 0,005 \cdot 10^{-12} \cdot 20 \cdot 293 \cdot (25^2 - 20^2) \cdot 10^{12}}{0,025 \cdot 10^{-3} \cdot 0,95 \cdot 348 \cdot 0,1 \cdot 10^6 \cdot \left[\ln\left(\frac{300}{0,1}\right) \right]} =$$

$$= 3,128 \text{ м}^3/\text{с} \cdot 86400 \text{ с} = 270 \text{ 280 м}^3/\text{сут} = 270,3 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}.$$

2. Выполнить вычисления в соответствии с пунктами 2 – 6 из примера 1.1. В данном случае в примерах 1.1 и 1.2 значения псевдоскин-факторов и соотношения индексов продуктивности будут аналогичными.

3. Определив соотношение коэффициентов продуктивности, рассчитаем дебит ННС для различных значений углов наклона ствола, например для

$\theta_1 = 20^\circ$ по методу Cinco:

$$q_{gs1} = \frac{J_{s1}}{J_v} q_{gv} = 1,04 \cdot 270,3 = 279,8 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}.$$

7. Выполнив аналогичные расчеты дебитов ННС для остальных углов наклона по методам Cinco, Van der Vlis и Besson, сведем полученные результаты в таблицу 1.4.

8. Построим и сравним зависимость скин-фактора от угла наклона скважины по формулам Cinco, Van der Vlis и Besson (см. рисунок 1.1).

Исходные данные по вариантам приведены в таблицах приложения П.1 и П.2.

Таблица 1.4 – Результаты расчета дебита газовой ННС

Параметр угол	20°	30°	40°	50°	60°	70°
Метод Cinco						
S_s	-0,272	-0,619	-1,111	-1,749	-2,533	-3,466
J_s/J_v	1,04	1,08	1,16	1,28	1,46	1,76
q_{gs} , тыс. м ³ /сут	279,8	292,9	313,8	345,8	395,4	476,6
Метод Van der Vlis						
S_s	0,020	-0,375	-0,923	-1,622	-2,480	-3,531
J_s/J_v	1,00	1,05	1,13	1,25	1,45	1,79
q_{gs} , тыс. м ³ /сут	269,6	283,6	305,5	338,9	391,6	483,6
Метод Besson						
S_s	-0,269	-0,606	-1,080	-1,697	-2,476	-3,463
J_s/J_v	1,03	1,08	1,16	1,27	1,45	1,76
q_{gs} , тыс. м ³ /сут	279,7	292,4	312,4	343,0	391,3	476,3

Вопросы для самопроверки:

1. Влияние каких различных факторов на производительность скважин учитывает псевдоскин-фактор?
2. Дайте определение понятия «приведенный радиус».
3. Какие величины можно использовать для сравнения производительности скважин с различными конфигурациями и схемами заканчивания?
4. Какие аналитические методики используются для определения производительности ННС?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме: приведены в конце курса лекций под номером [1], [3], [11], [12], [13], [14], [15], [16].

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЗОНЫ ДРЕНИРОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ. РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Цель – определить количество ГС для эффективного дренирования залежи по различным методам.

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы семинара, формируемые компетенции или их части:

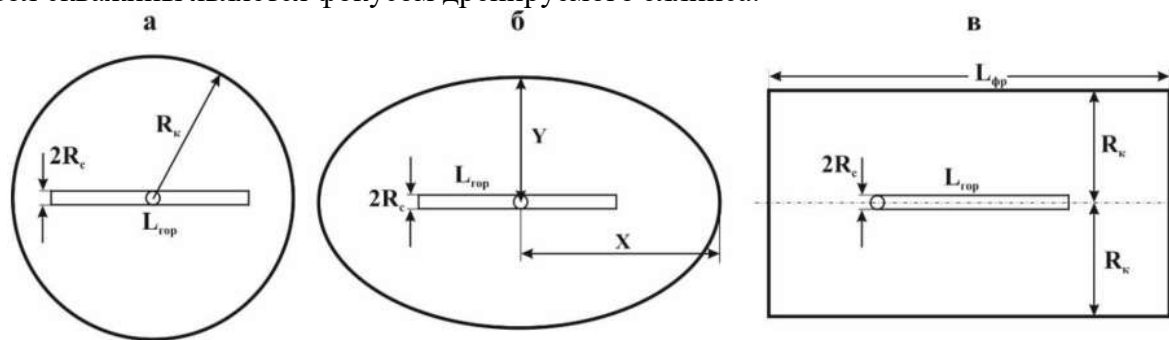
- знания: формы зон дренирования ВС и ГС;
- умения: определять различными способами параметры области зоны дренирования ГС, рассчитывать необходимое количество ВС и ГС для разработки залежи.

Актуальность темы семинара. С технологической точки зрения количество ВС и ГС, необходимых для разработки залежи можно определить на основе площади области дренирования отдельных скважин. Общепринято, что зоны дренирования ВС имеет форму круга, для более точных аналитических решений притока флюидов к ГС, форма зона дренирования ГС принимается в форме эллипса или прямоугольника.

Теоретическая часть

Применение ГС, имеющих значительную длину горизонтального участка ствола скважины, по сравнению с толщиной пласта, приводит к образованию зоны дренирования, отличающейся от формы при работе ВС. Для получения аналитических формул определения производительности ВС при плоскорадиальной стационарной фильтрации допускается, что пласт, вскрываемый такими скважинами, является однородным с постоянной толщиной и форма зоны дренирования ВС имеет форму круга. Поэтому, при решении задач о притоке жидкости и газа к горизонтальному стволу исследователи форму зоны, дренируемой ГС, первоначально, принимали в виде круга. В дальнейшем для получения более точных аналитических решений притока нефти и газа к ГС, форма зона дренирования ГС принимается в форме эллипса или прямоугольника (см. рисунок 2.1) [17].

Так, в работе [1, 2] предлагается рассматривать область дренирования ГС в виде эллиптической формы дренажной области в горизонтальной проекции, при этом каждый ствол скважины является фокусом дренируемого эллипса.



а – круг; б – эллипс; в – прямоугольник
Рисунок 2.1 – Схемы форм зоны дренирования ГС

Если принимать эллиптическую форму зоны дренирования ГС, в работе [1] предлагается два способа определения параметров области их дренирования. Ниже рассмотрим способы определения параметров зоны дренирования ГС. Для начала зададимся областью дренирования ВС, например, если ВС дренирует область радиусом, равным R_e , то ее площадь составит:

$$A_v = \pi R_e^2 \quad (2.1)$$

Способ 1

Представим площадь, дренируемую ГС, длиной горизонтального участка L , как два полуокруга радиусом R_e , в каждом конце горизонтальной секции и прямоугольник с площадью $-L \cdot 2R_e$, между ними (см. рисунок 2.2). Таким образом, ГС будет дренировать область площадью:

$$A_h = \pi R_e^2 + L \cdot 2R_e \quad (2.2)$$

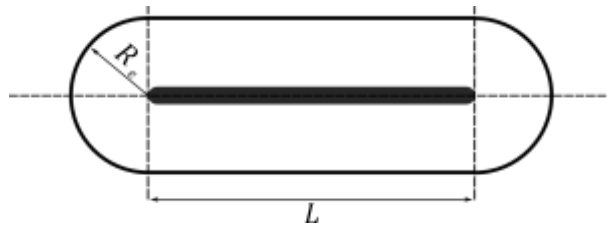


Рисунок 2.2 – Расчет площади дренирования ГС по способу 1 (вид сверху)

Способ 2

Область дренирования ГС можно вычислить, приняв эллиптическую форму дренируемой области в горизонтальной проекции, при этом концы горизонтального ствола скважины являются фокусами дренируемого эллипса (см. рисунок 2.3).

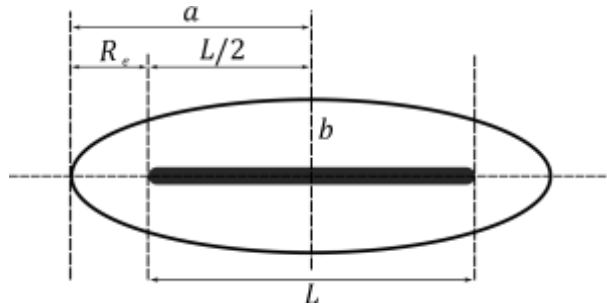


Рисунок 2.3 – Расчет площади дренирования ГС по способу 2 (вид сверху)

Таким образом, если принять, что область дренирования ГС в горизонтальной проекции представляет собой эллипс, то длины большой a и малой b полуосей эллипса будут иметь следующий вид:

$$a = \frac{L}{2} + R_e \quad (2.3)$$

$$b = R_e \quad (2.4)$$

Площадь области дренирования в форме эллипса:

$$A_h = \pi \cdot a \cdot b = \pi \left(\frac{L}{2} + R_e \right) R_e \quad (2.5)$$

Оптимальное количество скважин, необходимых для полного извлечения нефти или газа, определяется на основе многовариантных технико-экономических расчетов с использованием геолого-гидродинамических моделей. Тем не менее, с технологической точки зрения количество ВС N_v или ГС N_h , необходимых для разработки залежи площадью A , можно определить на основе площади области дренирования отдельных скважин:

$$N_v = A/A_v \quad (2.6)$$

$$N_h = A/A_h \quad (2.7)$$

Порядок выполнения практической работы

Исходные данные приведены в таблицах П.1 и П.2, согласно выданному варианту.

Пример 2.1

Дана нефтяная или газовая залежь, которую планируется разбурить сеткой ВС или ГС. Необходимо определить количество ВС и ГС для эффективного дренирования залежи. Зададимся длиной горизонтального участка ГС равной $L = 1000$ м, площадь лицензионного участка $A = 50$ км².

1. Определим площадь области дренирования ВС. Например, если ВС дренирует область радиусом, равным $R_e = 300$ м, то ее площадь составит:

$$A_v = \pi R_e^2 = 3,14 \cdot 300^2 = 282600 \text{ м}^2 = 0,283 \text{ км}^2$$

2. Рассчитаем площадь дренирования ГС по двум способам.

