

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Верисокин Александр Евгеньевич
Должность: И.о. директора института наук о земле
Дата подписания: 06.04.2026 16:02:47
Уникальный программный ключ:
bba78f4c385ebf765cda3fef3917df7dfef1e004

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 углеводов

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

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 изучения ОП.14. Нетрадиционные источники углеводородов обучающийся должен овладеть следующими профессиональными компетенциями:

ПК 1.1 Осуществлять контроль и соблюдение основных технологических показателей разработки нефтяных и газовых месторождений.

ПК 1.2 Выполнять обработку геологической информации о месторождении.

ПК 1.3 Осуществлять мероприятия по интенсификации добычи нефти и газа и увеличению нефтеотдачи пластов.

ПК 1.4 Оценивать добывные возможности скважин.

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.

1. РАСЧЕТ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ УГЛА НАКЛОНА СКВАЖИНЫ НА ЕЕ ДЕБИТ

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.

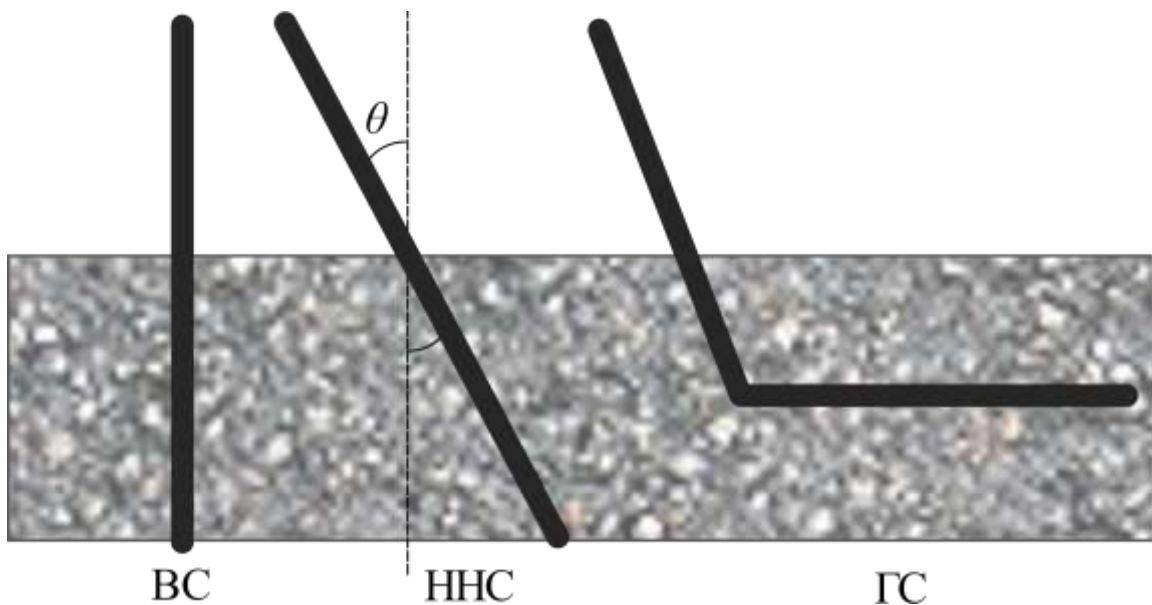


Рисунок 1.1 – Схема ННС в сравнении с ВС и ГС

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

В работе [15] Сinco 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 угла 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 $\theta_1 = 20^\circ$:

$$S_{s1} = \ln\left(\frac{4 r_w}{h} \cos \theta\right) + \cos \theta \ln\left(\frac{h}{4 r_w \sqrt{\cos \theta}}\right) =$$

$$= \ln\left(\frac{4 \cdot 0,1}{20} \cos 20^\circ\right) + \cos 20^\circ \ln\left(\frac{20}{4 \cdot 0,1 \sqrt{\cos 20^\circ}}\right) =$$

$$= -3,97 + 0,94 \cdot 3,94 = -0,269.$$

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:

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

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.

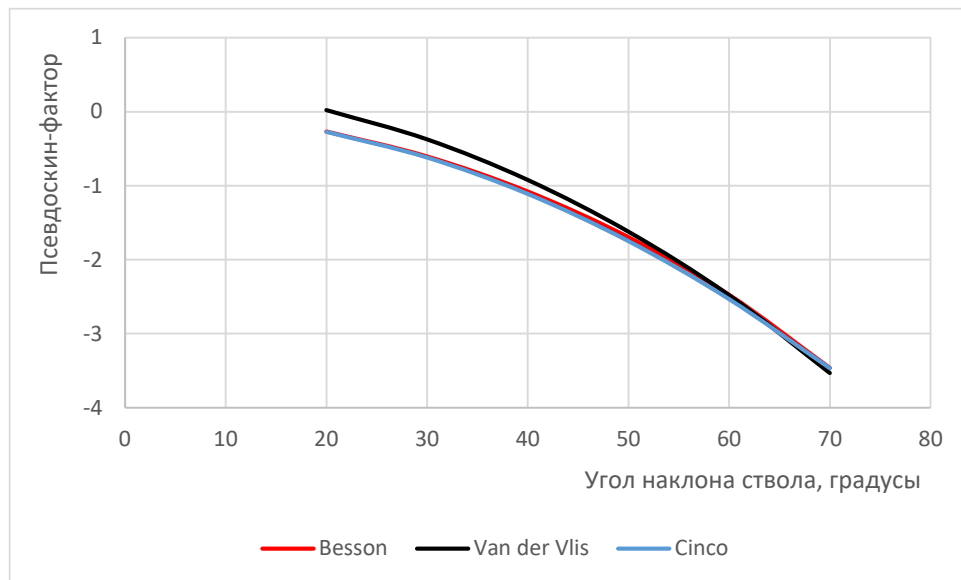


Рисунок 1.1 – Зависимость геометрического псевдоскин-фактора от угла наклона ствола скважины

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
$q_{o,s}$, м ³ /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
$q_{o,s}$, м ³ /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
$q_{o,s}$, м ³ /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:

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

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

2. Выполнить вычисления в соответствии с пунктами 2 – 6 из примера 1.1. В данном случае в примерах 1.1 и 1.2 значения псевдокин-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 псевдокин-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;

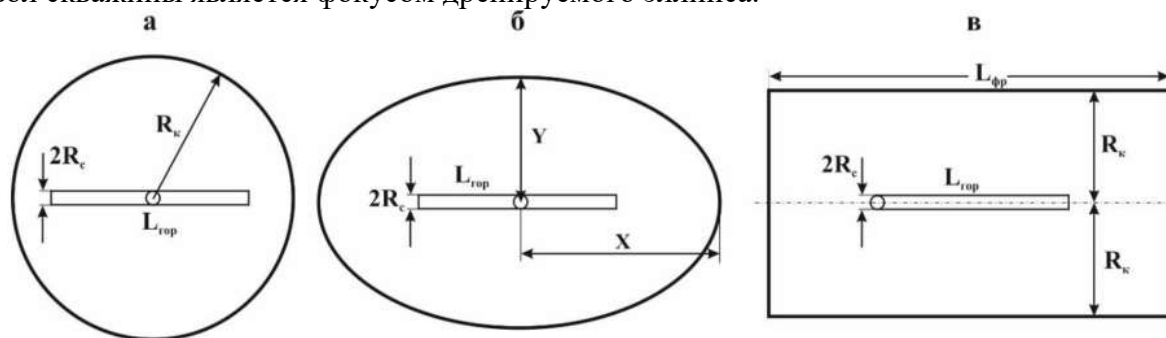
- умения: определять различными способами параметры области зоны дренирования ГС, рассчитывать необходимое количество ВС и ГС для разработки залежи.

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 полукруга 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:

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

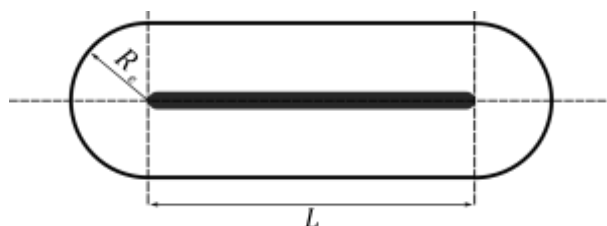


Рисунок 2.2 – Расчет площади дренирования ГС по способу 1 (вид сверху)

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).

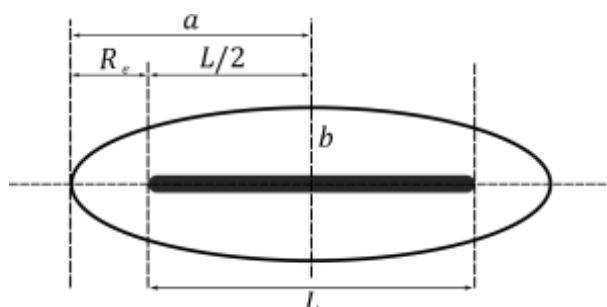


Рисунок 2.3 – Расчет площади дренирования ГС по способу 2 (вид сверху)

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 потребуются 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?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме: приведены в конце курса лекций под номером [1], [2], [17].

3. РАСЧЕТ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

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:

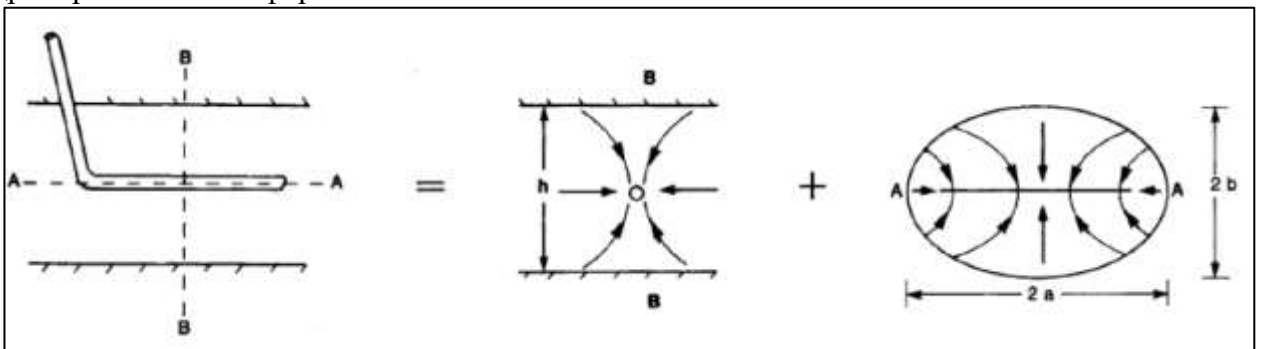


Рисунок 3.1 – Трехмерная задача фильтрации к ГС с разделением на решение двух двумерных задач [1]

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?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме: приведены в конце курса лекций под номером [1], [2], [5], [12], [16], [18], [19].

4. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

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 влиянии 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:

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

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 отрицательно 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

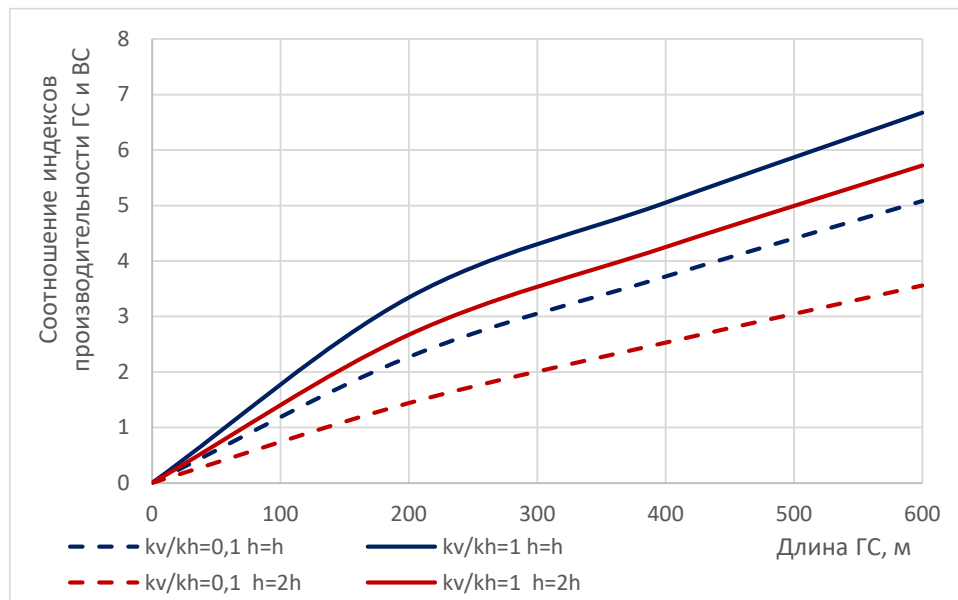


Рисунок 4.1 – Влияние изменения толщины и анизотропии пласта на продуктивность ГС

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?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме: приведены в конце курса лекций под номером [1], [2], [20].

5. ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ ПСЕВДОУСТАНОВИВШЕМСЯ РЕЖИМЕ ПРИТОКА

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.

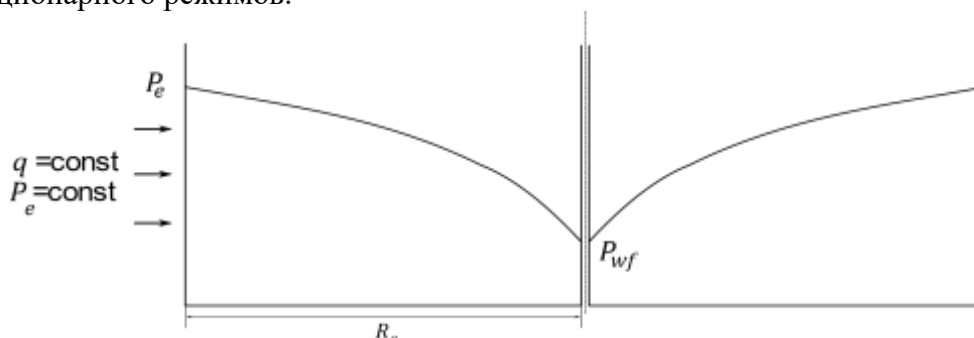


Рисунок 5.1 – Схема распределения давления при стационарном режиме притока

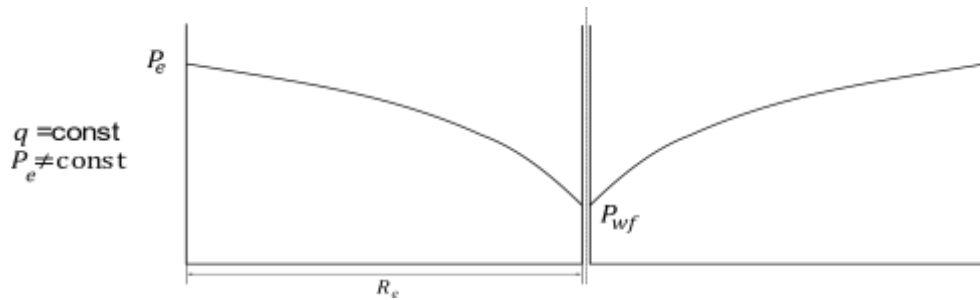


Рисунок 5.2 – Схема распределения давления при псевдостационарном режиме притока
 Формула для коэффициента продуктивности при псевдостационарном режиме притока нефти имеет следующий вид:

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

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.

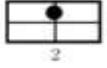

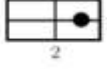





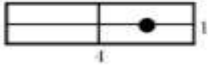

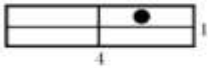
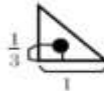

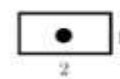


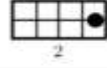
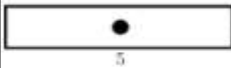
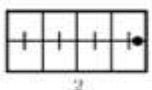





	$\ln C_A$	C_A	Условия равновесия при $\frac{kt}{\phi\mu C_A} >$		$\ln C_A$	C_A	Условия равновесия при $\frac{kt}{\phi\mu C_A} >$
замкнутые пласты					2,383	10,837	0,3
	3,454	31,620	0,1		1,507	4,514	1,0
	3,430	30,883	0,1		0,731	2,077	0,8
	3,453	31,600	0,1		0,990	2,690	0,8
	3,318	27,600	0,2		-1,462	0,232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












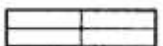
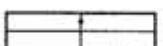
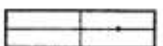
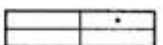
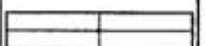
Case	Drainage Area Shape	Constant Rate		Constant Pressure		Constant Rate & Constant Pressure		
		C_A	$\frac{1}{2} \ln \frac{4}{r C_A}$	C_{ACP}	$\frac{1}{2} \ln \frac{4}{r C_{ACP}}$	Exact for $t_{DA} >$	Less than 1% error $t_{DA} >$	Use infinite solution with less than 1% error for $t_{DA} <$
1 1x1		30.88	-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) .

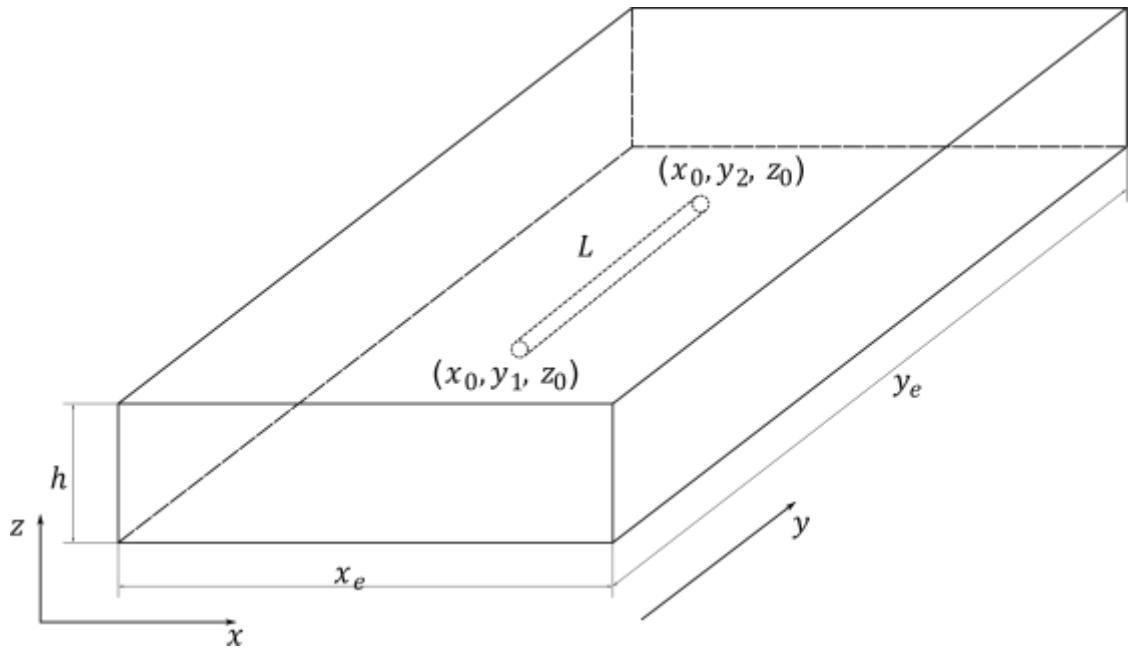


Рисунок 5.5 – Модель притока к ГС по модели Babu и Odeh

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 псевдокин-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:

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

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

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

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 псевдокин-фактора S_R осуществляются по выражению (5.7), для этого необходимо рассчитать два компонента.

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

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

$$= \left(\frac{1000}{500} - 1\right) \left(\ln \frac{20}{0,1} + \frac{1}{4} \ln \frac{5}{0,5} - \ln \left(\sin \frac{180^\circ \cdot 10}{20}\right) - 1,84\right) = 4,03$$

3. Для расчета компонента, отвечающего за расположение ствола скважины в плоскости xy 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 :

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

$$=$$

$$= -(2 - 1,25)(0,145 + \ln(2 - 1,25) - 0,137(2 - 1,25)^2) = 0,16$$

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

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

$$= -0,75(0,145 + \ln(0,75) - 0,137(0,75)^2) = 0,16$$

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. Выполнив 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.

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме: приведены в конце курса лекций под номером [21], [22], [23], [24].

6. ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ ПСЕВДОУСТАНОВИВШЕМСЯ РЕЖИМЕ ПРИТОКА

Цель – определить производительность горизонтальных и многоствольных скважин при псевдоустановившемся режиме притока.

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

- знания: понятие многоствольной скважины;

- умения: выполнять расчет производительности многоствольных скважин при псевдоустановившемся режиме притока.

Актуальность темы семинара. Рассматриваемая методика позволяет рассчитывать производительность различных конфигураций многоствольных скважин.

Теоретическая часть

Следующий метод расчета производительности ГС при псевдоустановившемся режиме притока был предложен Economides и др. в работе [25].

В отличие от метода, рассмотренного в предыдущей работе, преимущество этого состоит в том, что с его помощью можно рассчитать производительность различных конфигураций многоствольных скважин.

Основное уравнение для определения индекса продуктивности по этому методу выглядит следующим образом:

$$J_{oh} = \frac{k x_e / (\mu_o B_o)}{P_D + \frac{x_e}{2\pi L} \sum S} \quad (6.1)$$

где P_D – безразмерное давление в пласте;

$\sum S$ – суммарный псевдоскин-фактор, обусловленный различными причинами такими, как загрязнение ПЗП, проявление турбулентности и т.п. Для упрощения расчетов это значение можно принять равным нулю, $\sum S = 0$.

Для определения значения безразмерного давления предлагается использовать следующее выражение [25]:

$$P_D = \frac{x_e C_H}{4\pi h} + \frac{x_e}{2\pi L} S_x \quad (6.2)$$

или

$$P_D = \frac{x_e}{2\pi h} \left(\frac{1}{2} C_H + \frac{h}{L} S_x \right) \quad (6.3)$$

$$S_x = \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) - \frac{h}{6L} + S_e \quad (6.4)$$

$$S_e = \frac{h}{L} \left(\frac{2z_w}{h} - \frac{1}{2} \left(\frac{2z_w}{h} \right)^2 - \frac{1}{2} \right) - \ln \left(\sin \left(\frac{\pi z_w}{h} \right) \right) \quad (6.5)$$

где S_e – псевдоскин-фактор, описывающий эффекты эксцентриситета, если ГС расположена по центру относительно кровли и подошвы пласта, то его значение $S_e = 0$;

z_w – расстояние от середины пласта по толщине до кровли или подошвы;

C_H – форм-фактор, значения которых для различных конфигураций скважин, представлены в таблице 6.1.

Подставив выражение (6.3) в (6.1) и приняв $\sum S = 0$, получим следующее выражение для индекса продуктивности нефтяной ГС:

$$J_{oh} = \frac{2\pi kh/(\mu_o B_o)}{\left(\frac{1}{2}C_H + \frac{h}{L}S_x\right)} \quad (6.6)$$

Соотношение индексов производительности ГС и ВС:

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{\left(\ln(R_e/r_w) - \frac{3}{4} + S\right)}{\left(\frac{1}{2}C_H + \frac{h}{L}S_x\right)} \quad (6.7)$$

Вышеприведенные формулы представлены для случая изотропного пласта. Для анизотропного пласта необходимо выполнить следующие преобразования на различие проницаемости:

для длины ГС:

$$L' = L\alpha^{-1/3}\beta \quad (6.8)$$

для радиуса скважины:

$$r'_w = r_w \frac{\alpha^{2/3}}{2} \left(\frac{1}{\alpha\beta} + 1\right) \quad (6.9)$$

где:

$$\alpha = \sqrt{\frac{(k_x k_y)^{1/2}}{k_z}} \quad (6.10)$$

$$\beta = \left(\sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \cos^2 \varphi + \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \sin^2 \varphi\right)^{1/2} \quad (6.11)$$

φ – азимут траектории скважины (относительно оси x);

для размеров и параметров пласта:

$$x' = x \frac{\sqrt{k_y k_z}}{k'} \quad (6.12)$$

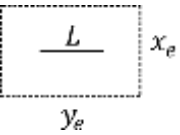
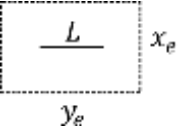
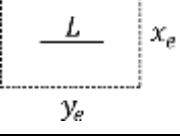
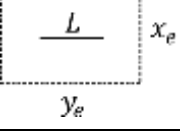
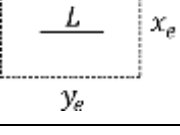
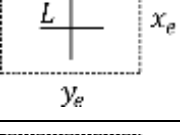
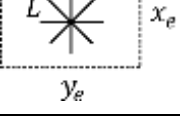
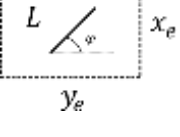
$$y' = y \frac{\sqrt{k_x k_z}}{k'} \quad (6.13)$$

$$h' = h \frac{\sqrt{k_x k_y}}{k'} \quad (6.14)$$

$$z' = z \frac{\sqrt{k_x k_y}}{k'} \quad (6.15)$$

$$k' = \sqrt[3]{k_x k_y k_z} \quad (6.16)$$

Таблица 2.2 – Факторы Форм-факторы в горизонтальной плоскости для различных конфигураций и положений ГС

Конфигурация и положение скважин	Соотношение сторон зоны дренирования	L / y_e	C_H
	$y_e = 4x_e$	0,25	3,77
		0,5	2,09
		0,75	1,00
		1	0,26
	$y_e = 2x_e$	0,25	3,19
		0,5	1,80
		0,75	1,02
		1	0,52
	$y_e = x_e$	0,25	3,55
		0,5	2,21
		0,75	1,49
		1	1,04
	$2y_e = x_e$	0,25	4,59
		0,5	3,26
		0,75	2,53
		1	2,09
	$4y_e = x_e$	0,25	6,69
		0,5	5,35
		0,75	4,63
		1	4,18
	$y_e = x_e$	0,25	2,77
		0,5	1,47
		0,75	0,81
		1	0,46
	$y_e = x_e$	0,25	2,66
		0,5	1,36
		0,75	0,69
		1	0,32
		φ	C_H
	$y_e = x_e$ $L / y_e = 0.75$	0	1,49
		30	1,48
		45	1,48
		75	1,49
		90	1,49

Порядок выполнения практической работы

Задача 6.1

Рассмотрим пример выполнения работы по исходным данным, представленных в предыдущей работе в таблице 5.1. Итак, 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. Ствол

ГС расположен по центру пласта и перпендикулярен оси x , при этом $z_w = 10$ 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.

