



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-Инжиниринг

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В
УСЛОВИЯХ НЕЛИНЕЙНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

Инженер 1 категории Отдела проектирования
и мониторинга проектирования разработки Южного региона О.Н. Шевченко

Актуальность, цель и идея работы

Актуальность работы:

Основную часть разрабатываемых и вводимых в освоение месторождений относится к категории трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). В последнее время широкое распространение получила разработка месторождений ТРИЗ со следующими параметрами:

- месторождения с тонкой нефтенасыщенной оторочкой (до 15 м), с газовой шапкой и подошвенной водой;
- месторождения тяжелой нефти, с вязкостью более 30 мПа*с;
- месторождения с низкой проницаемостью коллектора (менее 0,002 мкм²).

В данных условиях, фильтрация флюида не может быть описана линейным законом Дарси.

Для разработки месторождений широкого применения получило бурение горизонтальных скважин.

Погрешность существующих методов аналитического расчета дебита горизонтальных достигает в среднем более 50%, в этой связи поиск путей решения проблемы максимального приближения расчетных данных к фактическим показателям является актуальным вопросом.

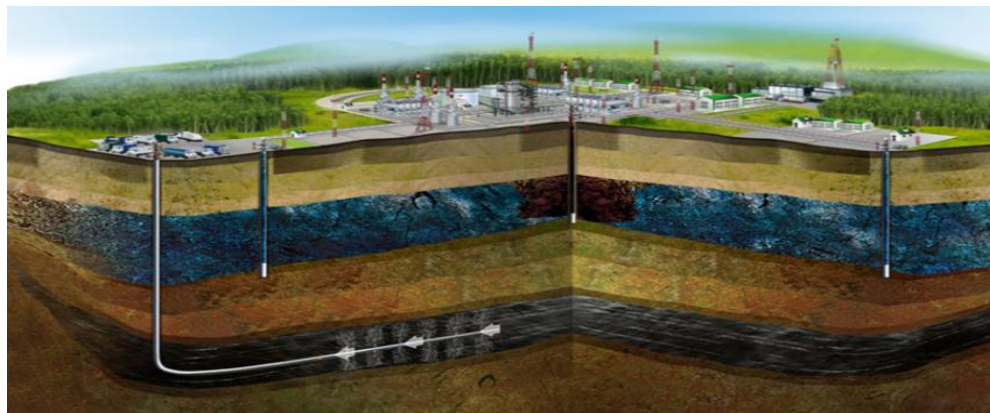
Цель работы:

Повышение достоверности прогнозных показателей притока флюида к стволу горизонтальной скважины в условиях нелинейной фильтрации.

Идея работы:

Совершенствование существующих аналитических методов для прогнозирования процесса разработки горизонтальными скважинами в осложненных условиях, с учетом нелинейной фильтрации.

Аналитический прогноз дебита ГС, согласно классическим формулам



L – длина горизонтальной скважины
 R – радиус контура питания
 r_c – радиус скважины
 a – главная полуось эллипса дренирования в гор.плоск
 (h^*) – расстояние от скважины до границы пласта
 a – главная полуось эллипса – зоны дренирования скважины

$$Q = \frac{2\pi kh \Delta P}{B \mu} / C_{(1,2,3,4)}$$

(Борисов-Табakov, 1964)

$$C_1 = \ln(4R/L) + (h/L)\ln(h/2\pi r_c)$$

(Giger, 1984)

$$C_2 = \ln(2R/L + \sqrt{((2R/L)^2 - 1)}) + (h/L)\ln(h/2\pi r_c)$$

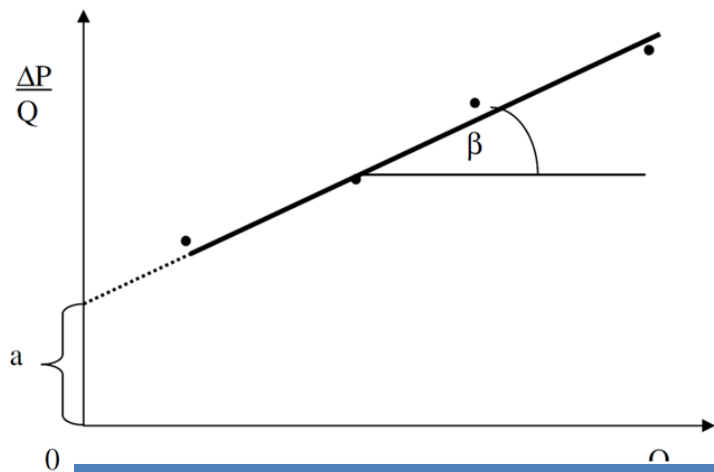
(Joshi, 1991)