Например, для длины горизонтального участка $L = 500$ м, область дренирования ГС будет иметь площадь:

по способу 1:

$$A_h = \pi R_e^2 + L \cdot 2R_e = 3,14 \cdot 300^2 + 500 \cdot 2 \cdot 300 = 582600 \text{ м}^2 = 0,583 \text{ км}^2$$

по способу 2:

$$A_h = \pi \left(\frac{L}{2} + R_e \right) R_e = 3,14 \cdot \left(\frac{500}{2} + 300 \right) \cdot 300 = 518100 \text{ м}^2 = 0,518 \text{ км}^2$$

Среднее значение площади дренирования ГС составит:

$$A_{h\text{ ср}} = \frac{518100 + 582600}{2} = 550350 \text{ м}^2 = 0,55 \text{ км}^2$$

Таким образом, при бурении ГС длиной 500 м, область дренирования может увеличиться в 1,3 раза, по сравнению с ВС.

3. Определим количество ВС и ГС, необходимых для разработки залежи площадью 50 км²:

$$N_v = \frac{A}{A_v} = \frac{50}{0,283} \approx 177 \text{ ед.}$$

$$N_h = \frac{A}{A_h} = \frac{50}{0,55} \approx 91 \text{ ед.}$$

Согласно результатам расчета, необходимое количество ВС для разработки залежи площадью 50 км² потребуется 177 ед. или 91 ГС длиной 500 м.

4. Результаты представим в виде таблицы 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчета площади дренирования и количества ГС при (L=500 м)

Параметр	Метод 1	Метод 2	Среднее
A_v , км ²	0,283		
A_h , км ²	0,583	0,518	0,55
N_v , ед.	177		
N_h , ед.	86	97	91

Вопросы для самопроверки:

1. Какую форму зоны дренирования обычно принимают для ВС?
2. Какие схемы форм зоны дренирования ГС принимаются при аналитических расчетах?
3. В чем различия расчетов площадей дренирования ГС по 1 и 2 способам?
4. Как определить количество скважин необходимых для разработки залежи?

Тема 1.2. Классификация тяжелых нефтей и битумов. Особенности разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов

Практическое занятие №2

Цель – изучить аналитические модели расчета производительности горизонтальных скважин.

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы семинара, формируемые компетенции или их части:

- знания: методики определения производительности ГС;
- умения: правильно подбирать методики определения производительности ГС и выполнять соответствующие расчеты для различных геолого-технологических условий.

Актуальность темы семинара. Разработаны различные методики определения производительности ГС, они позволяют учитывать множество факторов, таких как анизотропию пласта, положение ствола относительно кровли и подошвы пласта, положение ствола относительно границ зоны дренирования и др.

Теоретическая часть

Использование вышеописанных форм зон дренирования горизонтальным стволом, связано с тем, что эти формы при заданном постоянном забойном давлении позволяют получить сравнительно простые расчетные формулы для определения дебита таких скважин, приведенные ниже. Следует отметить, рассмотренные аналитические решения представлены для случая изотропного пласта, т.е. коэффициенты проницаемости пласта по горизонтали и вертикали равны.

Борисов Ю.П. [5, 12] одним из первых получил аналитическую формулу для расчета производительности ГС, принимая область дренирования в форме круга (см. рисунок 2.1):

нефтяная скважина:

$$J_{oh} = \frac{2\pi k h / (\mu_o B_o)}{\ln\left(\frac{4R_{eh}}{L}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} \quad (3.1)$$

газовая скважина:

$$J_{gh} = \frac{\pi k h T_{sc} / (\mu_g Z T P_{sc})}{\ln\left(\frac{4R_{eh}}{L}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} \quad (3.2)$$

где J_{oh} и J_{gh} – индексы производительности нефтяной и газовой ГС, соответственно, м³/сут/Па и м³/сут/Па²;

R_{eh} – радиус дренирования ГС, м;

L – длина горизонтального участка скважины, м.

Для сравнения работы ГС и ВС выразим из формулы Борисова соотношение индексов их производительности J_h/J_v , позволяющее оценить, насколько технологическая эффективности ГС выше:

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{\ln(R_e/r_w)}{\ln\left(\frac{4R_{eh}}{L}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} \quad (3.3)$$

Giger и др. [18] предложили следующую аналитическую формулу для ГС:
нефтяная скважина:

$$J_{oh} = \frac{2\pi k L / (\mu_o B_o)}{\left(\frac{L}{h}\right) \ln\left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2R_{eh}}\right)^2}}{\frac{L}{2R_{eh}}}\right) + \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} \quad (3.4)$$

газовая скважина:

$$J_{gh} = \frac{\pi k L T_{sc} / (\mu_g Z T P_{sc})}{\left(\frac{L}{h}\right) \ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2R_{eh}}\right)^2}}{\frac{L}{2R_{eh}}} \right) + \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right)} \quad (3.5)$$

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{\ln(R_e/r_w)}{\ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2R_{eh}}\right)^2}}{\frac{L}{2R_{eh}}} \right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right)} \quad (3.6)$$

Joshi [1, 2] предложил трехмерное изображение горизонтальной скважины разложить на два двумерных. Эти двумерные изображения (см. рисунок 3.1) он использовал в математических расчетах для определения дебита ГС. т.е. в формуле Joshi применяется зона дренирования ГС в форме эллипса:

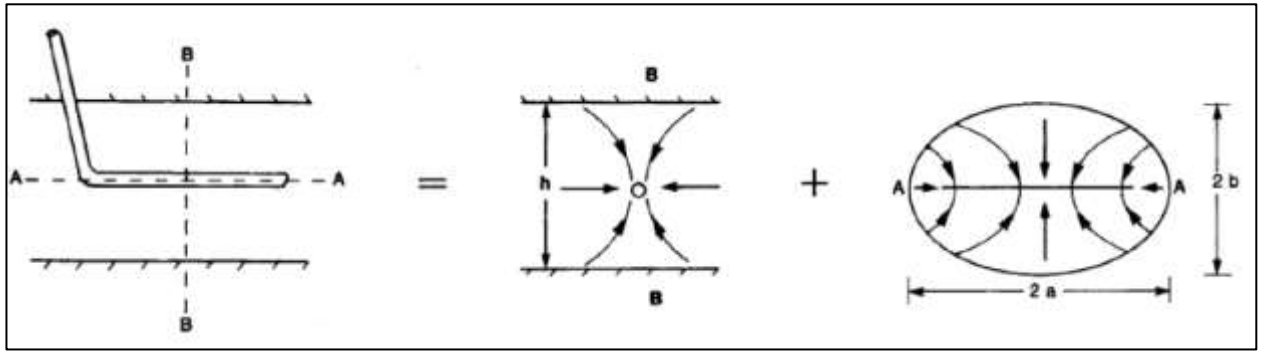


Рисунок 3.1 – Трехмерная задача фильтрации к ГС с разделением на решение двух двумерных задач [1]

нефтяная скважина:

$$J_{oh} = \frac{2\pi k h / (\mu_o B_o)}{\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right)} \quad (3.7)$$

газовая скважина:

$$J_{gh} = \frac{\pi k h T_{sc} / (\mu_g Z T P_{sc})}{\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right)} \quad (3.8)$$

$$a = \left(\frac{L}{2}\right) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2R_{eh}}{L}\right)^4} \right]^{0.5} \quad (3.9)$$

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{\ln(R_e/r_w)}{\ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} \quad (3.10)$$

Как было сказано выше, для унификации расчетных формул производительности при сравнении скважин различных конфигураций формулы расчета можно выразить через эффективный радиус скважины (1.7). Так, например формулу Joshi для ГС через эффективный представим в виде:

$$r'_w = \frac{R_{eh}(L/2)}{a \left(1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2a}\right)^2}\right) \left(\frac{h}{2r_w}\right)^{h/L}} \quad (3.11)$$

Тогда соотношение коэффициентов продуктивности ВС и ГС будет иметь вид:

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{\ln(R_e/r_w) + S}{\ln(R_{eh}/r'_w)} \quad (3.12)$$

Радиус дренирования ГС в вышеприведенных формулах, если область дренирования представляет собой эллипс, определяется следующим образом. Если предположить, что:

$$A_h = \pi \cdot R_{eh}^2 = \pi \cdot a \cdot b \quad (3.13)$$

тогда эквивалентный радиус дренирования ГС можно выразить, как:

$$R_{eh} = \sqrt{\left(\frac{L}{2} + R_e\right) R_e} \quad (3.14)$$

В настоящее время методик определения производительности ГС существует достаточно много, они позволяют учитывать множество факторов, таких как анизотропию пласта, положение ствола относительно кровли и подошвы пласта, положение ствола относительно границ зоны дренирования и др. Представленные выше формулы являются простыми аналитическими решениями, использование которых дает возможность оценить производительность ГС. При этом, у исследователей возникает вопрос, какую формулу использовать, в том числе из представленных выше. В работе [16] Besson выполнил исследования применимости наиболее распространенных формул для ГС с использованием полуаналитического симулятора. По результатам моделирования им получены следующие выводы:

- формула Giger (3.4) дает достаточно точные результаты при $L/h \geq 1$, что является распространенным случаем при применении ГС;

- формула Joshi (3.7) может применяться при достаточно длинных ГС, поскольку при малых значениях L/h оценка производительности ГС может быть неверной;
 - формула Kuchuk [19] может применяться для низких значений L/h и рекомендуется при $0,4 \leq L/h \leq 2$, тем не менее данный диапазон L/h не представляет большого интереса при применении в ГС.

Порядок выполнения практической работы

Исходные данные для выполнения работы по вариантам представлены в таблицах П.1 и П.2, для нефтяной и газовой скважин, соответственно.

Задача 3.1

Рассмотрим нефтяную залежь, где планируется пробурить ГС длиной $L = 500$ м. Остальные исходные данные представлены в таблице 1.1. Необходимо рассчитать и сравнить производительность ГС с ВС разными методами.