1. В первую очередь, выполним расчет промежуточных величин для учета анизотропии пласта:

$$k' = \sqrt[3]{k_x k_y k_z} = \sqrt[3]{5 \cdot 5 \cdot 0,5} = \sqrt[3]{12,5} = 2,3 \text{ мД}$$

$$\alpha = \sqrt{\frac{(k_x k_y)^{1/2}}{k_z}} = \sqrt{\frac{(5 \cdot 5)^{1/2}}{0,5}} = \sqrt{10} = 3,2$$

$$\beta = \left(\sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \cos^2 \varphi + \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \sin^2 \varphi \right)^{1/2} = \left(\sqrt{\frac{5}{5}} \cos^2 0 + \sqrt{\frac{5}{5}} \sin^2 0 \right)^{1/2} = 1$$

$$L' = L \alpha^{-\frac{1}{3}} \beta = 500 \cdot 3,2^{-\frac{1}{3}} \cdot 1 = 340,6 \text{ м}$$

$$r_w' = r_w \frac{\alpha^{\frac{2}{3}}}{2} \left(\frac{1}{\alpha \beta} + 1 \right) = 0,1 \frac{3,2^{\frac{2}{3}}}{2} \left(\frac{1}{3,2 \cdot 1} + 1 \right) = 0,14 \text{ м}$$

$$x_e' = x_e \frac{\sqrt{k_y k_z}}{k'} = 1000 \frac{\sqrt{5 \cdot 0,5}}{2,3} = 681,3 \text{ м}$$

$$y_e' = y_e \frac{\sqrt{k_x k_z}}{k'} = 2000 \frac{\sqrt{5 \cdot 0,5}}{2,3} = 1362,6 \text{ м}$$

$$z_w' = z_w \frac{\sqrt{k_x k_y}}{k'} = 10 \frac{\sqrt{5 \cdot 5}}{2,3} = 21,5 \text{ м}$$

$$h' = h \frac{\sqrt{k_x k_y}}{k'} = 20 \frac{\sqrt{5 \cdot 5}}{2,3} = 43,1 \text{ м}$$

2. Определив основные линейные размеры с поправкой на анизотропию, найдем по формуле (6.5) значение геометрического псевдоскин-фактора, характеризующего положение ствола по оси z :

$$\begin{aligned} S_e &= \frac{h'}{L'} \left(\frac{2z_w'}{h'} - \frac{1}{2} \left(\frac{2z_w'}{h'} \right)^2 - \frac{1}{2} \right) - \ln \left(\sin \left(\frac{\pi z_w'}{h'} \right) \right) = \\ &= \frac{43,1}{340,6} \left(\frac{2 \cdot 21,5}{43,1} - \frac{1}{2} \left(\frac{2 \cdot 21,5}{43,1} \right)^2 - \frac{1}{2} \right) - \ln \left(\sin \left(\frac{\pi \cdot 21,5}{43,1} \right) \right) = 0 \end{aligned}$$

3. Далее по формуле (6.4) можно определить значение псевдоскин-фактора S_x :

$$S_x = \ln\left(\frac{h'}{2\pi r_w'}\right) - \frac{h'}{6L'} + S_e = \ln\left(\frac{43,1}{2\pi \cdot 0,14}\right) - \frac{43,1}{6 \cdot 340,6} + 0 = 3,86$$

4. Из таблицы 6.1 примем значение форм-фактора C_H , предварительно рассчитав значение $\frac{L'}{y_e} = 0,25$. Поскольку по условию задачи $2x'_e = y'_e$ и $\frac{L'}{y_e} = 0,25$, то принимаем $C_H \approx 3,19$.

5. Подставляя в формулу (6.7) полученные выше значения форм-фактора и геометрического псевдоскин-фактора, определим соотношение индексов производительности ГС и ВС при псевдостационарном режиме притока:

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{\left(\ln(R_e/r_w) - \frac{3}{4}\right)}{\left(\frac{1}{2}C_H + \frac{h}{L}S_x\right)} = \frac{\left(\ln\left(\frac{300}{0,1}\right) - \frac{3}{4}\right)}{\left(\frac{1}{2} \cdot 3,19 + \frac{20}{500} \cdot 3,86\right)} = 4,15$$

Задача 6.2

В данном случае рассмотрим исходные данные из задачи 5.2 в работе 5. Отличие от предыдущей задачи состоит в том, что мы поменяем размеры пласта, таким образом, чтобы длина пласта составила по направлению x , $x_e = 2000$ м и ширина по направлению y , $y_e = 1000$ м. Остальные данные остаются без изменений.

1. Пересчитаем величины, которые изменились:

$$x'_e = x_e \frac{\sqrt{k_y k_z}}{k'} = 2000 \frac{\sqrt{5 \cdot 0,5}}{2,3} = 1362,6 \text{ м}$$

$$y'_e = y_e \frac{\sqrt{k_x k_z}}{k'} = 1000 \frac{\sqrt{5 \cdot 0,5}}{2,3} = 681,3 \text{ м}$$

2. Из таблицы 6.1 подбираем значение форм-фактора C_H , предварительно рассчитав значение $\frac{L'}{y_e} = 0,5$. Поскольку по условию задачи $x'_e = 2y'_e$ и $\frac{L'}{y_e} = 0,5$, то принимаем $C_H \approx 3,26$.

3. Подставляя в формулу (6.7) полученные выше значения форм-фактора и геометрического псевдоскин-фактора, определим соотношение индексов производительности ГС и ВС при псевдостационарном режиме притока:

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{\left(\ln(R_e/r_w) - \frac{3}{4}\right)}{\left(\frac{1}{2}C_H + \frac{h}{L}S_x\right)} = \frac{\left(\ln\left(\frac{300}{0,1}\right) - \frac{3}{4}\right)}{\left(\frac{1}{2} \cdot 3,26 + \frac{20}{500} \cdot 3,86\right)} = 4,07$$

4. По данной методике получаем аналогичные выводы, как и в предыдущей работе 5, по влиянию положения ствола ГС относительно сторон прямоугольника.

Вопросы для самопроверки:

1. Основное уравнение для определения индекса продуктивности.
2. Формулы определения производительности для изотропного и анизотропного пласта.

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме: приведены в конце курса лекций под номером [25].

7. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ И ВОДЯНЫХ КОНУСОВ

Цель – рассчитать критический дебит флюидов ГС при образовании водяного конуса.

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

- знания: понятие водяного конуса; мероприятия по снижению рисков прорыва воды или газа;

- умения: выполнять расчет критического дебита флюидов ГС в условиях конусообразования.

Актуальность темы семинара. В процессе добычи возникают осложнения, вызванные образованием газового или водяного конуса. Актуальной задачей при проектировании разработки нефтегазовых или газонефтяных месторождений, в том числе с применением ГС, необходимо оценивать условия конусообразования для снижения рисков неконтролируемых прорывов воды или газа.

Теоретическая часть

На данный момент значительные объемы извлекаемых запасов нефти сосредоточены в контактных запасах, приуроченных к нефтяным оторочкам, как правило, заключенных между газовой шапкой и подстилающей водой. Наиболее эффективной технологией разработки таких месторождений признается использование ГС. В процессе добычи возникают осложнения, вызванные образованием газового или водяного конуса, что приводит к снижению эффективности разработки залежей углеводородов.

Рассмотрим в данной работе процессы конусообразования в ГС и мероприятия по снижению рисков прорыва воды или газа.

На рисунке 7.1 показаны условия образования водяного конуса в ВС или гребня в ГС. Такие процессы могут наблюдаться при разработке, например, как нефтяных месторождений с газовой шапкой и образованием газового или водяного конуса, так и при разработке газовых месторождений с образованием водяного конуса.

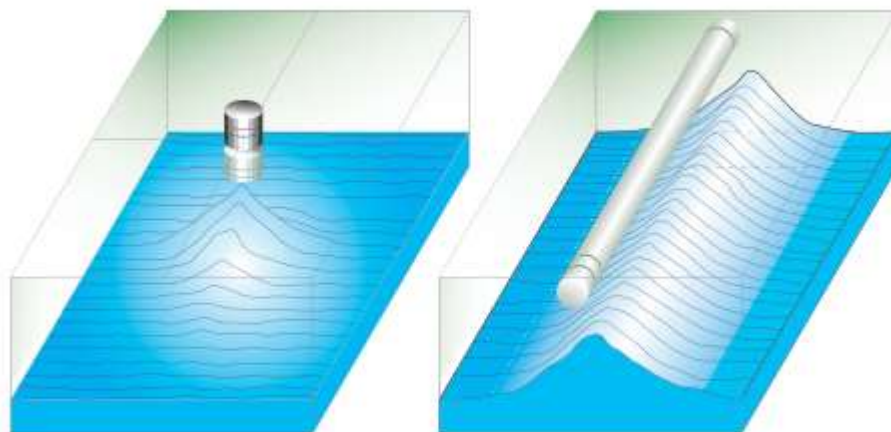


Рисунок 7.1 – Образование водяного конуса в ВС или гребня в ГС [26]

В обычных условиях при эксплуатации скважин добывается чистая нефть. Со временем, ввиду различных факторов таких, как близость расположения ВНК или ГНК, высоких депрессий, наличия трещин и высокой вертикальной проницаемости может наблюдаться подтягивание конуса воды или газа (рисунок 7.2). В результате, например нефтяная скважина начинает работать с водой или газом.

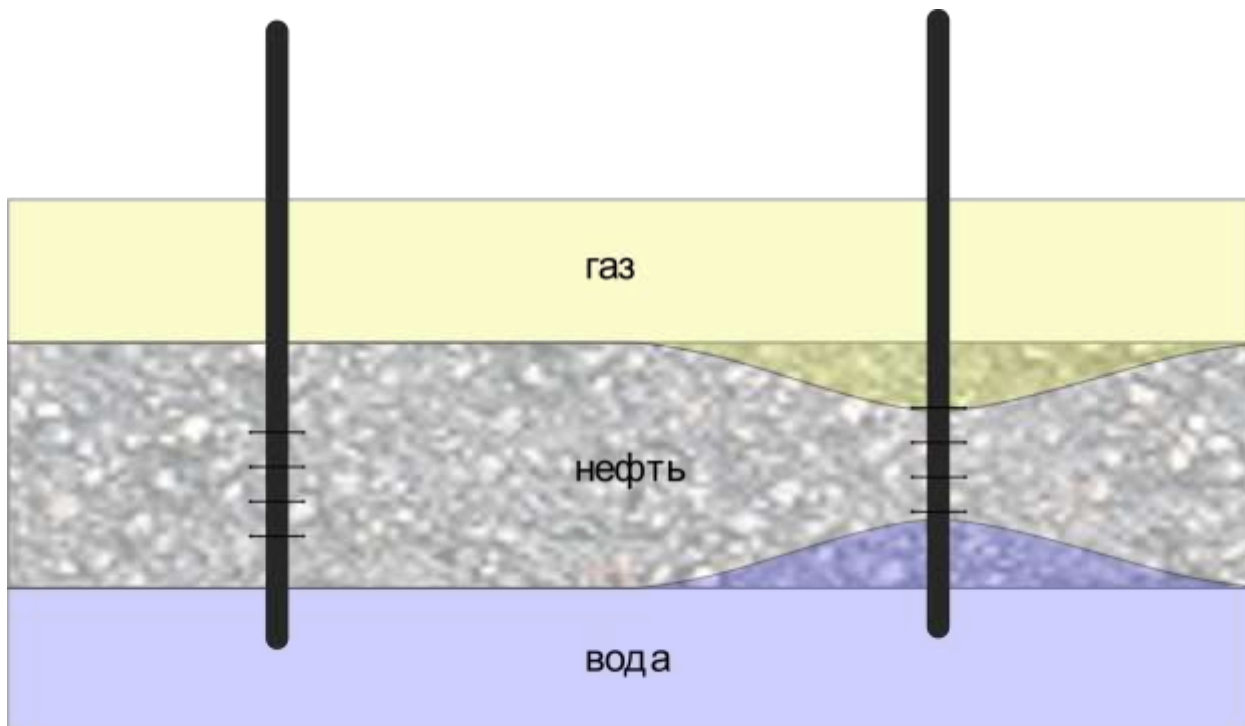


Рисунок 7.2 – Схема добывающей скважины с газовым и водяным конусом (справа) и без конусов (слева)

В работе [1, 2] отмечено, что минимизировать процесс образования водяных и газовых конусов можно путем снижения депрессии. Тем не менее, поскольку между дебитом и депрессией существует линейная зависимость, то это приведет к снижению дебита в ВС и снижению рентабельности разработки месторождения. Эксплуатация ГС при низких депрессиях будет обеспечивать необходимую добычу, охватывая большую зону дренирования, и способствовать минимизации конусообразования. Следует отметить, использование ГС может замедлить образование газового или водяного конуса, но не предотвратить его полностью.

Также для снижения рисков конусообразования и продления сроков безводной или безгазовой эксплуатации в ВС применяется частичная перфорация или неполное вскрытие скважиной пласта, в ГС это регулируется положением ствола по толщине пласта.

Дебит скважины по нефти и газу, при котором риск конусообразования сводится к минимуму, называется критическим. Оценка критического дебита скважины в настоящее время является достаточно сложной задачей. Не менее важная проблема, представляющая интерес при проявлении таких процессов – это подбор оптимального интервала перфорации в ВС или расположения ГС относительно ГНК и ВНК, чтобы продлить эксплуатацию скважин без прорыва воды или газа.

Разработанные математические модели прогнозирования критического дебита при образовании газового или водяного конуса основаны либо на точных решениях численными методами с использованием симулятора, либо на аналитических или полуаналитических (эмпирических) методах [27 – 38]. Допущения, сделанные в аналитических моделях, как правило, приводят к тому, что они могут быть применимы в узком диапазоне изменения геологических параметров или не учитывать ряд из них. С развитием применения технологий горизонтального бурения актуальной стала проблема оценки критического дебита в том числе и в ГС. Важным параметром в условиях оценки рисков подтягивания конусов газа или воды является вертикальная проницаемость. Очевидно, что проблема образования конусов сводится к минимуму при стремлении вертикальной проницаемости к нулю.

Chareron [33] одним из первых предложил аналитическое решение для определения критического дебита в ГС с учетом влияния анизотропии пластов. Модель Chareron представляет собой простое решение по определению критического дебита в ВС и ГС при стационарном притоке в анизотропном пласте. Результаты сравнения критического дебита

показали, что ГС могут допускать более высокие критические дебиты, чем ВС, но это преимущество уменьшается при уменьшении вертикальной проницаемости.

С помощью численного симулятора авторами работы [27] получены корреляции для определения времени прорыва воды или газа. Сравнение выведенных корреляций с существующими аналитическими и численными решениями показали, их можно использовать для точного прогнозирования времени прорыва воды или газа, как в ВС, так и ГС.

В статье [28] исследуется поведение конуса воды в нефтяном пласте, вскрытом ГС, по результатам чего авторами предлагается аналитическое решение для определения местоположения границы раздела вода-нефть в анизотропном пласте. Величина критического дебита нефти зависит от местоположения ствола скважины в нефтяном пласте и принимает максимальное значение, когда горизонтальный ствол скважины расположен примерно на 70% толщины пласта от воды. При этом, как утверждают авторы, данное решение требует адаптации к реальным условиям.

Menouar и Hakim [35] с использованием численных методов провели исследование процесса конусообразования, а также влияния параметра анизотропии $a = \sqrt{k_v/k_h}$ на величину критического дебита в ВС и ГС. По результатам моделирования авторами сделаны два важных вывода о влиянии анизотропии. Так, для ГС в большинстве случаев (при $0,5 < a < 1$) критический дебит представлен как возрастающая функция в зависимости от коэффициента анизотропии, при $0,01 < a < 0,1$ критический дебит является убывающей функцией. В ВС ситуация обратная, когда критический дебит уменьшается с увеличением анизотропии, что противоположно поведению ГС.

В работе [38] Recham и др. представил обобщенные эмпирические корреляции для прогнозирования критического дебита нефти и времени прорыва воды в вертикальных и горизонтальных скважинах. Авторами были использованы методы численного моделирования для анализа наиболее важных параметров флюидов и коллектора, которые влияют на обводненность, с использованием трехмерной радиальной вертикальной модели скважины и трехмерной декартовой модели горизонтальной скважины. Был проведен обширный параметрический анализ чувствительности обводненного конуса, чтобы разработать корреляции для расчета времени прорыва и высоты подъема конуса, как функции различных свойств коллектора и флюида. По результатам анализа расчетных данных авторами установлено, что в ГС в целом, а также с увеличением длины ГС, снижается риск преждевременного образования конуса. Чем ниже параметр анизотропии, тем ниже тенденция к образованию конусов.

Как видно в работах повышенное внимание уделяется подбору интервалов перфорации и положения ГС, а также влиянию параметра анизотропии на величину критического дебита. Также исследования показывают, что критический дебит зависит от эффективной нефтепроницаемости, вязкости нефти, разницы плотностей нефти и воды или нефти и газа, и степени вскрытия скважины.

Рассмотрим задачу определения критического дебита в ГС на примере методики Chareron.

Модель Chareron представляет собой простое решение по определению критического дебита ВС при стационарном притоке в анизотропном пласте, и сравнением ее с ГС.

Водяные конусы (в ВС) или гребни (в ГС) следуют тем же уравнениям, что и газ, за исключением того, что они образуются ниже скважин. Приведенные ниже описания относятся к притоку нефти в присутствии газовой шапки, чтобы избежать повтора, обратный случай соответствует подтягиванию водяного конуса. Для простоты предполагается, что ГС расположена в самом низу нефтяной зоны, чтобы минимизировать образование газового конуса. Рисунок 2.4 иллюстрирует неподвижный газовый конус в ВС. На рисунке 2.5 показано поперечное сечение скважины, ортогональное к оси ГС.

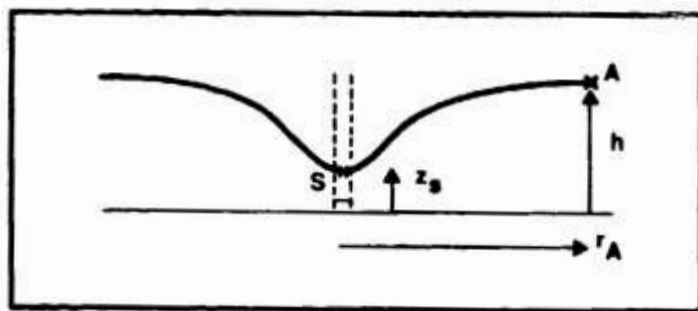


Рисунок 2.4 – Модель образования газового конуса в ВС [33]

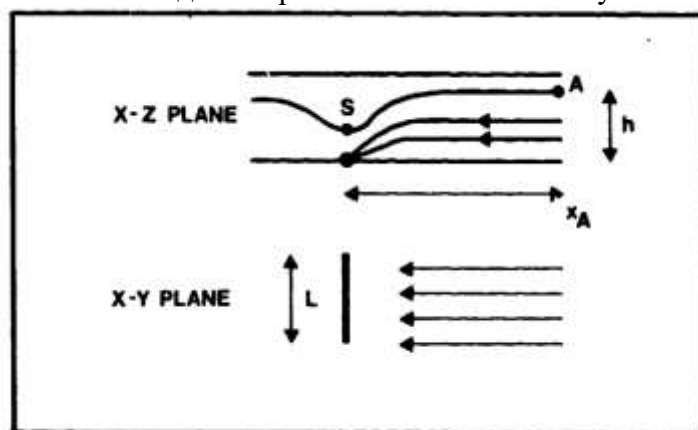


Рисунок 2.5 – Модель образования газового конуса в ГС [33]

Критический дебит по методике Chaperon для ВС и ГС определяется по формулам:

$$q_{cv} = \beta F_v(\alpha) \quad (7.1)$$

$$q_{ch} = \beta \frac{L}{x_a} F_h(\alpha) \quad (7.2)$$

$$F_h(\alpha) = -0,0005\alpha_h^2 + 0,0627\alpha_h + 3,9625 \quad (7.3)$$

$$F_v(\alpha) = 0,7311 + 1,9434/\alpha_v \quad (7.4)$$

при $1 \leq \alpha \leq 13$

$$q_{ch} = 4\beta \frac{L}{x_a} \quad (7.5)$$

где q_{ch} и q_{cv} – критические дебиты для ГС и ВС, соответственно, м³/ч;

$F(\alpha)$ – безразмерная функция для ГС или ВС;

$x_a = \frac{x_e}{2}$ – расстояние до границы области дренирования ГС по оси x , проходящей параллельно стволу скважины, м;

α и β – параметры, определяемые по формулам:

$$\beta = 3,486 \cdot 10^{-5} (\Delta\rho \cdot h) \left(\frac{k_h h}{\mu} \right) \quad (7.6)$$

для ГС:

$$\alpha_h = \left(\frac{x_a}{h}\right) \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad (7.7)$$

для ВС:

$$\alpha_v = \left(\frac{R_e}{h}\right) \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad (7.8)$$

$\Delta\rho = \rho_o - \rho_g$ – разность плотностей нефти и газа, г/см³;

k_v и k_h – коэффициенты проницаемости по вертикали и горизонтали, 10⁻³ мкм².

Порядок выполнения практической работы

Задача 7.1

Планируется пробурить ГС длиной $L = 500$ м на нефтяную оторочку в газонефтяной залежи, параметры которой представлены в таблице 7.1. Необходимо выполнить прогнозирование условий образования газового конуса в ГС с определением критического дебита, сравним полученные значения с критическим дебитом для ВС. Также проведем анализ чувствительности значения критического дебита к изменению геолого-технологических параметров – параметра анизотропии, для этого зададимся значениями анизотропии по проницаемости: $\frac{k_v}{k_h} = 0,1$ и $\frac{k_v}{k_h} = 1$. В данной задаче необходимо обратить внимание на размерность величин, входящих в формулы (см. теоретический раздел).