1. Рассчитаем радиус дренирования ГС по формуле (3.14), если, $L = 500$ м:

$$R_{eh} = \sqrt{\left(\frac{L}{2} + R_e\right) R_e} = \sqrt{\left(\frac{500}{2} + 300\right) \cdot 300} = 406,2 \text{ м.}$$

2. Определим соотношение индексов производительности ГС и ВС по формулам Борисова, Joshi и Giger.

формула Борисова:

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{\ln(R_e/r_w)}{\ln\left(\frac{4R_{eh}}{L}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} = \frac{\ln(300/0,1)}{\ln\left(\frac{4 \cdot 406,2}{500}\right) + \left(\frac{20}{500}\right) \ln\left(\frac{20}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,1}\right)} = 6,08$$

формула Giger:

$$\begin{aligned} \frac{J_h}{J_v} &= \frac{\ln(R_e/r_w)}{\ln\left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2R_{eh}}\right)^2}}{\frac{L}{2R_{eh}}}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} = \\ &= \frac{\ln(300/0,1)}{\ln\left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{500}{2 \cdot 406,2}\right)^2}}{\frac{500}{2 \cdot 406,2}}\right) + \left(\frac{20}{500}\right) \ln\left(\frac{20}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,1}\right)} = 6,64 \end{aligned}$$

формула Joshi:

$$a = \left(\frac{L}{2}\right) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2R_{eh}}{L}\right)^4} \right]^{0.5} =$$

$$= \left(\frac{500}{2}\right) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2 \cdot 406,2}{500}\right)^4} \right]^{0.5} = 446,3$$

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{\ln(R_e/r_w)}{\ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} =$$

$$= \frac{\ln(300/0,1)}{\ln\left(\frac{446,3 + \sqrt{446,3^2 - \left(\frac{500}{2}\right)^2}}{\frac{500}{2}}\right) + \left(\frac{20}{500}\right) \ln\left(\frac{20}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,1}\right)} = 6,06$$

3. Определив соотношение коэффициентов продуктивности, рассчитаем дебит ГС по трем методам (методы Борисова, Giger и Joshi):
например, по формуле Борисова:

$$q_{oh} = \frac{J_h}{J_v} q_{ov} = 6,08 \cdot 17,38 = 105,66 \text{ м}^3/\text{сут}$$

где q_{ov} – дебит ВС, определенный в работе 1.

8. Выполнив аналогичные расчеты дебитов ГС по остальным формулам Giger и Joshi, представим полученные результаты в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета дебита нефтяной ГС при $L = 500$ м

Параметр угол	Формула Борисова	Формула Giger	Формула Joshi
R_{eh} , м	406,2		
J_h/J_v	6,08	6,64	6,06
q_{oh} , м ³ /сут	105,66	115,48	105,31

Задача 3.2

Рассмотрим газовую залежь, где планируется пробурить ГС длиной $L = 500$ м. Остальные исходные данные представлены в таблице 1.3. Необходимо рассчитать и сравнить производительность ГС с ВС разными методами.

1. Выполнить вычисления в соответствии с пунктами 1 – 2 из примера 3.1.

2. Определив соотношение коэффициентов продуктивности, рассчитаем дебит ГС тремя способами (методы Борисова, Giger и Joshi):
например, по формуле Борисова:

$$q_{gh} = \frac{J_h}{J_v} q_{gv} = 6,08 \cdot 270,3 = 1260 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$$

где q_{gv} – дебит ВС, определенный в работе 1.

3. Выполнив аналогичные расчеты дебитов ГС по остальным формулам Giger и Joshi, представим полученные результаты в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчета дебита газовой ГС при $L = 500$ м

Параметр угол	Формула Борисова	Формула Giger	Формула Joshi
R_{eh} , м	406,2		
J_h/J_v	6,08	6,64	6,06
q_{gh} , тыс.м ³ /сут	1260	1377	1256

Вопросы для самопроверки:

1. Какой исследователь одним из первых получил аналитическую формулу для расчета производительности ГС?
2. Какой исследователь предложил трехмерное изображение горизонтальной скважины разложить на два двухмерных?
3. Какая формула наиболее применима при $L/h \geq 1$?
4. Какая формула дает наиболее точные результаты при достаточно длинных ГС?

Тема 1.3. Нефтяные и газовые месторождения в карбонатных и трещинных коллекторах. Особенности разработки месторождений в трещинных коллекторах

Практическое занятие №3

Цель – определить производительность ГС в зависимости от изменения анизотропии, толщины пласта и длины горизонтального участка скважины.

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы семинара, формируемые компетенции или их части:

- знания: понятие изотропного пласта-коллектора и анизотропии;
- умения: выполнять исследования влияния изменения различных геологических параметров пластов и залежей на производительность ГС.

Актуальность темы семинара. Для объективной оценки производительности ННС и ГС необходимо учитывать различные геолого-технологические параметры.

Теоретическая часть

При проектировании ГС, в частности, оценки ее производительности необходимо учитывать ряд критических параметров, которые оказывают существенное влияние на результаты расчета. К таким параметрам можно отнести длину горизонтального участка, анизотропию пласта-коллектора по проницаемости, положение горизонтального ствола скважины относительно кровли и подошвы пласта, положение ствола скважины относительно границ зоны дренирования и др.

Важным технологическим параметром, влияющим на производительность ГС, является ее длина. Если обратить внимание на результаты определения количества ГС в сравнении с ВС в предыдущих практических работах, то видно, что с увеличением длины горизонтального участка будет увеличиваться область ее дренирования и, соответственно, производительность. Тем не менее, в условиях низкой изученности залежи и неопределенности геолого-физических параметров пластов на стадии доразведки и опытно-промышленной эксплуатации возможно существенное сокращение границ залежи: площади и толщины пласта. При планировании разработки небольших месторождений, в том числе на шельфе, уменьшение запасов приведет к низким технико-экономическим показателям их освоения.

В связи с этим, актуальным является исследование влияния изменения различных геологических параметров пластов и залежей на производительность ГС. Так, анализ, проведенный Joshi [1, 2] для изотропного коллектора, показывает, что с уменьшением толщины продуктивного пласта отмечается увеличение продуктивности ГС. Данное явление

объясняется тем, что увеличение поверхности контакта пласта со скважиной значительно эффективнее в «тонком» коллекторе, чем в «толстом». Кроме того, важно обратить внимание на то, что мощные коллекторы имеют большие запасы, чем тонкие коллекторы и степень их дренирования будет зависеть от наличия вертикальных трещин или высокой проницаемости пласта по вертикали. Поэтому в данном случае выводы об эффективности ГС в тонких пластах относительно влияния их на степень выработки запасов неоднозначны и в формулах расчета производительности ГС необходимо учитывать анизотропию пласта по проницаемости.

В данном случае под анизотропией подразумевается различие вертикальной k_v и горизонтальной k_h проницаемостей. Если коэффициент анизотропии пласта по проницаемости $k_v/k_h = 1$ или $k_v = k_h$ пласт считается изотропным, в других случаях анизотропный. В формулах расчета производительности скважин, как ВС, ННС и ГС ранее делалось допущение, что пласт изотропный.

Рассмотрим, как в формулах расчета производительности ГС различными авторами учитывается анизотропия пласта по проницаемости.

Joshi в своей работе [1] предложил учитывать следующим образом анизотропию по проницаемости в формуле для расчета производительности ГС:

нефтяная скважина:

$$J_{oh} = \frac{2\pi k_h h / (\mu_o B_o)}{\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \left(\beta \frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{\beta h}{2\pi r_w} \right)} \quad (4.1)$$

газовая скважина:

$$J_{gh} = \frac{\pi k k_h T_{sc} / (\mu_g Z T P_{sc})}{\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \left(\beta \frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{\beta h}{2\pi r_w} \right)} \quad (4.2)$$

где

$$\beta = \sqrt{k_h/k_v} \quad (4.3)$$

В выражении (4.1 – 4.2) переменная β является параметром, отвечающим за анизотропию пласта по проницаемости. Очевидно, что чем меньше параметр β , тем больше производительность ГС.

Economides и др. [20] модифицировали формулу Joshi. Так, Economides и др., задавшись эквивалентным радиусом ствола скважин в анизотропном пласте:

$$r_{w\,eq} = \frac{r_w (\beta + 1)}{2 \sqrt{\beta}} \quad (4.4)$$

и выполнив ряд преобразований, получил соотношение эквивалентной толщины и эквивалентного радиуса скважины:

$$\frac{h_{eq}}{r_{weq}} = \frac{h \beta}{r_w (\beta + 1)} \quad (4.5)$$

Учитывая полученные выражения, ими предложена следующая модифицированная формула для определения производительности нефтяной ГС в анизотропном пласте-коллекторе:

$$J_{oh} = \frac{2\pi k_h h / (\mu_o B_o)}{\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \left(\beta \frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{\beta h}{r_w (\beta + 1)} \right)} \quad (4.6)$$

или для газовой ГС:

$$J_{gh} = \frac{\pi k_h h T_{sc} / (\mu_g Z T P_{sc})}{\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \left(\beta \frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{\beta h}{r_w (\beta + 1)} \right)} \quad (4.7)$$

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{\ln(R_e/r_w)}{\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \left(\beta \frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{\beta h}{r_w (\beta + 1)} \right)} \quad (4.8)$$

Как видно, при $\beta = 1$ мы получим исходное уравнение Joshi для ГС.

Как показывают результаты исследований и опыт разработки месторождений, применение ГС предпочтительно в тонких коллекторах. С другой стороны, низкое соотношение вертикальной и горизонтальной проницаемости отрицательного для ГС, и в такой ситуации предпочтительным выбором может быть вертикальная или наклонная скважина, в том числе с трещиной ГРП. С другой стороны, при низкой вертикальной проницаемости широко применяется МГРП в ГС.