Таблица 7.1 – Исходные данные для определения критического дебита при образовании газового конуса в нефтяной ГС

Параметр	Ед. изм.	Значение
Эффективная нефтенасыщенная толщина, h	м	20
Коэффициент проницаемости по горизонтали, k_h	10 ⁻³ мкм ²	50
Радиус контура дренирования, R_e	м	300
Динамическая вязкость нефти, μ_o	мПа·с	1,5
Плотность нефти, ρ_o	г/см ³	0.807
Плотность газа, ρ_g	г/см ³	0.4
Расстояние от ГС до контура дренирования, x_a	м	1000

1. Рассчитаем по формулам (7.6 – 7.8) параметров α и β для ГС и ВС:

при $\frac{k_v}{k_h} = 0,1$

$$\alpha_h = \left(\frac{x_a}{h}\right) \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} = \left(\frac{1000}{20}\right) \cdot \sqrt{0,1} = 15,8$$

$$\alpha_v = \left(\frac{R_e}{h}\right) \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} = \left(\frac{300}{20}\right) \cdot \sqrt{0,1} = 4,74$$

при $\frac{k_v}{k_h} = 1$

$$\alpha_h = \left(\frac{x_a}{h}\right) \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} = \left(\frac{1000}{20}\right) \cdot \sqrt{1} = 50$$

$$\alpha_v = \left(\frac{R_e}{h}\right) \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} = \left(\frac{300}{20}\right) \cdot \sqrt{1} = 15$$

$$\beta = 3,486 \cdot 10^{-5} (\Delta\rho \cdot h) \left(\frac{k_h h}{\mu}\right) = 3,486 \cdot 10^{-5} \cdot (0,407 \cdot 20) \cdot \left(\frac{50 \cdot 20}{1,5}\right) = 0,189$$

2. Определим по формулам (7.3) и (7.4) значения функции зависимости $F(\alpha)$ для ВС и ГС:

$$\text{при } \frac{k_v}{k_h} = 0,1$$

$$F_h(\alpha) = -0,0005\alpha_h^2 + 0,0627\alpha_h + 3,9625 = \\ = -0,0005 \cdot 15,8^2 + 0,0627 \cdot 15,8 + 3,9625 = 4,8$$

$$F_v(\alpha) = 0,7311 + \frac{1,9434}{\alpha_v} = 0,7311 + \frac{1,9434}{4,74} = 1,14$$

$$\text{при } \frac{k_v}{k_h} = 1$$

$$F_h(\alpha) = -0,0005\alpha_h^2 + 0,0627\alpha_h + 3,9625 = \\ = -0,0005 \cdot 50^2 + 0,0627 \cdot 50 + 3,9625 = 5,85$$

$$F_v(\alpha) = 0,7311 + \frac{1,9434}{\alpha_v} = 0,7311 + \frac{1,9434}{15} = 0,86$$

3. Критический дебит для ВС и ГС по методике Шарерон:

$$\text{при } \frac{k_v}{k_h} = 0,1$$

$$q_{cv} = \beta F_v(\alpha) = 0,189 \cdot 1,14 = 0,215 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,215 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot 24\text{ч} = 5,2 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_{ch} = \beta \frac{L}{x_a} F_h(\alpha) = 0,189 \cdot \frac{500}{1000} \cdot 4,8 = 0,457 \text{ м}^3/\text{ч} = \\ = 0,457 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot 24\text{ч} = 11,0 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$\text{при } \frac{k_v}{k_h} = 1$$

$$q_{cv} = \beta F_v(\alpha) = 0,189 \cdot 0,86 = 0,162 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,162 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot 24\text{ч} = 3,9 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_{ch} = \beta \frac{L}{x_a} F_h(\alpha) = 0,189 \cdot \frac{500}{1000} \cdot 5,85 = 0,553 \text{ м}^3/\text{ч} = \\ = 0,553 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot 24\text{ч} = 13,3 \text{ м}^3/\text{сут}$$

4. Определим соотношение дебитов ГС и ВС при различных значениях анизотропии пластов по проницаемости:

$$\text{при } \frac{k_v}{k_h} = 0,1$$

$$q_{ch}/q_{cv} = 11,0/5,2 = 2,12$$

$$\text{при } \frac{k_v}{k_h} = 1$$

$$q_{ch}/q_{cv} = 13,3/3,9 = 3,41$$

4. Результаты расчета сведем в таблицу 7.2. Как видно из таблицы, при высокой проницаемости пластов по вертикали предпочтительно применение ГС.

Таблица 7.2 – Результаты расчета критического дебита при образовании конуса в ГС ($L = 500$ м) и ВС

Параметры	q_{cv} , м ³ /сут	q_{ch} , м ³ /сут	q_{ch}/q_{cv}
$k_v/k_h = 1$	3,9	13,3	3,41
$k_v/k_h = 0,1$	5,2	11	2,12

Вопросы для самопроверки:

1. Условия образования водяного или газового конуса в ВС или гребня в ГС.
2. Что предпринимают для снижения рисков конусообразования и продления сроков безводной или безгазовой эксплуатации скважин.
3. Понятие критического дебита.

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме: приведены в конце курса лекций под номером [26 - 38].

8. СРАВНЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И ВЕРТИКАЛЬНЫХ С ТРЕЩИНОЙ ГИДРОРАЗРЫВА

Цель – рассчитать критический дебит флюидов ГС при образовании водяного конуса.

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

- знания: понятия ГРП, «унифицированный дизайн ГРП», проницаемость упаковки проппанта.

- умения: выполнять расчет производительности ВС с трещиной ГРП и ГС.

Актуальность темы семинара. При проектировании стратегии разработки месторождения необходимо оценить, могут ли ВС с трещиной ГРП быть полноценной альтернативой бурения ГС

Теоретическая часть

До этого момента в практических работах проводилось рассмотрение и сравнение производительности различных конфигураций скважин без проведения гидравлического разрыва пласта. Также проводился анализ эффективности применения ГС в различных геологических условиях, обусловленных, например, анизотропией по проницаемости пласта-коллектора, где было отмечено, что не всегда применение ГС является целесообразным.

Гидроразрыв пласта стал повсеместным явлением при разработке нефтяных и газовых месторождений, как в РФ, так и во всем мире. Несмотря на то, что ГРП направлен, в первую очередь, на повышение производительности скважины, он может способствовать также увеличению степени охвата пласта разработкой путем соединения трещиной различных участков и пластов.

В работе [3] авторы задают правильный вопрос «имеет ли смысл бурить ГС?» Так они отмечают, что, практически, все газовые ВС при любой проницаемости, должны подвергаться ГРП. Исследования Дияшева и Economides [39] по анализу производительности ГС в Западной Сибири РФ показали, что для коллекторов более 10мД наиболее предпочтительным будет использование правильно спроектированные и незагрязненные ГС, чем ВС с ГРП. Единственная проблема в реальных условиях, как они считают, получить незагрязненную ГС по итогам ее строительства. Авторы отмечают, что для коллекторов с проницаемостью менее 10 мД лучшим способом заканчивания является бурение ВС с проведением ГРП.

Таким образом, при проектировании стратегии разработки месторождения необходимо оценить, могут ли ВС с трещиной ГРП быть полноценной альтернативой бурения ГС. Повторимся, что сравнение различных конфигураций и способов заканчивания скважин не заканчивается на их сравнении их производительности. Завершающим этапом является технико-экономический анализ, по результатам которого и осуществляется окончательный выбор.

Для расчета прогнозной эффективности проведения ГРП используется упрощенная методика [40], получившая название «унифицированный дизайн ГРП». Валко, Экономидес и др. [3, 40] представили методику оптимизации параметров трещины для максимизации индекса продуктивности скважины после гидроразрывом пласта.

Представим модель вертикальной трещины в виде прямоугольника, охватывающей всю толщину продуктивного пласта (рисунок 8.1). Производительность скважины в залежи с квадратным сечением зависит глубины вскрытия I_x :

$$I_x = \frac{2x_f}{x_e} \quad (8.1)$$

и безразмерной проводимости трещины C_{fD} :

$$C_{fD} = \frac{k_f w_f}{k x_f} \quad (8.2)$$

где k_f – проницаемость упаковки проппанта (предоставляется производителем проппанта), м^2 ;

w_f и x_f – ширина и полудлина трещины гидроразрыва, м.

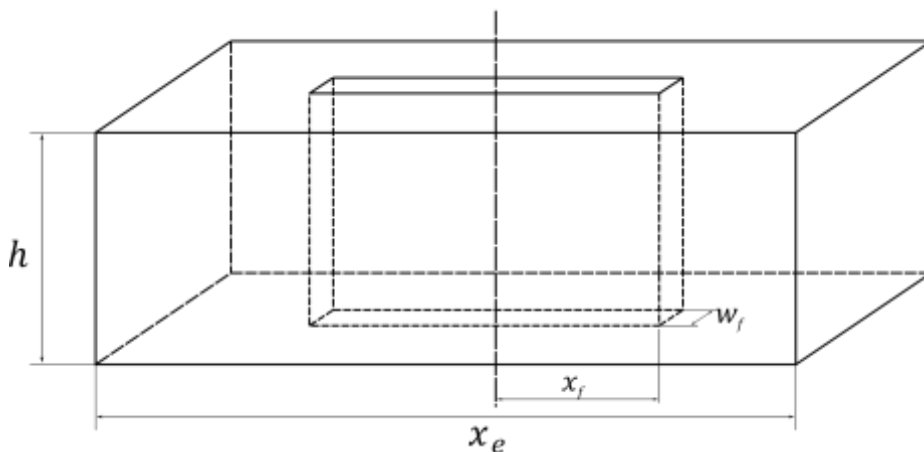


Рисунок 8.1 – Модель вертикальной трещины в скважине после ГРП

Валко, Экономидес и др. [3, 40] ввели понятие безразмерного числа проппанта, который определяется следующим образом:

$$N_p = I_x^2 C_{fD} = \frac{4k_f x_f w_f}{k x_e^2} = \frac{4k_f x_f w_f h}{k x_e^2 h} = \frac{2k_f V_p}{k V_r} \quad (8.3)$$

где V_r – объем дренирования пласта:

$$V_r = x_e y_e h. \quad (8.5)$$

Объем проппанта в пласте V_p :

$$V_p = \frac{M_p (h/h_f)}{(1 - m_p) \cdot \rho_p} \quad (8.6)$$

где M_p – масса проппанта (для двух крыльев), т;

ρ_p – плотность проппанта, т/м^3 ;

m_p – пористость упаковки проппанта, $m_p = 0,35$ д. ед.;

h_f – высота трещины, м.

При этом также авторы работы [41] отмечают, что для заданного числа проппанта N_p существует соответствующая оптимальная безразмерная проводимость разрыва, при которой индекс продуктивности максимален.

Валко и Экономидес [3, 42] также представили корреляции для максимального безразмерного индекса производительности в зависимости от числа проппанта и корреляции для оптимальной безразмерной проводимости трещины в зависимости от числа проппанта. Таким образом, по значению N_p можно определить максимальное значение безразмерного

индекса производительности после ГРП J_{fDmax} , а также оптимальную проводимость трещины, C_{fD} [42]:

$$J_{Dmax}(N_p) = \begin{cases} \frac{1}{0,99-0,5 \ln N_{p,eq}} = \frac{1}{2,7-0,5 \ln(N_p C_A)} & \text{если } N_p \leq 0.1 \\ \frac{1}{-0,63-0,5 \ln N_p + F_{opt}} & \text{если } N_p > 0.1 \end{cases} \quad (8.8)$$

$$F_{opt} = \frac{A + B u_{opt} + C u_{opt}^2 + D u_{opt}^3}{10 + 36 u_{opt} + 33 u_{opt}^2} \quad (8.9)$$

$$u_{opt} = \ln(C_{fDopt}) \quad (8.10)$$

$$C_{fDopt}(N_p) = \begin{cases} 1,6 & \text{если } N_p \leq 0.1 \\ \frac{100 A_r - C_{fD 0.1}}{100} (N_p - 0.1) + C_{fD 0.1} & \text{если } N_p > 0.1 \end{cases} \quad (8.11)$$

$$C_{fD 0.1} = \begin{cases} 1,6 & \text{если } 1 \geq A_r > 0,25 \\ 4,5 A_r + 0,25 & \text{если } 0,25 \geq A_r \geq 0,1 \end{cases} \quad (8.12)$$

где $C_{fD 0.1}$ – безразмерная проводимость трещины при $N_p = 0,1$;
 A_r – соотношение сторон залежи:

$$A_r = y_e/x_e \quad (8.13)$$

C_A – фактор-формы Dietz, значения которого в зависимости от соотношения сторон залежи A_r представлены в таблице 8.1;

A, B, C, D – коэффициенты для расчета функции F_{opt} , значения которых представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.1 – Фактор-формы Dietz в зависимости от соотношения сторон залежи

$A_r = y_e/x_e$	0,1	0,2	0,25	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
C_A	0,025	2,36	5,38	9,00	16,17	21,84	25,8	28,36	29,89	30,66	30,88

Таблица 8.2 – Значения коэффициентов для расчета функции F_{opt} в зависимости от соотношения сторон залежи A_r

$A_r = y_e/x_e$	1	0,7	0,5	0,25	0,2	0,1
A	17,2	17,4	21,4	38,3	35	30,6
B	65,5	55,5	54,3	46	59	89,6
C	52,5	53,3	56,3	71,1	70	70,2
D	16,9	16,9	16,9	15,84	16,3	17,8

После того, как известна оптимальная безразмерная проводимость трещины, оптимальную длину и ширину трещины можно определить по формулам:

$$x_{f\text{opt}} = \left(\frac{k_f V_f}{C_{fD\text{opt}} kh} \right)^{0,5} \quad (8.14)$$

$$w_{f\text{opt}} = \left(\frac{C_{fD\text{opt}} k V_f}{k_f h} \right)^{0,5} \quad (8.15)$$

где V_f – объем пропанта в одном из крыльев трещины, т.е. $V_f = V_p/2$.