Порядок выполнения практической работы

Задача 4.1

Рассмотрим пример выполнения работы по исходным данным, представленным в таблице 1.1. Необходимо выполнить расчет производительности ГС для следующих значений коэффициента анизотропии пласта: $k_v/k_h = 0,1$ и $k_v/k_h = 1$, при этом в первом случае принять, что толщина пласта не изменяется $h_1 = h$, во втором случае – толщина пласта увеличивается в два раза $h_2 = 2h$. Исследования провести для трех вариантов изменения длины ГС: $L_1 = 200$ м, $L_2 = 400$ м, $L_3 = 600$ м. В сумме получается, что требуется рассчитать 12 различных вариантов изменения производительности ГС в зависимости от изменения анизотропии и толщины пласта, а также длины горизонтального участка скважины.

1. По формулам (3.9) и (3.12) рассчитаем величины параметра a в формуле Joshi и радиусы дренирования ГС для трех значений длины горизонтального участка:

при $L_1 = 200$ м

$$R_{eh1} = \sqrt{\left(\frac{L_1}{2} + R_e\right) R_e} = \sqrt{\left(\frac{200}{2} + 300\right) \cdot 300} = 346,4 \text{ м}$$

$$\begin{aligned} a_1 &= \left(\frac{L_1}{2}\right) \left[0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2R_{eh1}}{L_1}\right)^4}\right]^{0,5} = \\ &= \left(\frac{200}{2}\right) \left[0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2 \cdot 346,4}{200}\right)^4}\right]^{0,5} = 353,7 \end{aligned}$$

При $L_2 = 400$ м и $L_3 = 600$ м радиус дренирования ГС и параметр a составят $R_{eh2} = 387,3$ м, $a_2 = 413,9$ и $R_{eh3} = 424,3$ м, $a_3 = 480,1$, соответственно.

2. Определим из выражения (4.3) значение параметра β при $k_v/k_h = 0,1$:

$$\beta_1 = \sqrt{k_h/k_v} = \sqrt{1/0,1} = 3,16.$$

При $k_v/k_h = 1$ параметр $\beta_2 = 1$.

3. Подставляя в формулу (4.8) полученные выше значения, определим соотношение индексов производительности ГС и ВС:

при $k_v/k_h = 0,1$, $L_1 = 200$ м и $h_1 = h$:

$$\begin{aligned} \frac{J_{h1}}{J_v} &= \frac{\ln(R_e/r_w)}{\ln\left(\frac{a_1 + \sqrt{a_1^2 - \left(\frac{L_1}{2}\right)^2}}{\frac{L_1}{2}}\right) + \left(\beta_1 \frac{h_1}{L_1}\right) \ln\left(\frac{\beta_1 h_1}{r_w (\beta_1 + 1)}\right)} = \\ &= \frac{\ln(300/0,1)}{\ln\left(\frac{353,7 + \sqrt{353,7^2 - \left(\frac{200}{2}\right)^2}}{\frac{200}{2}}\right) + \left(3,16 \cdot \frac{20}{200}\right) \ln\left(\frac{3,16 \cdot 20}{0,1 \cdot (3,16 + 1)}\right)} = 2,27 \end{aligned}$$

при $k_v/k_h = 0,1$, $L_2 = 400$ м и $h_1 = h$: $\frac{J_{h2}}{J_v} = 3,72$;

при $k_v/k_h = 0,1$, $L_2 = 600$ м и $h_1 = h$: $\frac{J_{h3}}{J_v} = 5,08$;

Аналогичные расчеты выполняются для остальных случаев при изменении анизотропии и толщины.

3. Результаты расчетов приведены в таблице 4.1 и рисунке 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты исследования влияния толщины и анизотропии пласта на производительность ГС

Параметры	$L = 200$ м	$L = 400$ м	$L = 600$ м
R_{eh} , м	346,4	387,3	424,3

a	353,7	413,9	480,1
Соотношение индексов производительности ГС и ВС, $\frac{J_h}{J_v}$			
При толщине пласта $h_1 = h$			
$k_v/k_h = 0,1$	2,27	3,72	5,08
$k_v/k_h = 1$	3,34	5,05	6,67
При толщине пласта $h_2 = 2h$			
$k_v/k_h = 0,1$	1,44	2,53	3,56
$k_v/k_h = 1$	2,67	4,25	5,72

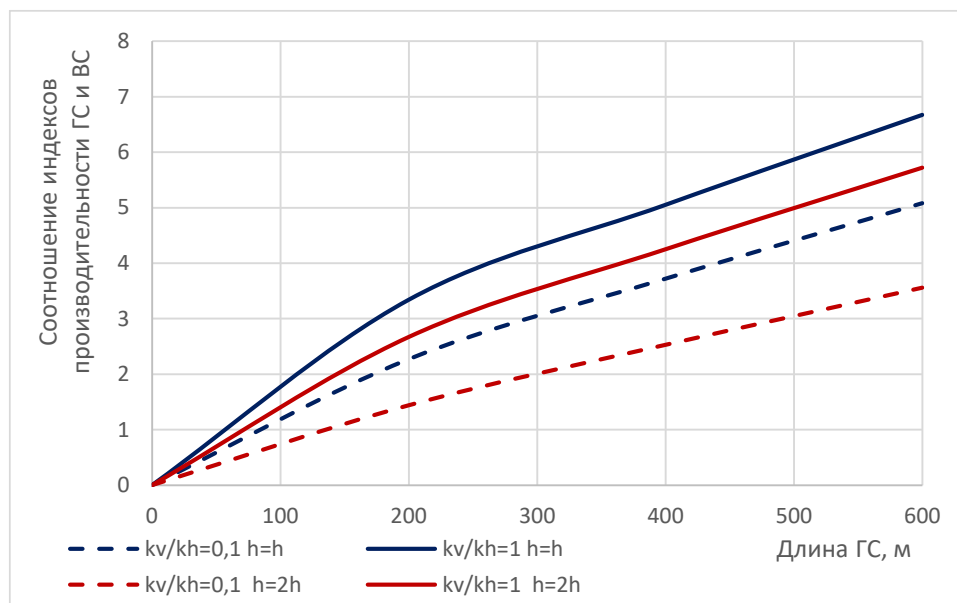


Рисунок 4.1 – Влияние изменения толщины и анизотропии пласта на продуктивность ГС

Как видно из анализа таблицы 4.1 и рисунка 4.1 с увеличением толщины пласта производительность ГС снижается, тоже самое можно отметить и при увеличении анизотропии пласта по проницаемости.

Исходные данные для выполнения работы по вариантам представлены в таблицах П.1 и П.2, для нефтяной и газовой скважин, соответственно.

Вопросы для самопроверки:

1. Критические параметры, которые оказывают существенное влияние на результаты расчета производительности ГС.
2. Как взаимосвязаны длина горизонтального участка скважины с областью ее дренирования?
3. Что такое анизотропия пласта?
4. В каких пластах предпочтительно применение ГС?

Тема 1.4. Нефтяные и газовые месторождения в плотных породах. Особенности разработки месторождений в плотных коллекторах Практическое занятие №4

Цель – определить производительность ГС при псевдоустановившемся режиме притока.

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы семинара, формируемые компетенции или их части:

- знания: особенности фильтрации флюидов при псевдоустановившемся режиме;

- умения: выполнять расчет производительности ГС при псевдоустановившемся режиме притока.

Актуальность темы семинара. Рассмотренные ранее аналитические формулы имеют ряд допущений. На практике широко применяются решения для оценки производительности ГС при псевдоустановившемся режиме притока.

Теоретическая часть

Основные проблемы, которые затрудняют точную оценку производительности ГС, заключается в том, что рассмотренные ранее аналитические формулы имеют ряд допущений. В последнее время на практике широко применяются решения для оценки производительности ГС при псевдоустановившемся режиме притока, позволяющие учитывать прямоугольные и другие произвольные формы области дренирования ГС. Рассмотрим особенности фильтрации флюидов при псевдоустановившемся режиме.

До этого момента в рассматриваемых выше работах были представлены аналитические формулы притока к скважинам при стационарном (установившемся) режиме фильтрации жидкости или газа. Стационарный режим наблюдается после завершения неустановившейся фильтрации в пласте, если скважина дренирует круговую область с постоянным пластовым давлением на внешней границе контура питания. Т.е. предполагается, что при постоянном дебите скважины объем отбираемого флюида компенсируется непрерывным его поступлением через открытую границу зоны дренирования. Тогда как при псевдостационарном (псевдоустановившемся) режиме фильтрации принимается, что внешняя граница контура питания непроницаема и постоянный приток через границу отсутствует. Такой режим можно рассматривать при длительных периодах эксплуатации скважин. В работе [21] отмечено, что одной из важных особенностей псевдостационарного режима, в частности для пластов, работающих на истощение, является наличие у каждой скважины изолированной области дренирования, независимой от других скважин. На рисунках 5.1 и 5.2 [21] приведено сопоставление схем и формул притока стационарного и псевдостационарного режимов.