Скин-фактор после ГРП рассчитывается по формуле:

$$S_f = \frac{1}{J_{Dvf}} - \ln \left(\frac{R_e}{r_w} \right) + 3/4 \quad (8.16)$$

Соотношение индексов производительности, в данном случае ГС и ВС с трещиной ГРП J_{Dvf} , определяется по формуле:

$$\frac{J_{Dh}}{J_{Dvf}} = \frac{\left[\ln \left(\frac{R_e}{r_w} \right) - 3/4 + S_f \right]}{\left[\ln \left(\frac{R_{eh}}{r'_w} \right) - 3/4 \right]} \quad (8.17)$$

где r'_w – эффективный радиус скважины, учитывающий геометрию ГС, см. формулы (3.10) и (3.11).

В газовых скважинах при движении газа по трещинам может наблюдаться отклонение потока линейного закона Дарси. Так, по данным, представленным в работе [3, 13], показано, что влияние турбулентности является доминирующим фактором при добыче из газовых скважин с высокой проницаемостью (> 5 мД). В свою очередь, по результатам исследований [3] установлено, что при высокой проницаемости пласта гидроразрыв пласта в газовых скважинах полезен не только для интенсификации притока, но и для уменьшения общих эффектов турбулентности.

В работах [3, 13] предложен способ, позволяющий учитывать эффекты турбулентности, при расчете числа пропанта и безразмерной проводимости трещины. Рассмотрим данную методику подробнее.

Для учета эффектов турбулентности номинальная проницаемость пачки пропанта в трещине k_f корректируется до эффективного значения $k_{f,e}$ с использованием числа Рейнольдса N_{Re} :

$$k_{f,e} = \frac{k_f}{1 + N_{Re}} \quad (8.18)$$

где $k_{f,e}$ – эффективное значение проницаемости пачки пропанта с учетом турбулентности, м²;

k_f – номинальная проницаемость пропантной пачки, м²;

N_{Re} – число Рейнольдса.

Число Рейнольдса при нелинейном законе Дарси можно определить по формуле:

$$N_{Re} = \frac{\beta_f k_f v \rho_g}{\mu_g} \quad (8.19)$$

где β_f – коэффициент вихревых сопротивлений, 1/м;
 v – скорость газа в пластовых условиях, м/с.

Значение β_f , как правило, вычисляется по статистическим зависимостям, полученным по результатам лабораторных исследований проппанта. Например, ниже приведена обобщенная зависимость коэффициента вихревых сопротивлений от их проницаемости для различных фракций проппантов [43]:

$$\beta_f = 1 \cdot 10^{11} k_f^{-1,11} \quad (8.20)$$

где β_f в 1/м, k_f в 10^{-3} мкм².

Скорость газа в пластовых условиях определяется, как объемный расход газа в трещине, деленный на площадь фильтрации, в данном случае это площадь прямоугольника, где одна сторона – это высота трещины, другая – ширина трещины.

Проблема заключается в том, что для определения индекса продуктивности скважины после ГРП и параметров трещины необходимо уже знать скорость движения газа по трещине (дебит скважины после ГРП). В работах [3, 13] Economides и др. предложили для решения обозначенной проблемы использовать метод итераций. Так, сначала задаемся значением числа Рейнольдса, например, первое значение числа Рейнольдса принимается нулевым, что означает, что эффекты турбулентности отсутствуют. Затем по формуле (8.18) вычисляется эффективная проницаемость проппантной пачки, на основании которого можно уже рассчитать по вышеприведённым формулам (8.8) и (8.11) значения безразмерного индекса продуктивности и проводимости трещины. Зная безразмерный индекс продуктивности после ГРП, по формуле можно рассчитать фактический дебит скважины и скорость движения газа по трещине, что дает возможность вычислить число Рейнольдса. Итерационный процесс заканчивается, когда задаваемое число Рейнольдса совпадет с фактическим.

Порядок выполнения практической работы

Задача 8.1

На залежи планируется пробурить ГС длиной $L = 500$ м. Для принятия окончательного решения, необходимо сравнить варианты бурения ГС или бурения ВС с проведением ГРП. Исходные данные для расчета представлены в таблице 8.3. Расчеты выполним для различных масс проппанта на одну операцию ГРП: 50, 75, 100, 125, 150 тонн. Поскольку проницаемость пласта низкая, то расчеты будем выполнять без учета эффектов турбулентности движения по трещинам.

Таблица 8.3 – Исходные данные для расчета

Параметр	Ед. изм.	Значение
Эффективная толщина пласта, h	м	20
Коэффициент проницаемости пласта, k	мкм ²	0,005
Радиус ствола скважины, r_w	м	0,1
Радиус контура дренирования, R_e	м	300
Пористость проппанта, m_p	д.ед.	0,35
Коэффициент проницаемости проппанта, k_f	мкм ²	100
Плотность проппанта, ρ_p	г/см ³	2,65
Размеры области дренирования:		

по оси x, x_e	м	2000
по оси y, y_e	м	1000

Ниже рассмотрим последовательность дизайна ГРП для ВС:

1. Задаваясь массой проппанта, например $M_p = 50\,000$ кг, определим по формуле (8.6) количество проппанта, достигающего намеченного пласта, при этом зададимся условием, что $h/h_f = 1$:

$$V_p = \frac{M_p (h/h_f)}{(1 - m_p) \cdot \rho_p} = \frac{50000 \cdot 1}{(1 - 0,35) \cdot 2,65 \cdot 1000} = 29,03 \text{ м}^3$$

2. По формуле (8.3) вычислим безразмерное число проппанта, если объем дренирования пласта (при прямоугольной форме):

$$V_r = x_e y_e h = 2000 \cdot 1000 \cdot 20 = 40000000 \text{ м}^3$$

$$N_p = \frac{2k_f V_p}{k V_r} = \frac{2 \cdot 100 \cdot 29,03}{0,005 \cdot 40000000} = 0,029$$

3. Для выполнения последующих вычислений рассчитаем соотношение сторон залежи:

$$A_r = y_e/x_e = \frac{1000}{2000} = 0,5.$$

4. По таблице 8.1 подбираем форм-фактор, соответствующий нашему значению A_r . Так при $A_r = 0,5$, $C_A = 21,84$.

5. Для расчета функции F_{opt} в зависимости от соотношения сторон залежи $A_r = 0,5$ зададимся по таблице 8.2 следующими коэффициентами:

$$A=21,4;$$

$$B=54,3;$$

$$C=56,3;$$

$$D=16,9.$$

6. Зная соотношение сторон залежи, рассчитаем по формуле (8.12) безразмерную проводимость трещины при $N_p = 0,1$. При $A_r = 0,5$ выполняется первое условие, поэтому используем следующую формулу:

$$C_{fD\,0.1} = 1,6.$$

7. Зная число проппанта, по формуле (8.11) рассчитаем значение оптимальной безразмерной проводимости трещины. При $N_p \leq 0,1$, выполняется первое условие, поэтому воспользуемся следующей формулой:

$$C_{fD\,opt}(N_p) = 1,6.$$

8. Для расчета безразмерного индекса продуктивности после ГРП, вычислим значение функции F_{opt} :

$$u_{opt} = \ln(C_{fD\,opt}) = \ln(1,6) = 0,47$$

$$F_{opt} = \frac{A + Bu_{opt} + Cu_{opt}^2 + Du_{opt}^3}{10 + 36u_{opt} + 33u_{opt}^2} =$$

$$= \frac{21,4 + (54,3 \cdot 0,47) + (56,3 \cdot 0,47^2) + (16,9 \cdot 0,47^3)}{10 + (36 \cdot 0,47) + (33 \cdot 0,47^2)} = 1,7864$$

9. По формуле (8.8) рассчитаем максимально возможный безразмерный индекс продуктивности после ГРП. Поскольку мы получили значение числа проппанта $N_p \leq 0,1$, то используем следующую формулу:

$$J_{Dmax}(N_p) = \frac{1}{2,7 - 0,5 \cdot \ln(0,029 \cdot 21,86)} = 0,34$$

10. Вычислим из оптимальной безразмерной проводимости трещину соответствующую ее длине и ширину, если объем проппанта в одном из крыльев трещины:

$$V_f = \frac{V_p}{2} = \frac{29,02}{2} = 14,51 \text{ м}^3$$

$$x_{fopt} = \left(\frac{k_f V_f}{C_{fDopt} k h} \right)^{0,5} = \left(\frac{100 \cdot 14,51}{1,6 \cdot 0,005 \cdot 20} \right)^{0,5} = 95,2 \text{ м}$$

$$w_{fopt} = \left(\frac{C_{fDopt} k V_f}{k_f h} \right)^{0,5} = \left(\frac{1,6 \cdot 0,005 \cdot 14,51}{100 \cdot 20} \right)^{0,5} = 0,00762 \text{ м} = 7,62 \text{ мм}$$

11. Из формулы (8.16) вычислим скин-фактор после ГРП, используя значение безразмерного индекса продуктивности, полученного в п.9:

$$S_f = \frac{1}{J_{Dvf}} - \ln \left(\frac{R_e}{r_w} \right) + 3/4 = \frac{1}{0,34} - \ln \left(\frac{300}{0,1} \right) + \frac{3}{4} = -4,33$$

12. Для определения соотношения индексов производительности, по формуле (3.11) необходимо вычислить эффективный радиус для ГС. Если при $L = 500$ м, эквивалентный радиус ее дренирования, рассчитанный в работе 3, составит $R_{eh} = 406$ м, то:

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

$$= \frac{406 \cdot (500/2)}{446,3 \cdot \left(1 + \sqrt{1 - \left(\frac{500}{2 \cdot 446,3} \right)^2} \right) \cdot \left(\frac{20}{2 \cdot 0,1} \right)^{20/500}} = 113,9 \text{ м}$$

13. Подставляя значение эффективного радиуса скважины для ГС и скин-фактор ВС после ГРП в формулу (8.17), рассчитаем соотношение индексов производительности:

$$\frac{J_{Dh}}{J_{Dvf}} = \frac{\left[\ln\left(\frac{R_e}{r_w}\right) - 3/4 + S_f \right]}{\left[\ln\left(\frac{R_{eh}}{r_w'}\right) - 3/4 \right]} = \frac{\left[\ln\left(\frac{300}{0,1}\right) - 3/4 + (-4,33) \right]}{\left[\ln\left(\frac{406}{113,9}\right) - 3/4 \right]} = 5,62$$

14. Повторить аналогичные вычисления для остальных масс проппанта. Полученные результаты свести в таблицу 8.4.

Таблица 8.4 – Результаты проектирования ГРП в ВС

$M_p, \text{т}$	N_p	J_{Dmax}	C_{fDopt}	$x_{fopt}, \text{м}$	$w_{fopt}, \text{мм}$	S_f	$\frac{J_{Dh}}{J_{Dvf}}$
50	0,029	0,34	1,6	95,2	7,62	-4,33	5,62
75	0,044	0,37	1,6	116,6	9,33	-4,53	5,23
100	0,058	0,39	1,6	134,7	10,78	-4,68	4,96
125	0,073	0,40	1,6	150,6	12,05	-4,79	4,74
150	0,087	0,42	1,6	165,0	13,20	-4,88	4,57

Вопросы для самопроверки:

1. Понятие «унифицированный дизайн ГРП».
2. Что предпочтительнее использовать для коллекторов более 10мД?
3. Что можно определить если известна оптимальная безразмерная проводимость трещины?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме: приведены в конце курса лекций под номером [3], [13], [39 - 42].

9. ОЦЕНКА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПОСЛЕ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Цель – Оценить производительность горизонтальных скважин после многостадийного гидравлического разрыва пласта.

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

- знания: понятия многостадийного ГРП, карбонатный коллектор, проницаемость упаковки проппанта.

- умения: выполнять расчет производительности ВС с трещиной ГРП и ГС.

Актуальность темы семинара. При проектировании стратегии разработки месторождения необходимо оценить, могут ли ВС с трещиной ГРП быть полноценной альтернативой бурения ГС

Теоретическая часть

Одной из технологий повышения эффективности разработки объектов в низкопроницаемых и плотных пластах-коллекторах, получившей широкое распространение, является бурение ГС с проведением многостадийного ГРП (МГРП). МГРП предполагает выполнение в одной скважине нескольких стадий ГРП.