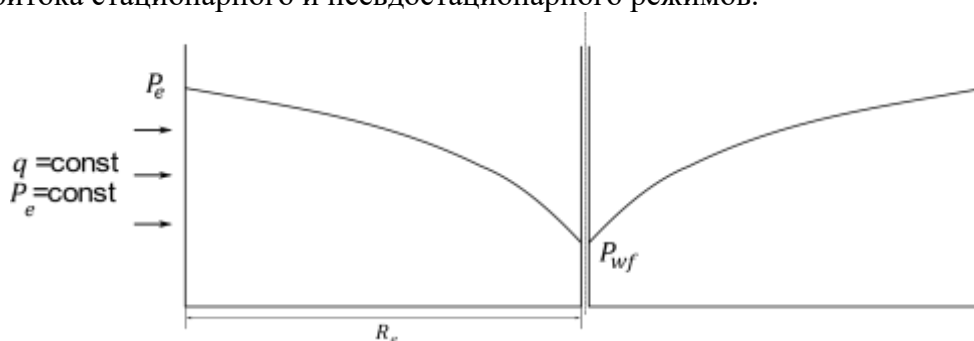


Рисунок 5.1 – Схема распределения давления при стационарном режиме притока

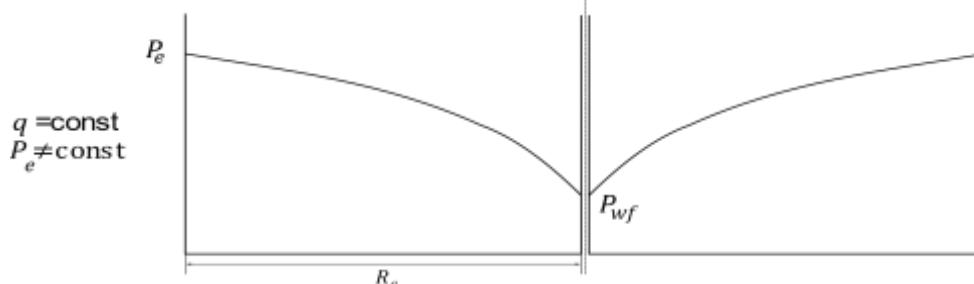


Рисунок 5.2 – Схема распределения давления при псевдостационарном режиме притока

Формула для коэффициента продуктивности при псевдостационарном режиме притока нефти имеет следующий вид:

$$J_o = \frac{2 \pi k h}{\mu_o B_o [\ln(R_e/r_w) - 3/4 + S]} \quad (5.1)$$

Использование особенностей псевдостационарного режима позволяет задать в уравнении притока форму внешней границы «произвольной», отличной от круговой, что дает возможность выполнить расчеты производительности скважин при наличии различных геометрических форм области дренирования. Учет в уравнении притока геометрии области дренирования осуществляется вводом определенного форм-фактора Dietz [22, 23]:

$$J_o = \frac{2 \pi k h}{\mu_o B_o \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4 A}{\gamma C_A r_w^2} \right) + S \right]} \quad (5.2)$$

где A – площадь области дренирования;

γ – показатель степени постоянной Эйлера, $\gamma = 1,781$;

C_A – форм-фактор Dietz, значения которого для различных форм дренирования представлены на рисунке 5.3 [21].

Как видно, данный коэффициент C_A позволяет учесть не только геометрию формы области дренирования, но и положение скважины относительно границ этой области.

Следует отметить, что в работе [22] рассматривались условия фильтрации при постоянного дебите, тогда как считают авторы работы [23], чаще всего, в практической деятельности принимаются условия при постоянном забойном давлении, что может приводить к ошибке до 10%. В этой связи, ими предложены значения форм-факторов для условий эксплуатации скважин при постоянном забойном давлении (рисунок 5.4). Как видно из анализа рисунка, форм-факторы для различных граничных условий существенно отличаются, хотя они имеют достаточно близкие значения для правильных форм (квадратов) с центральным положением скважины.

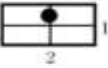
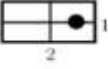
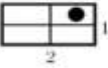
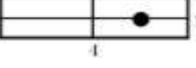
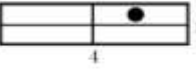
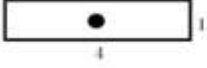
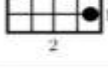
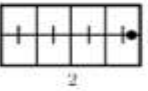
	$\ln C_A$	C_A	Условия равновесия при $\frac{kt}{\phi\mu C_A} >$		$\ln C_A$	C_A	Условия равновесия при $\frac{kt}{\phi\mu C_A} >$
замкнутые пласты							
	3,454	31,620	0,1		2,383	10,837	0,3
	3,430	30,883	0,1		1,507	4,514	1,0
	3,453	31,600	0,1		0,731	2,077	0,8
	3,318	27,600	0,2		0,990	2,690	0,8
	3,300	27,100	0,2		-1,462	0,232	2,5
	3,086	21,900	0,4		-2,154	0,116	3,0
	3,084	21,837	0,2		1,205	3,335	0,6
	1,683	5,379	0,7		1,105	3,157	0,3
	0,859	2,361	0,7		-0,543	0,581	1,0
	2,564	12,985	0,6		2,198	0,111	1,2
	1,507	4,513	0,5		-3,323	0,098	0,9
				В пластах с водонапорным режимом			
					2,950	19,1	0,1
				В пластах с неизвестным режимом добычи			
					3,219	25,0	0,1

Рисунок 5.3 – Форм-факторы для различных областей дренирования и положений скважины [21, 22]

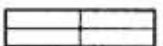
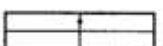
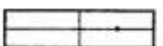
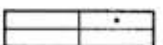
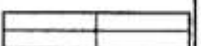
Case	Drainage Area Shape	Constant Rate		Constant Pressure		Constant Rate & Constant Pressure		
		C_A	$\frac{1}{2} \ln \frac{4}{r C_A}$	C_{ACP}	$\frac{1}{2} \ln \frac{4}{r C_{ACP}}$	Exact for $t_{DA} >$	Less than 1% error $t_{DA} >$	Use infinite solution with less than 1% error for $t_{DA} <$
1 1x1		30.88	-1.311	29.34	-1.285	0.1	0.05	0.09
2 1x1		12.99	-0.877	10.92	-0.791	0.7	0.25	0.03
3 1x1		4.51	-0.349	3.38	-0.204	0.6	0.30	0.025
4 1x1		3.34	-0.198	2.59	-0.071	0.7	0.25	0.01
5 1x2		21.84	-1.137	19.88	-1.090	0.3	0.15	0.025
6 1x2		10.84	-0.787	9.50	-0.721	0.4	0.15	0.025
7 1x2		4.51	-0.349	2.50	-0.054	1.5	0.50	0.06
8 1x2		2.08	0.039	1.14	0.339	1.7	0.50	0.02
9 1x2		3.16	-0.170	2.70	-0.092	0.4	0.15	0.005
10 1x2		0.581	0.676	0.249	1.100	2.0	0.60	0.02
11 1x2		0.111	1.504	0.047	1.939	3.0	0.60	0.005
12 1x4		5.38	-0.437	3.95	-0.282	0.8	0.30	0.01
13 1x4		2.69	-0.090	1.97	0.066	0.8	0.30	0.01
14 1x4		0.232	1.136	0.029	2.175	4.0	2.00	0.03
15 1x4		0.116	1.484	0.016	2.485	4.0	2.00	0.01
16 1x5		2.36	-0.025	1.49	0.205	1.0	0.40	0.025

Рисунок 5.4 – Форм-факторы при постоянном дебите и постоянном забойном давлении [23]

В данной работе рассмотрим одно из решений Babu и Odeh [24] по определению производительности ГС при псевдостационарном режиме притока в пласте, имеющего форму параллелепипеда или прямоугольника в плане. При этом ГС может располагаться в любом месте относительно границ области дренирования. На рисунке 5.5 приведена физическая модель притока к ГС. Например, дана ГС длиной L и расположена параллельно направлению y . Область дренирования ГС имеет следующие параметры: толщина пласта – h , длина по направлению x – x_e и ширина по направлению y – y_e . При этом ГС должна

иметь длину менее ширины области дренирования $L < y_e$. Точки, описывающие положение ствола ГС, имеют координаты (x_0, y_1, z_0) и (x_0, y_2, z_0) .

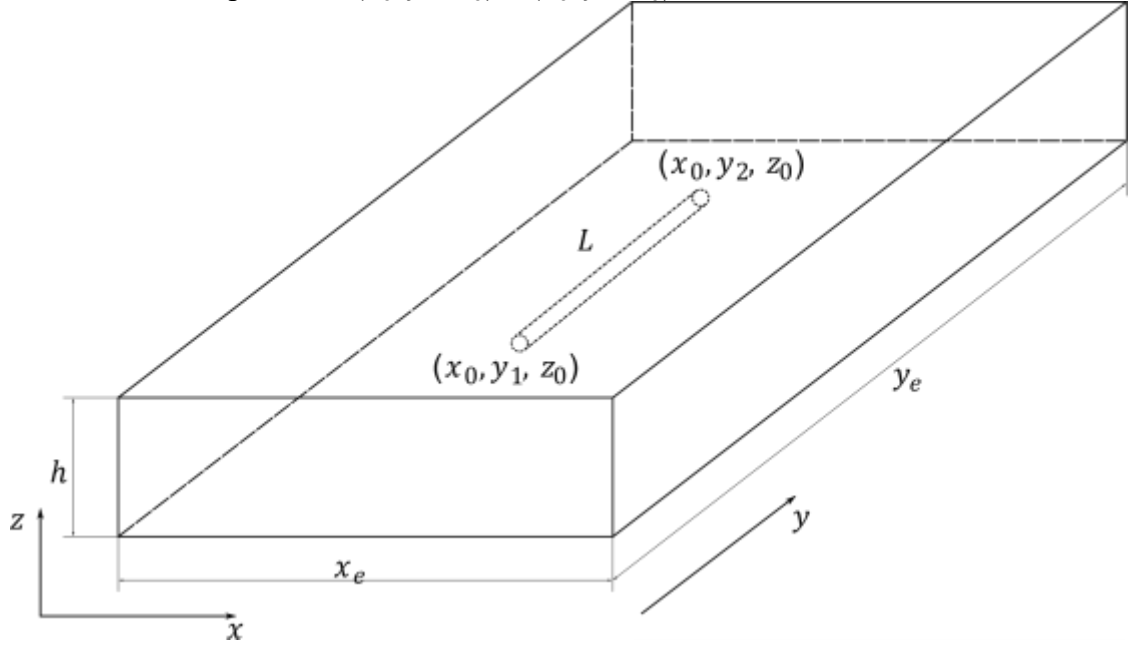


Рисунок 5.5 – Модель притока к ГС по модели Babu и Odeh

Полученное решение Babu и Odeh для определения производительности ГС имеет вид:

$$q_{oh} = \frac{2\pi y_e \sqrt{k_x k_z} (\bar{P}_R - P_{wf})}{\mu_o B_o \left(\ln \left(\frac{\sqrt{A}}{r_w} \right) + \ln(C_H) - \frac{3}{4} + S_R \right)} \quad (5.1)$$

или

$$J_{oh} = \frac{2\pi y_e \sqrt{k_x k_z} / (\mu_o B_o)}{\left(\ln \left(\frac{\sqrt{A}}{r_w} \right) + \ln(C_H) - \frac{3}{4} + S_R \right)} \quad (5.2)$$

Для случая газовой ГС выражение (5.2) можно представить в виде:

$$J_{gh} = \frac{\pi y_e \sqrt{k_x k_z} T_{sc} / (\mu_g Z T P_{sc})}{\left(\ln \left(\frac{\sqrt{A}}{r_w} \right) + \ln(C_H) - \frac{3}{4} + S_R \right)} \quad (5.3)$$

соотношение индексов производительности ГС и ВС:

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{y_e \sqrt{k_x k_z} \left(\ln(R_e/r_w) - \frac{3}{4} + S \right)}{k_h h \left(\ln \left(\frac{\sqrt{A}}{r_w} \right) + \ln(C_H) - \frac{3}{4} + S_R \right)} \quad (5.4)$$

Если принять, что $k_x = k_y = k_h$, то формулу (5.4) можно представить в следующем виде:

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{y_e}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \cdot \frac{\left(\ln(R_e/r_w) - \frac{3}{4} + S \right)}{\left(\ln\left(\frac{\sqrt{A}}{r_w}\right) + \ln(C_H) - \frac{3}{4} + S_R \right)} \quad (5.5)$$

где y_e – ширина области дренирования, м;

k_x, k_y, k_z – коэффициенты проницаемости пласта по осям x, y, z , соответственно, м^2 ;

$\bar{P}_R$ – среднее давление в объеме области дренирования, Па;

A – площадь дренирования в вертикальной плоскости, $A = x_e \cdot h$, м^2 ;

x_e – длина области дренирования, м;

C_H – геометрический фактор;

S_R – скин-фактор за счет частичного вскрытия.

В состав уравнений (5.1 – 5.2) входят два параметра: геометрического фактора C_H , который учитывает влияние анизотропии проницаемости, расположения скважины и относительных размеров области дренирования и скин-фактора, возникающего в результате частичного вскрытия пласта S_R .

Расчет значения C_H производится по формуле:

$$\begin{aligned} \ln(C_H) = 2\pi \frac{x_e}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \left(\frac{1}{3} - \frac{x_0}{x_e} + \left(\frac{x_0}{x_e} \right)^2 \right) - \ln \left(\sin \frac{180^\circ z_0}{h} \right) - \\ - \frac{1}{2} \ln \left(\frac{x_e}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \right) - 1.088 \end{aligned} \quad (5.6)$$

где x_0 и z_0 – координаты скважины в вертикальной плоскости (рисунок 5.1).

Для расчета значения S_R авторы в работе [24] рассматривают два практических случая:

$$\frac{x_e}{\sqrt{k_x}} \geq \frac{3}{4} \frac{y_e}{\sqrt{k_y}} \gg \frac{3}{4} \frac{h}{\sqrt{k_z}};$$

$$\frac{y_e}{\sqrt{k_y}} > \frac{4}{3} \frac{x_e}{\sqrt{k_x}} \gg \frac{h}{\sqrt{k_z}}.$$

При этом авторы отмечают, что $S_R = 0$, если $L = y_e$, т.е. длина ГС полностью вскрывает по ширине пласт.

В первом случае, если выполняется условие $\frac{x_e}{\sqrt{k_x}} \geq \frac{3}{4} \frac{y_e}{\sqrt{k_y}} \gg \frac{3}{4} \frac{h}{\sqrt{k_z}}$, то:

$$S_R = P_{xyz} + P'_{xy} \quad (5.7)$$

где P_{xyz} – компонент, отвечающий за степень вскрытия:

$$P_{xyz} = \left(\frac{y_e}{L} - 1 \right) \left(\ln \frac{h}{r_w} + \frac{1}{4} \ln \frac{k_x}{k_z} - \ln \left(\sin \frac{180^\circ z_0}{h} \right) - 1,84 \right) \quad (5.8)$$

P'_{xy} – компонент, отвечающий за расположение ствола скважины в плоскости xy :

$$P'_{xy} = \frac{2y_e^2}{Lh} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \left\{ F\left(\frac{L}{2y_e}\right) + \frac{1}{2} \left[F\left(\frac{4y_{mid} + L}{2y_e}\right) - F\left(\frac{4y_{mid} - L}{2y_e}\right) \right] \right\} \quad (5.9)$$

$$y_{mid} = \frac{y_1 + y_2}{2} \quad (5.10)$$

При этом расчет забойного давления приведен к середине ствола скважины, и функция F в зависимости от значения аргументов определяется, исходя из выполнения следующих условий:

$$F\left(\frac{L}{2y_e}\right) = -\left(\frac{L}{2y_e}\right) \left(0,145 + \ln\left(\frac{L}{2y_e}\right) - 0,137\left(\frac{L}{2y_e}\right)^2 \right) \quad (5.11)$$

если $\left(\frac{4y_{mid}+L}{2y_e}\right) \leq 1$ и/или $\left(\frac{4y_{mid}-L}{2y_e}\right) \leq 1$, то:

$$F\left(\frac{4y_{mid} + L}{2y_e}\right) = -\left(\frac{4y_{mid} + L}{2y_e}\right) \times \left(0,145 + \ln\left(\frac{4y_{mid} + L}{2y_e}\right) - 0,137\left(\frac{4y_{mid} + L}{2y_e}\right)^2 \right) \quad (5.12)$$

$$F\left(\frac{4y_{mid} - L}{2y_e}\right) = -\left(\frac{4y_{mid} - L}{2y_e}\right) \times \left(0,145 + \ln\left(\frac{4y_{mid} - L}{2y_e}\right) - 0,137\left(\frac{4y_{mid} - L}{2y_e}\right)^2 \right) \quad (5.12)$$

если $\left(\frac{4y_{mid}+L}{2y_e}\right) > 1$ или $\left(\frac{4y_{mid}-L}{2y_e}\right) > 1$, то:

$$F\left(\frac{4y_{mid} + L}{2y_e}\right) = -\left(2 - \frac{4y_{mid} + L}{2y_e}\right) \times \left(0,145 + \ln\left(2 - \frac{4y_{mid} + L}{2y_e}\right) - 0,137\left(2 - \frac{4y_{mid} + L}{2y_e}\right)^2 \right) \quad (5.13)$$

$$F\left(\frac{4y_{mid} - L}{2y_e}\right) = -\left(2 - \frac{4y_{mid} - L}{2y_e}\right) \times \left(0,145 + \ln\left(2 - \frac{4y_{mid} - L}{2y_e}\right) - 0,137\left(2 - \frac{4y_{mid} - L}{2y_e}\right)^2 \right) \quad (5.14)$$

В втором случае, если выполняется условие $\frac{y_e}{\sqrt{k_y}} > \frac{4}{3} \frac{x_e}{\sqrt{k_x}} \gg \frac{h}{\sqrt{k_z}}$, то:

$$S_R = P_{xyz} + P_y + P_{xy} \quad (5.15)$$

$$P_y = \frac{2\pi y_e^2}{x_e h} \frac{\sqrt{k_x k_z}}{k_y} \left[\left(\frac{1}{3} - \frac{y_{mid}}{y_e} + \frac{y_{mid}^2}{y_e^2} \right) + \frac{L}{24y_e} \left(\frac{L}{y_e} - 3 \right) \right] \quad (5.16)$$

$$P_{xy} = \left(\frac{y_e}{L} - 1\right) \left(\frac{2\pi x_e}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}}\right) \left(\frac{1}{3} - \frac{x_0}{x_e} + \frac{x_0^2}{x_e^2}\right) \quad (5.17)$$

где P_{xyz} – вычисляется по формуле (5.8).

Порядок выполнения практической работы

Задача 5.1

Рассмотрим пример выполнения работы по исходным данным, представленным в таблице 5.1. Планируется пробурить ГС длиной $L = 500$ м в пласте, имеющего форму параллелепипеда и следующие параметры: толщина пласта $h = 20$ м, длина по направлению x , $x_e = 1000$ м и ширина по направлению y , $y_e = 2000$ м. Координаты расположения горизонтального ствола по оси y : $y_1 = 750$ м, $y_2 = 1250$ м, координаты $x_0 = 500$ м, $z_0 = 10$ м. Значения коэффициента проницаемости пласта принимаем следующим образом, $k_x = k_y, k_z = 0,1k_x$.

Необходимо выполнить расчет индекса производительности ГС при псевдостационарном режиме притока.

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета

Параметр	Ед. изм.	Значение
Эффективная толщина пласта, h	м	20
Коэффициент проницаемости пласта по оси x , k_x	мД	5
Радиус ствола скважины, r_w	м	0,1
Размеры области дренирования:		
по оси x , x_e	м	1000
по оси y , y_e	м	2000
Координаты положения ствола скважины:		
по оси по оси y , y_1	м	750
по оси по оси y , y_2	м	1250
по оси по оси x , x_0	м	500
по оси по оси z , z_0	м	10

1. В первую очередь, выполним расчет промежуточных величин и определимся с выражением по определению геометрического псевдоскин-фактора:

$$\frac{x_e}{\sqrt{k_x}} = \frac{1000}{\sqrt{5}} = 447; \frac{4}{3} \frac{x_e}{\sqrt{k_x}} = \frac{4}{3} \cdot 447 = 596;$$

$$\frac{y_e}{\sqrt{k_y}} = \frac{2000}{\sqrt{5}} = 894; \frac{3}{4} \frac{y_e}{\sqrt{k_y}} = \frac{3}{4} \cdot 894 = 671;$$

$$\frac{h}{\sqrt{k_z}} = \frac{20}{\sqrt{0,5}} = 28,3; \frac{3}{4} \frac{h}{\sqrt{k_z}} = \frac{3}{4} \cdot 28,3 = 21,2.$$

Проверяем выполнение первого или второго условия:

$$\frac{x_e}{\sqrt{k_x}} \geq \frac{3}{4} \frac{y_e}{\sqrt{k_y}} \gg \frac{3}{4} \frac{h}{\sqrt{k_z}}$$

$$\frac{y_e}{\sqrt{k_y}} > \frac{4}{3} \frac{x_e}{\sqrt{k_x}} \gg \frac{h}{\sqrt{k_z}} \quad 894 > 596 \gg 28,3$$

Таким образом, выполняется второе условие.