Авторы работы [44] провели исследования по сравнению ВС с ГРП и ГС, результаты которого показали, что для корректного сопоставления различных конфигураций и способов заканчивания скважин необходимо всегда оценивать производительность ГС также с ГРП. Как отмечается в исследовании, исключением по проведению ГРП в ГС может являться наличие сильно анизотропных коллекторов, таких как массивные карбонатные коллектора или угли с естественной трещиноватостью.

Применение ГС с МГРП для выработки запасов нефти и газа в нетрадиционных плотных коллекторах позволяет максимизировать контакт ствола скважин, увеличить площадь дренирования, уменьшить суммарное количество скважин на месторождениях, а также привлечь в разработку ранее не дренируемые зоны залежи.

Проведение ГРП в ГС возможно с созданием продольных и поперечных трещин. Образование и развитие трещин по отношению к стволу ГС обуславливается его положением по отношению к направлению максимального напряжения породы (стресса) $\sigma_{H,max}$. Так при расположении горизонтального ствола вдоль линии максимального напряжения образуются продольные трещины (рисунок 9.1), а при перпендикулярном расположении ствола – поперечные трещины.

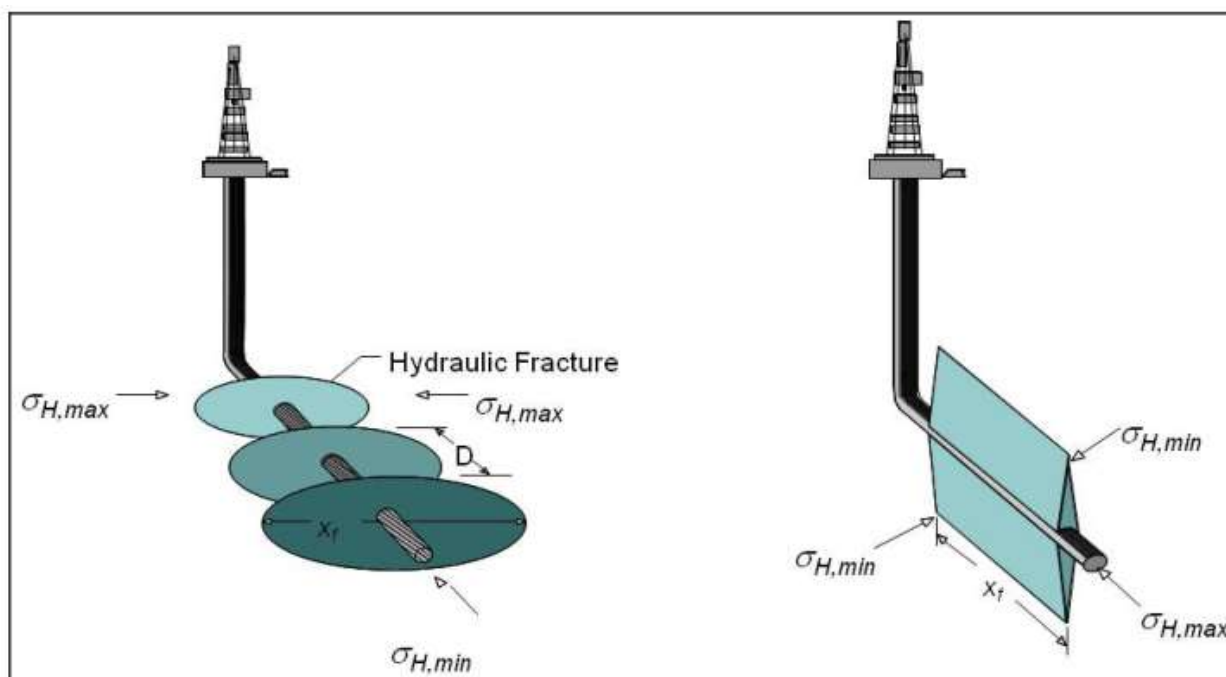


Рисунок 9.1 – Горизонтальная скважина с поперечными (слева) и продольными трещинами (справа) [42]

В работах [3, 42] проведя анализ индекса производительности ГС с МГРП на нефтяных и газовых коллекторах, авторы получили примерные критерии выбора вида МГРП в зависимости от проницаемости (см. таблицу 9.1 и 9.2).

Там же [42] авторами отмечается, что для ГС на нефтяных месторождениях поперечные трещины будут эффективны для коллекторов с проницаемостью до 10 мД. Если проницаемость больше указанной величины, то для разработки нефтяного месторождения следует рассматривать применение ВС с ГРП или ГС с продольными трещинами. Выбор между предлагаемыми стратегиями заканчивания проектных скважин принимается на основе технико-экономического обоснования.

Таблица 9.1 – Критерии подбора типа МГРП в ГС на нефтяных месторождениях

Проницаемость, мД	Наилучшее технико-технологическое решение	Примечание
> 10	ГС, МГРП с продольными трещинами или ВС + ГРП.	Выбор варианта заканчивания осуществляется на основе технико-экономического обоснования
< 10	ГС, МГРП с поперечными трещинами	

Таблица 9.2 – Критерии подбора типа МГРП в ГС на газовых месторождениях

Проницаемость, мД	Наилучшее технико-технологическое решение	Примечание
> 5	ГС, МГРП с продольными трещинами	Во всех случаях
от 0,5 до 5	ГС, МГРП с продольными трещинами или ВС + ГРП	Выбор варианта заканчивания осуществляется на основе технико-экономического обоснования
от 0,1 до 0,5	ГС, МГРП с поперечными трещинами	При $k > 0,5$ мД возможно возникновение эффекта штуцера в

		месте контакта поперечной трещины со стволом скважины, что снижает эффективность МГРП.
< 0,1	ГС, МГРП с поперечными трещинами или ВС + ГРП	Выбор варианта заканчивания осуществляется на основе технико-экономического обоснования

Как видно из таблиц 9.1 и 9.2, если для нефтяных ГС существует четкое разграничение между МГРП с продольными и поперечными трещинами, то для газовых ГС четкие критерии отсутствуют. Авторы работы [3] отмечают, что для МГРП с продольными трещинами в газовой ГС будет эффективен для коллекторов с проницаемостью более 5 мД. Однако применение МГРП с поперечными трещинами в газовых ГС имеет достаточно узкую область ($0,1 \text{ мД} < k < 0,5 \text{ мД}$), поскольку в коллекторах с проницаемостью более 0,5 мД по причине возникновения эффекта штуцера в месте контакта поперечной трещины со стволом скважины, снижается его эффективность. В диапазоне от 0,5 до 5 мД на основе технико-экономического анализа необходимо выбирать между двумя вариантами заканчивания: ГС и МГРП с продольными трещинами или ВС с трещиной ГРП. Коллектора с проницаемостью менее 0,1 мД, в основном характерны для плотных коллекторов или сланцевого газа. Для таких коллекторов применение ВС с ГРП является одним из основных способов их разработки. ГС с поперечными трещинами МГРП могут дать значительные преимущества при разработке плотных коллекторов, но решения должны приниматься по результатам технико-экономического анализа.

Для расчета производительности ГС после ГРП используется большое количество аналитических и численных методов, реализованных в том числе в различных коммерческих симуляторах.

Широкое распространение получили методики Economides и др. [3, 13, 42], предложившие простые аналитические решения по определению притока к ГС с множественными трещинами ГРП. Метод базируется также на унифицированном дизайне ГРП, рассмотренный в предыдущей практической работе. Ниже рассмотрим особенности расчета производительности ГС с МГРП.

Как было сказано выше, в ГС могут образоваться, как поперечные, так и продольные трещины. Что касается последних, как отмечено в работе [3], характеристики таких ГС практически идентичны характеристикам ВС с трещинами. Следовательно, существующие решения для ВС с ГРП могут быть применены к ГС с продольными трещинами.

Поперечные трещины гидроразрыва создаются, когда ГС проходит в пласте перпендикулярно максимальному стрессу и, соответственно, проектируемым трещинам. На рисунке 9.2 представлена схема ГС с поперечной трещиной ГРП. В соответствии с такой конфигурацией ГС Economides и др. в работе [41, 42] предполагают, что поток флюида из пласта в трещину будет линейным, а потом в трещине радиально сходится. Там же отмечается, что такая комбинация потоков приводит к дополнительным потерям давления и скин-эффекта, который они предлагают вычислять по формуле:

$$S_c = \frac{kh}{k_f w_f} \left[\ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) - \frac{\pi}{2} \right] \quad (9.1)$$

Тогда безразмерный индекс продуктивности одиночной поперечной трещины, пересекающей горизонтальную скважину, можно получить по следующей формуле (без учета эффектов турбулентности) [41, 42]:

$$J_{Dth n} = \frac{1}{\left(\frac{1}{J_{Dvf}}\right) + S_c} \quad (9.2)$$

где J_{Dvf} – это безразмерный индекс производительности ВС после ГРП (см. работу 8).

Таким образом, для каждой поперечной трещины используется унифицированный дизайн ГРП, который позволяет рассчитать безразмерный индекс производительности одной поперечной трещины и др. параметры трещины.

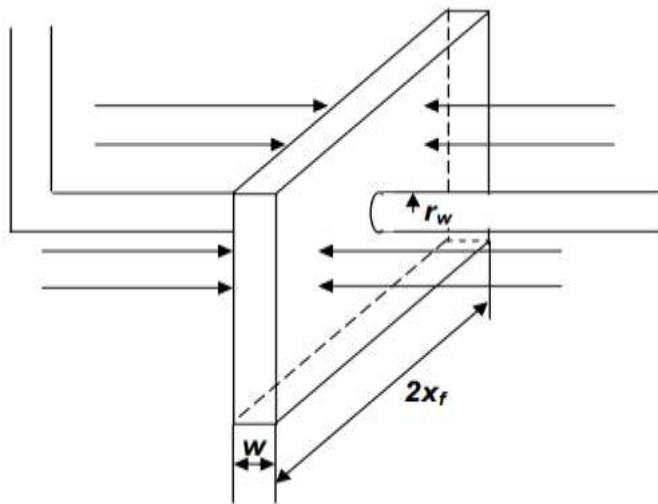


Рисунок 9.3 – Боковой вид – течение из залежи в разрыв [41]

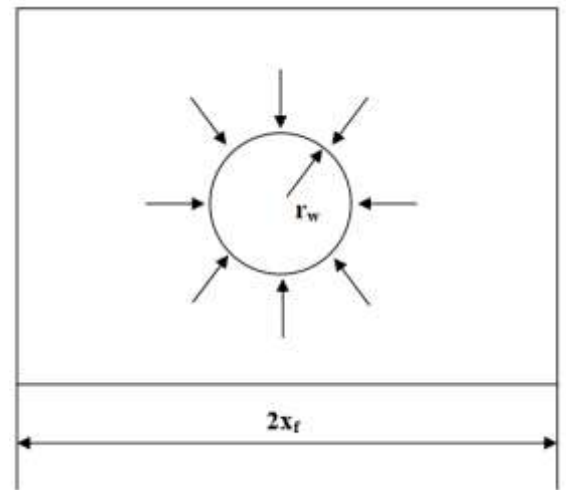


Рисунок 9.4 – Вид сверху – течение из разрыва в скважину [41]

Если предположить, что общий поток в скважине проходит только через трещины, суммарный безразмерный индекс продуктивности ГС с n поперечными трещинами собой сумму индивидуальных индексов продуктивности от каждой поперечной трещины (стадии ГРП) [41, 42]:

$$J_{DTH} = n J_{Dth n} \quad (9.3)$$

При расчете ГС с поперечными трещинами ГРП необходимо учитывать эффекты турбулентности, которые, вероятно, будут значительными из-за высокой скорости потока газа. В предыдущей практической работе рассмотрена итерационная процедура при расчете числа Рейнольдса потока газа в трещине, предложенная Economides и др [3, 42], которая также может быть использована при расчете МГРП в газовой скважине. При этом при движении газа, площадь потока в поперечной трещине будет равна $2\pi r_w w_f$.

Помимо подбора оптимальной массы пропанта на стадию, т.е. проектирование оптимального размещения пропанта в трещинах, в дизайне МГРП важным элементом является также количество стадий ГРП. В связи с этим, в продолжение теории унифицированного дизайна МГРП в работе [45] для определения оптимального количества стадий предложено использовать формулу:

$$n = N_p \frac{k x_e}{2k_f w_{min}} \quad (9.4)$$

где w_{min} – минимальная ширина трещины, определяется тремя диаметрами пропанта.

Тем, не менее окончательно решение по количеству трещин при МГРП, в большей степени, будет приниматься по результатам технико-экономического анализа.