2. Дальнейшие расчеты геометрического псевдоскин-фактора S_R осуществляются по выражению (5.15), представляющего сумму трех компонентов: P_{xyz}, P_y, P_{xy} , определяемых по формулам (5.8), (5.16) и (5.17), соответственно:

$$\begin{aligned} P_{xyz} &= \left(\frac{y_e}{L} - 1 \right) \left(\ln \frac{h}{r_w} + \frac{1}{4} \ln \frac{k_x}{k_z} - \ln \left(\sin \frac{180^\circ z_0}{h} \right) - 1,84 \right) = \\ &= \left(\frac{2000}{500} - 1 \right) \left(\ln \frac{20}{0,1} + \frac{1}{4} \ln \frac{5}{0,5} - \ln \left(\sin \frac{180^\circ \cdot 10}{20} \right) - 1,84 \right) = 12,10 \end{aligned}$$

$$y_{mid} = \frac{y_1 + y_2}{2} = \frac{750 + 1250}{2} = 1000 \text{ м}$$

$$\begin{aligned} P_y &= \frac{2\pi y_e^2 \sqrt{k_x k_z}}{x_e h k_y} \left[\left(\frac{1}{3} - \frac{y_{mid}}{y_e} + \frac{y_{mid}^2}{y_e^2} \right) + \frac{L}{24 y_e} \left(\frac{L}{y_e} - 3 \right) \right] = \\ &= \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 2000^2 \sqrt{5 \cdot 0,5}}{1000 \cdot 20 \cdot 5} \left[\left(\frac{1}{3} - \frac{1000}{2000} + \frac{1000^2}{2000^2} \right) + \frac{500}{24 \cdot 2000} \left(\frac{500}{2000} - 3 \right) \right] = 21,72 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{xy} &= \left(\frac{y_e}{L} - 1 \right) \left(\frac{2\pi x_e}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \right) \left(\frac{1}{3} - \frac{x_0}{x_e} + \frac{x_0^2}{x_e^2} \right) = \\ &= \left(\frac{2000}{500} - 1 \right) \left(\frac{2 \cdot 3,14 \cdot 1000}{20} \sqrt{\frac{0,5}{5}} \right) \left(\frac{1}{3} - \frac{500}{1000} + \frac{500^2}{1000^2} \right) = 24,82 \end{aligned}$$

3. По формуле (5.15) определяем значение S_R :

$$S_R = P_{xyz} + P_y + P_{xy} = 12,10 + 21,72 + 24,82 = 58,65$$

4. Рассчитаем значения C_H по формуле (5.6):

$$\begin{aligned} \ln(C_H) &= \frac{2\pi x_e}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \left(\frac{1}{3} - \frac{x_0}{x_e} + \left(\frac{x_0}{x_e} \right)^2 \right) - \ln \left(\sin \frac{180^\circ z_0}{h} \right) - \frac{1}{2} \ln \left(\frac{x_e}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \right) - 1,088 = \\ &= \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 1000}{20} \sqrt{\frac{0,5}{5}} \left(\frac{1}{3} - \frac{500}{1000} + \left(\frac{500}{1000} \right)^2 \right) - \ln \left(\sin \frac{180^\circ \cdot 10}{20} \right) - \\ &- \frac{1}{2} \ln \left(\frac{1000}{20} \sqrt{\frac{0,5}{5}} \right) - 1,088 = 5,81 \end{aligned}$$

5. Подставляя в формулу (5.5) полученные выше значения, определим соотношение индексов производительности ГС и ВС при псевдостационарном режиме притока:

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{y_e}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \cdot \frac{\left(\ln(R_e/r_w) - \frac{3}{4} \right)}{\left(\ln\left(\frac{\sqrt{A}}{r_w}\right) + \ln(C_H) - \frac{3}{4} + S_R \right)} =$$

$$= \frac{2000}{20} \sqrt{\frac{0.5}{5}} \cdot \frac{\left(\ln(300/0,1) - \frac{3}{4} \right)}{\left(\ln\left(\frac{\sqrt{1000 \cdot 20}}{0,1}\right) + 5,81 - \frac{3}{4} + 58,65 \right)} = 3,23$$

Задача 5.2

Исходные данные для выполнения работы представлены в таблице 5.2. Планируется пробурить ГС длиной $L = 500$ м в пласте, имеющего форму параллелепипеда и следующие параметры: толщина пласта $h = 20$ м, длина по направлению x , $x_e = 2000$ м и ширина по направлению y , $y_e = 1000$ м. Координаты расположения горизонтального ствола по оси y : $y_1 = 250$ м, $y_2 = 750$ м, координаты $x_0 = 1000$ м, $z_0 = 10$ м. Значения коэффициента проницаемости пласта принимаем следующим образом, $k_x = k_y, k_z = 0,1k_x$.

Как видно из исходных данных, в данном примере мы рассматриваем условие предыдущей задачи, но пласт развернули на 90° , таким образом, чтобы он по направлению x был длиннее, чем по направлению y .

Таблица 5.2 – Исходные данные для расчета

Параметр	Ед. изм.	Значение
Эффективная толщина пласта, h	м	20
Коэффициент проницаемости пласта по оси x , k_x ,	мД	5
Радиус ствола скважины, r_w	м	0,1
Размеры области дренирования:		
по оси x , x_e	м	2000
по оси y , y_e	м	1000
Координаты положения ствола скважины:		
по оси по оси y , y_1	м	250
по оси по оси y , y_2	м	750
по оси по оси x , x_0	м	1000
по оси по оси z , z_0	м	10

1. Выполним расчет промежуточных величин и определимся с выражением по определению геометрического псевдоскин-фактора:

$$\frac{x_e}{\sqrt{k_x}} = \frac{2000}{\sqrt{5}} = 894; \frac{4}{3} \frac{x_e}{\sqrt{k_x}} = \frac{4}{3} \cdot 894 = 1192;$$

$$\frac{y_e}{\sqrt{k_y}} = \frac{1000}{\sqrt{5}} = 447; \frac{3}{4} \frac{y_e}{\sqrt{k_y}} = \frac{3}{4} \cdot 447 = 335;$$

$$\frac{h}{\sqrt{k_z}} = \frac{20}{\sqrt{0,5}} = 28,3; \frac{3}{4} \frac{h}{\sqrt{k_z}} = \frac{3}{4} \cdot 28,3 = 21,2.$$

Проверяем выполнение первого или второго условия:

$$\frac{x_e}{\sqrt{k_x}} \geq \frac{3}{4} \frac{y_e}{\sqrt{k_y}} \gg \frac{3}{4} \frac{h}{\sqrt{k_z}} \quad 894 \geq 335 \gg 21,2$$

$$\frac{y_e}{\sqrt{k_y}} > \frac{4}{3} \frac{x_e}{\sqrt{k_x}} \gg \frac{h}{\sqrt{k_z}}$$

Таким образом, выполняется первое условие.

2. Дальнейшие расчеты геометрического псевдоскин-фактора S_R осуществляются по выражению (5.7), для этого необходимо рассчитать два компонента.

P_{xyz} – компонент, отвечающий за степень вскрытия:

$$\begin{aligned} P_{xyz} &= \left(\frac{y_e}{L} - 1 \right) \left(\ln \frac{h}{r_w} + \frac{1}{4} \ln \frac{k_x}{k_z} - \ln \left(\sin \frac{180^\circ z_0}{h} \right) - 1,84 \right) = \\ &= \left(\frac{1000}{500} - 1 \right) \left(\ln \frac{20}{0,1} + \frac{1}{4} \ln \frac{5}{0,5} - \ln \left(\sin \frac{180^\circ \cdot 10}{20} \right) - 1,84 \right) = 4,03 \end{aligned}$$

3. Для расчета компонента, отвечающего за расположение ствола скважины в плоскости xu P'_{xy} необходимо, предварительно провести промежуточные вычисления функции F :

$$y_{mid} = \frac{y_1 + y_2}{2} = \frac{250 + 750}{2} = 500 \text{ м}$$

$$\frac{4y_{mid} + L}{2y_e} = \frac{4 \cdot 500 + 500}{2 \cdot 1000} = 1,25$$

$$\frac{4y_{mid} - L}{2y_e} = \frac{4 \cdot 500 - 500}{2 \cdot 1000} = 0,75$$

$$\frac{L}{2y_e} = \frac{500}{2 \cdot 1000} = 0,25$$

Проверяем выполнение условия и выбираем зависимость для расчета функции F .

Поскольку $\frac{4y_{mid} + L}{2y_e} > 1$, то мы используем следующую зависимость для расчета функции F :

$$\begin{aligned} F\left(\frac{4y_{mid} + L}{2y_e}\right) &= -\left(2 - \frac{4y_{mid} + L}{2y_e}\right) \left(0,145 + \ln\left(2 - \frac{4y_{mid} + L}{2y_e}\right) - 0,137\left(2 - \frac{4y_{mid} + L}{2y_e}\right)^2\right) \\ &= \\ &= -(2 - 1,25)(0,145 + \ln(2 - 1,25) - 0,137(2 - 1,25)^2) = 0,16 \end{aligned}$$

Поскольку $\frac{4y_{mid} - L}{2y_e} \leq 1$, то:

$$\begin{aligned} F\left(\frac{4y_{mid} - L}{2y_e}\right) &= -\left(\frac{4y_{mid} - L}{2y_e}\right) \left(0,145 + \ln\left(\frac{4y_{mid} - L}{2y_e}\right) - 0,137\left(\frac{4y_{mid} - L}{2y_e}\right)^2\right) = \\ &= -0,75(0,145 + \ln(0,75) - 0,137(0,75)^2) = 0,16 \end{aligned}$$

Также рассчитаем значение функции F для аргумента $\frac{L}{2y_e}$:

$$F\left(\frac{L}{2y_e}\right) = -\left(\frac{L}{2y_e}\right)\left(0,145 + \ln\left(\frac{L}{2y_e}\right) - 0,137\left(\frac{L}{2y_e}\right)^2\right) = \\ = -(0,25)(0,145 + \ln(0,25) - 0,137(0,25)^2) = 0,31$$

4. Выполним промежуточные вычисления, определим значение второго компонента:

$$P'_{xy} = \frac{2y_e^2}{Lh} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \left\{ F\left(\frac{L}{2y_e}\right) + \frac{1}{2} \left[F\left(\frac{4y_{mid} + L}{2y_e}\right) - F\left(\frac{4y_{mid} - L}{2y_e}\right) \right] \right\} = \\ = \frac{2 \cdot 1000^2}{500 \cdot 20} \sqrt{\frac{0,5}{5}} \left\{ 0,31 + \frac{1}{2} [0,16 - 0,16] \right\} = 19,49$$

5. По формуле (5.7) определяем значение S_R :

$$S_R = P_{xyz} + P'_{xy} = 4,03 + 19,49 = 23,53$$

6. Рассчитаем значения C_H по формуле (5.6):

$$\ln(C_H) = \frac{2\pi x_e}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \left(\frac{1}{3} - \frac{x_0}{x_e} + \left(\frac{x_0}{x_e}\right)^2 \right) - \ln\left(\sin \frac{180^\circ z_0}{h}\right) - \frac{1}{2} \ln\left(\frac{x_e}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}}\right) - 1,088 = \\ = 2 \cdot 3,14 \frac{2000}{20} \sqrt{\frac{0,5}{5}} \left(\frac{1}{3} - \frac{500}{2000} + \left(\frac{500}{2000}\right)^2 \right) - \ln\left(\sin \frac{180^\circ \cdot 10}{20}\right) - \\ - \frac{1}{2} \ln\left(\frac{2000}{20} \sqrt{\frac{0,5}{5}}\right) - 1,088 = 13,73$$

7. Подставляя в формулу (5.5) полученные выше значения, определим соотношение индексов производительности ГС и ВС при псевдостационарном режиме притока:

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{y_e}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \cdot \frac{\left(\ln(R_e/r_w) - \frac{3}{4}\right)}{\left(\ln\left(\frac{\sqrt{A}}{r_w}\right) + \ln(C_H) - \frac{3}{4} + S_R\right)} = \\ = \frac{1000}{20} \sqrt{\frac{0,5}{5}} \cdot \frac{\left(\ln(300/0,1) - \frac{3}{4}\right)}{\left(\ln\left(\frac{\sqrt{2000 \cdot 20}}{0,1}\right) + 13,73 - \frac{3}{4} + 23,53\right)} = 2,60$$

8. Как видно из полученных данных, данное решение для определения производительности ГС позволяет определить также оптимального положение горизонтального участка относительно сторон прямоугольной зоны дренирования. В данном случае, были рассчитаны варианты положения ствола относительно короткой и длинной сторон прямоугольника. При положении ствола ГС перпендикулярно короткой стороны дает большее значение по производительности, чем при параллельном положении (относительно короткой стороны).

Вопросы для самопроверки:

1. Особенности фильтрации флюидов при псевдоустановившемся режиме.
2. Форм-фактор Dietz.
3. Решение Babu и Odeh для определения производительности ГС.

Основные печатные издания

1. Васильев В. А., Гунькина Т. А., Верисокин А. Е. Управление разработкой месторождений с нетрадиционными запасами углеводородов: учебное пособие (курс лекций). – Ставрополь: СКФУ, 2018. – 150 с.
2. Тагиров, К.М. Эксплуатация горизонтальных газовых скважин Электронный ресурс : учебное пособие / А.В. Хандзель / Т.А. Гунькина / К.М. Тагиров. - Ставрополь : Северо-Кавказский федеральный университет, 2017. - 150 с.
3. Желтов, Ю. В. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах / Ю. В. Желтов, В. И. Кудинов, Г. Е. Малофеев ; Рос. академия естеств. наук. - М. : Нефть и газ, 1997. - 256 с.

3.2.2. Основные электронные издания

1. Липаев, А. А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов Электронный ресурс / А. А. Липаев. - Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов, 2019-10-01. - Москва, Ижевск : Регулярная и хаотическая динамика, Ижевский институт компьютерных исследований, 2013. - 484 с.

3.2.3. Дополнительные источники

- 1 <http://biblioclub.ru> - ЭБС "Университетская библиотека онлайн";
- 2 <http://www.iprbookshop.ru/> - ЭБС "IPR BOOKS".

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»
Колледж СКФУ в г. Ставрополе

Методические указания
по организации и проведению
самостоятельной работы

ОП.14 Нетрадиционные источники углеводородов

Специальность	21.02.01	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Форма обучения	очная	

Ставрополь

Пояснительная записка

Методические указания по организации и проведению практических занятий составлены в соответствии с ФГОС СПО по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и рабочей программой дисциплины ОП.14 Нетрадиционные источники углеводородов.

Целью выполнения практических занятий является систематизация и закрепление теоретических знаний, и формирование практических умений.

Перед началом выполнения каждой работы студенты должны ознакомиться с ее основными положениями, порядком выполнения работы.

По каждому практическому занятию предусматривается индивидуальный отчет перед преподавателями.

Самостоятельная работа студентов проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений обучающихся;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности обучающихся, творческой инициативы, ответственности и организованности;
- формирования самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;
- развития исследовательских умений.

В результате освоения профессионального модуля обучающийся должен уметь:

-определять отклонения от технологического режима работы оборудования для добычи углеводородного сырья;

-осуществлять регулирование и мониторинг технологических параметров работы оборудования для добычи углеводородного сырья.

знать:

-характеристики притока из пласта;

-способы расчета характеристик притока по результатам исследования скважины на различных режимах.

Методические рекомендации по проведению собеседования

Собеседование - наиболее распространенный метод контроля знаний учащихся, вариант текущей проверки, процессе которого преподаватель получает широкие возможности для изучения индивидуальных возможностей усвоения учащимися учебного материала.

При подготовке к собеседованию студент должен:

- Предварительно повторить теоретический материал темы (тем) по которой проводится устный опрос.
- Ознакомиться с заданием, уяснить его фабулу и поставленные вопросы.
- Продумать логику и последовательность изложения материала. Ответы на поставленные вопросы должны быть аргументированными.

Критерии оценивания компетенций

Оценка «отлично» выставляется студенту, глубоко и прочно усвоившему программный, в том числе лекционный материал, последовательно, четко и самостоятельно (без наводящих вопросов) отвечающему на вопрос.

Оценка «хорошо» выставляется студенту, твердо знающему программный, в том числе лекционный материал, грамотно и по существу, отвечающему на вопрос и не

допускающему при этом существенных неточностей (неточностей, которые не могут быть исправлены наводящими вопросами или не имеют важного практического значения). То же относится к освещению практически важных вопросов

Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, который обнаруживает знание основного материала, но не знает его деталей, допускает неточности, недостаточно правильные формулировки, излагает материал с нарушением последовательности, отвечает на практически важные вопросы с помощью или поправками преподавателя.

Оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, который не знает значительной части программного, в том числе лекционного материала.

Тема 1. Понятие о месторождениях с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами

Вопросы для самопроверки:

1. Какую форму зоны дренирования обычно принимают для ВС?
2. Какие схемы форм зоны дренирования ГС принимаются при аналитических расчетах?
3. В чем различия расчетов площадей дренирования ГС по 1 и 2 способам?
4. Как определить количество скважин необходимых для разработки залежи?

Тема 2. Классификация тяжелых нефтей и битумов. Особенности разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов

Вопросы для самопроверки:

1. Какой исследователь одним из первых получил аналитическую формулу для расчета производительности ГС?
2. Какой исследователь предложил трехмерное изображение горизонтальной скважины разложить на два двумерных?
3. Какая формула наиболее применима при $L/h \geq 1$?
4. Какая формула дает наиболее точные результаты при достаточно длинных ГС?

Тема 3. Нефтяные и газовые месторождения в карбонатных и трещинных коллекторах. Особенности разработки месторождений в трещинных коллекторах

Вопросы для самопроверки:

1. Критические параметры, которые оказывают существенное влияние на результаты расчета производительности ГС.
2. Как взаимосвязаны длина горизонтального участка скважины с областью ее дренирования?
3. Что такое анизотропия пласта?
4. В каких пластах предпочтительно применение ГС?

Тема 4. Нефтяные и газовые месторождения в плотных породах. Особенности разработки месторождений в плотных коллекторах

Вопросы для самопроверки:

1. Особенности фильтрации флюидов при псевдоустановившемся режиме.
2. Форм-фактор Dietz.
3. Решение Babu и Odeh для определения производительности ГС.

Основные печатные издания

1. Васильев В. А., Гунькина Т. А., Верисокин А. Е. Управление разработкой месторождений с нетрадиционными запасами углеводородов: учебное пособие (курс лекций). – Ставрополь: СКФУ, 2018. – 150 с.
2. Тагиров, К.М. Эксплуатация горизонтальных газовых скважин Электронный

ресурс : учебное пособие / А.В. Хандзель / Т.А. Гунькина / К.М. Тагиров. - Ставрополь : Северо-Кавказский федеральный университет, 2017. - 150 с.

3. Желтов, Ю. В. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах / Ю. В. Желтов, В. И. Кудинов, Г. Е. Малофеев ; Рос. академия естеств. наук. - М. : Нефть и газ, 1997. - 256 с.

Основные электронные издания

1. Липаев, А. А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов Электронный ресурс / А. А. Липаев. - Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов, 2019-10-01. - Москва, Ижевск : Регулярная и хаотическая динамика, Ижевский институт компьютерных исследований, 2013. - 484 с.

Дополнительные источники

- 1 <http://biblioclub.ru> - ЭБС "Университетская библиотека онлайн";
- 2 <http://www.iprbookshop.ru/> - ЭБС "IPR BOOKS".