Порядок выполнения практической работы

Задача 9.1

На залежи планируется пробурить ГС длиной $L = 500$ м. Исходные данные для расчета представлены в таблице 9.3. На скважине планируется провести МГРП. Требуется определить производительность ГС с МГРП при различных массах проппанта на одну стадию: 25, 50, 100, 150 тонн. Планируется проведение 5 стадий ГРП. Расчеты будем выполнять без учета эффектов турбулентности движения по трещинам.

Таблица 9.3 – Исходные данные для расчета

Параметр	Ед. изм.	Значение
Эффективная толщина пласта, h	м	20
Коэффициент проницаемости пласта, k	мкм ²	0,005
Радиус ствола скважины, r_w	м	0,1
Радиус контура дренирования, R_e	м	300
Пористость проппанта, m_p	д.ед.	0,35
Коэффициент проницаемости проппанта, k_f	мкм ²	100
Плотность проппанта, ρ_p	г/см ³	2,65
Размеры области дренирования:		
по оси x , x_e	м	2000
по оси y , y_e	м	1000

1. Процесс планирования для одной стадии МГРП аналогичен процессу дизайна ГРП в ВС, поэтому следуя пунктам 1 – 10 задачи 8.1 в работе 8 рассчитаем для каждого значения массы проппанта безразмерный индекс производительности и другие параметры трещины.

Задаваясь массой проппанта, например $M_p = 25\ 000$ кг, определим по формуле (8.6) количество проппанта, достигающего намеченного пласта, при этом зададимся условием, что $h/h_f = 1$:

$$V_p = \frac{M_p (h/h_f)}{(1 - m_p) \cdot \rho_p} = \frac{25000 \cdot 1}{(1 - 0,35) \cdot 2,65 \cdot 1000} = 14,51 \text{ м}^3$$

2. По формуле (8.3) вычислим безразмерное число проппанта, если объем дренирования пласта (при прямоугольной форме):

$$V_r = x_e y_e h = 2000 \cdot 1000 \cdot 20 = 40000000 \text{ м}^3$$

$$N_p = \frac{2k_f V_p}{k V_r} = \frac{2 \cdot 100 \cdot 14,51}{0,005 \cdot 40000000} = 0,015$$

3. Для выполнения последующих вычислений рассчитаем соотношение сторон залежи:

$$A_r = y_e/x_e = \frac{1000}{2000} = 0,5.$$

4. По таблице 8.1 подбираем форм-фактор, соответствующий нашему значению A_r . Так при $A_r = 0,5$, $C_A = 21,84$.

5. Для расчета функции F_{opt} в зависимости от соотношения сторон залежи $A_r = 0,5$ зададимся по таблице 8.2 следующими коэффициентами:

$$A=21,4;$$

$$B=54,3;$$

$$C=56,3;$$

$$D=16,9.$$

6. Зная соотношение сторон залежи, рассчитаем по формуле (8.12) безразмерная проводимость трещины при $N_p = 0,1$. При $A_r = 0,5$ используем следующую формулу:

$$C_{fD 0.1} = 1,6.$$

7. Зная число проппанта, по формуле (8.11) рассчитаем значение оптимальной безразмерной проводимости трещины. При $N_p \leq 0,1$, воспользуемся следующей формулой:

$$C_{fDopt}(N_p) = 1,6.$$

8. Для расчета безразмерного индекса продуктивности после ГРП, вычислим значение функции F_{opt} :

$$u_{opt} = \ln(C_{fDopt}) = \ln(1,6) = 0,47$$

$$\begin{aligned} F_{opt} &= \frac{A + Bu_{opt} + Cu_{opt}^2 + Du_{opt}^3}{10 + 36u_{opt} + 33u_{opt}^2} = \\ &= \frac{21,4 + (54,3 \cdot 0,47) + (56,3 \cdot 0,47^2) + (16,9 \cdot 0,47^3)}{10 + (36 \cdot 0,47) + (33 \cdot 0,47^2)} = 1,7864 \end{aligned}$$

9. По формуле (8.8) рассчитаем максимально возможный безразмерный индекс продуктивности после ГРП. Поскольку мы получили значение числа проппанта $N_p \leq 0,1$, то используем следующую формулу:

$$J_{Dmax}(N_p) = \frac{1}{2,7 - 0,5 \cdot \ln(0,015 \cdot 14,51)} = 0,305$$

10. Вычислим из оптимальной безразмерной проводимости трещину соответствующую ее длине и ширину, если объем проппанта в одном из крыльев трещины:

$$V_f = \frac{V_p}{2} = \frac{14,51}{2} = 7,25 \text{ м}^3$$

$$x_{fopt} = \left(\frac{k_f V_f}{C_{fDopt} k h} \right)^{0.5} = \left(\frac{100 \cdot 7,25}{1,6 \cdot 0,005 \cdot 20} \right)^{0.5} = 67,3 \text{ м}$$

$$w_{fopt} = \left(\frac{C_{fDopt} k V_f}{k_f h} \right)^{0.5} = \left(\frac{1,6 \cdot 0,005 \cdot 7,25}{100 \cdot 20} \right)^{0.5} = 0,0054 \text{ м} = 5,4 \text{ мм}$$

11. Далее рассчитываем скин-фактор за счет дополнительных сопротивлений в поперечной трещине:

$$S_c = \frac{kh}{k_f w_f} \left[\ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) - \frac{\pi}{2} \right] = \frac{0,005 \cdot 20}{100 \cdot 0,0054} \left[\ln \left(\frac{20}{2 \cdot 0,1} \right) - \frac{\pi}{2} \right] = 0,56$$

12. Используя значение безразмерного индекса производительности после ГРП, полученное в пункте 9, вычислим безразмерный индекс продуктивности одиночной поперечной трещины по формуле:

$$J_{Dth n} = \frac{1}{\left(\frac{1}{J_{Dvf}} \right) + S_c} = \frac{1}{\left(\frac{1}{0,305} \right) + 0,26} = 0,261$$

13. Далее, зная количество стадий ГРП на ГС, найдем суммарный безразмерный индекс продуктивности ГС с n поперечными трещинами:

$$J_{DTH} = n J_{Dth n} = 5 \cdot 0,261 = 1,303$$

14. Сравним производительность ГС с поперечными трещинами при МГРП с производительностью ВС с трещиной ГРП, для этого используем максимальное значение безразмерного индекса продуктивности, полученное в пункте 9:

$$\frac{J_{Dth n}}{J_{Dvf}} = 0,261/0,305 = 0,85$$

$$\frac{J_{DTH}}{J_{Dvf}} = 1,303/0,305 = 4,27$$

14. Повторить аналогичные вычисления для остальных масс проппанта. Полученные результаты свести в таблицу 9.4.

Таблица 9.4 – Результаты расчета дебита ГС после МГРП

M_p, τ	N_p	n	J_{Dmax}	C_{fDopt}	$x_{fopt}, м$	$w_{fopt}, мм$	$J_{Dth n}$	J_{DTH}	$\frac{J_{Dth n}}{J_{Dvf}}$	$\frac{J_{DTH}}{J_{Dvf}}$
25	0,015	5	0,31	1,6	67,3	5,39	0,26	1,30	0,85	4,27
50	0,029	5	0,34	1,6	95,2	7,62	0,30	1,50	0,88	4,40
100	0,058	5	0,39	1,6	134,7	10,78	0,35	1,75	0,90	4,51
150	0,087	5	0,42	1,6	165,0	13,20	0,38	1,92	0,91	4,56

Вопросы для самопроверки:

1. Критерии подбора типа МГРП в ГС на нефтяных месторождениях.
2. Критерии подбора типа МГРП в ГС на газовых месторождениях.
3. В каком случае создаются поперечные трещины гидроразрыва пласта?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме: приведены в конце курса лекций под номером [3], [13], [10], [11].

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
к самостоятельной работе**

ОП.14. Нетрадиционные источники углеводов

Специальность 21.02.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Форма обучения очная

Самостоятельная работа студентов (СРС) в системе среднего профессионального образования (СПО) — это планируемая учебная, учебно-исследовательская или научно-исследовательская деятельность, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

Нормативная база:

- Федеральный закон «Об образовании в РФ»;
- Федеральные государственные образовательные стандарты СПО (ФГОС СПО);
- учебный план;
- рабочие программы учебных дисциплин и профессиональных модулей.

Цель СРС: формирование навыков самообразования, развитие самостоятельности, ответственности и организованности в решении учебных и профессиональных задач.

Задачи СРС:

- систематизация, закрепление и углубление теоретических знаний;
- приобретение и совершенствование практических умений и навыков;
- развитие общих и профессиональных компетенций;
- формирование опыта творческой и исследовательской деятельности;
- выработка профессионально значимых качеств (инициативность, способность работать в команде, стремление к саморазвитию).

2. Виды самостоятельной работы

По форме организации:

- **индивидуальная** — студент самостоятельно определяет содержание работы и выбирает способы её выполнения;
- **групповая** — совместная проработка материала, выполнение лабораторных работ, взаимная проверка заданий, проектная деятельность;
- **фронтальная** — общее задание для всех студентов с единым инструктажем педагога (эффективна на начальном этапе изучения темы).

По целевому признаку:

- **овладение знаниями** (конспектирование, чтение, составление планов, подготовка докладов);
- **закрепление и систематизация знаний** (решение задач, выполнение упражнений, работа с тестами);
- **формирование компетенций** (проектирование, моделирование, анализ производственных ситуаций).

3. Этапы организации самостоятельной работы

1. Подготовительный:

- определение целей и задач;
- составление плана работы;
- подготовка методического обеспечения и оборудования;
- разработка заданий и критериев оценки.

2. Основной:

- выполнение заданий в аудиторное и внеаудиторное время;
- фиксирование промежуточных результатов;
- консультации с преподавателем (при необходимости).

3. Заключительный:

- проверка и оценка результатов;
- анализ эффективности применяемых форм работы;
- корректировка заданий и методов организации СРС.

4. Рекомендации по выполнению конкретных видов работ

А. Подготовка к практическим занятиям:

- изучите конспект лекции по теме;

- ознакомьтесь с нормативными документами и литературой (обязательной и дополнительной);
- разберите порядок выполнения работы или алгоритм, предложенный преподавателем;

- выполните задания строго по инструкции;
- оформите отчёт в соответствии с требованиями.

Б. Написание реферата:

- выберите тему из предложенного списка или согласуйте свою с преподавателем;
- подберите 5–10 актуальных источников (учебники, статьи, интернет-ресурсы);
- составьте план работы;
- раскройте суть проблемы, приведите разные точки зрения и выразите собственное мнение;
- оформите текст по стандартам (титальный лист, оглавление, введение, основная часть, заключение, список литературы);
- подготовьтесь к защите (краткое выступление 5–7 минут).

В. Составление конспекта:

- выделите ключевые идеи и термины;
- используйте сокращения, схемы, таблицы для структурирования информации;
- отразите логические связи между понятиями;
- сделайте выводы по каждому разделу.

Г. Решение задач и упражнений:

- внимательно прочитайте условие;
- определите, какие теоретические знания необходимы для решения;
- запишите формулы, законы, правила, которые применяются в данной задаче;
- последовательно выполните все шаги решения;
- проверьте ответ и оформите его в соответствии с требованиями.

Д. Подготовка к контрольным работам:

- повторите теоретический материал по конспектам и учебникам;
- выучите основные определения и законы;
- ответьте на контрольные вопросы для самопроверки;
- прорешайте типовые задачи и тесты;
- проанализируйте ошибки в предыдущих работах.

Е. Подготовка к экзамену:

- систематизируйте конспекты лекций и учебные материалы;
- составьте обобщающие таблицы или схемы по темам;
- отработайте практические навыки (решение задач, анализ ситуаций);
- проведите самоконтроль с помощью тестов или вопросов;
- устраните пробелы в знаниях, опираясь на замечания преподавателя.

5. Критерии оценки самостоятельной работы

- качество освоения учебного материала;
- умение применять теоретические знания на практике;
- логичность и аргументированность изложения;
- самостоятельность и творческий подход;
- соответствие оформления установленным требованиям;
- своевременность сдачи работы.

6. Советы для студентов

- планируйте время: распределяйте нагрузку равномерно, не откладывайте выполнение заданий на последний день;
- используйте разные источники информации (учебники, научные статьи, электронные библиотеки);

- обсуждайте сложные вопросы с одногруппниками и преподавателем;
- развивайте навыки работы с информацией: умение выделять главное, структурировать данные, критически оценивать источники;
- регулярно проверяйте прогресс и корректируйте план работы при необходимости.