$$C_3 = \ln(2a/L + \sqrt{((2a/L)^2 - 1)}) + (h/L)\ln(h/2\pi r_c), \text{ где } 2a/L = \sqrt{(1/2 + \sqrt{(1/4 + (2R/L)^4})})$$

(Чарный, 1954)

$$C_4 = 2\pi(h^*)/h + \ln(h/2\pi r_c)$$

Пределы применимости линейного закона фильтрации.



$$\frac{\Delta p}{L} = aV \left(1 + \frac{b}{a}V\right) = aV \left(1 + \frac{V}{V_*}\right),$$

$$a = \frac{\mu}{k} \quad \text{Па} \cdot \text{с} / \text{м}^2$$

$$\frac{\Delta p}{L} = aV \quad (\text{Дарси})$$

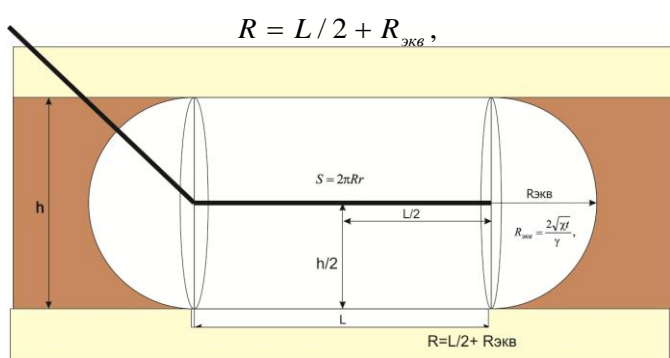
$$b = \frac{12 \cdot 10^{-5} \rho d_g^2}{3} \quad \text{кг/м}^2 \cdot \text{м}^2$$

$$\frac{\Delta p}{L} = bV^2 \quad (\text{Краснопольский})$$

$$V_* = \frac{a}{b} \quad \frac{100}{d} = \sum \frac{\Delta q_i}{d_i}$$

Условия	Факторы нелинейности
При прорыве газа из газовой шапки, на месторождениях с тонкой нефтяной оторочкой (до 15 м) и подошвенной водой.	Наличие высоких скоростей фильтрации, за счет режима естественного газлифта, при которых число Рейнольдса превышает значения характерные для линейного течения.
В условиях высоковязких нефтей (выше 30 мПа*с).	Наличие предельного напряжения сдвига, обусловленное реологическими свойствами фильтрующейся жидкости.
В условиях низкопроницаемых коллекторов (менее 0,002 мкм ²).	Существование начального градиента фильтрации

1. Метод аналитического прогноза начального дебита горизонтальной скважины в условиях прорыва газа газовой шапки, в присутствии тонкой нефтяной оторочки и подошвенной воды



Эквивалентный радиус дренирования

$$R_{\text{экв}} = \frac{2\sqrt{\chi T}}{\gamma}$$

где $\gamma=1,78$ – постоянная Эйлера,
 χ – коэффициент пьезопроводности пласта

Площадь сечения фильтрации

$$S = 2\pi Rr$$

L – длина горизонтальной скважины;
 R – радиус большей полуоси дренирования скважины;
 r – радиус меньшей полуоси дренирования скважины;
 h – толщина продуктивного пласта.

Критическая скорость фильтрации

$$V_* = \frac{a}{b}$$

$V \leq V_*$
 $q = SV$
 Начальный дебит ГС

$$Q = 2\pi Rr \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{L}$$

Предельный градиент давления

Фактическая скорость фильтрации

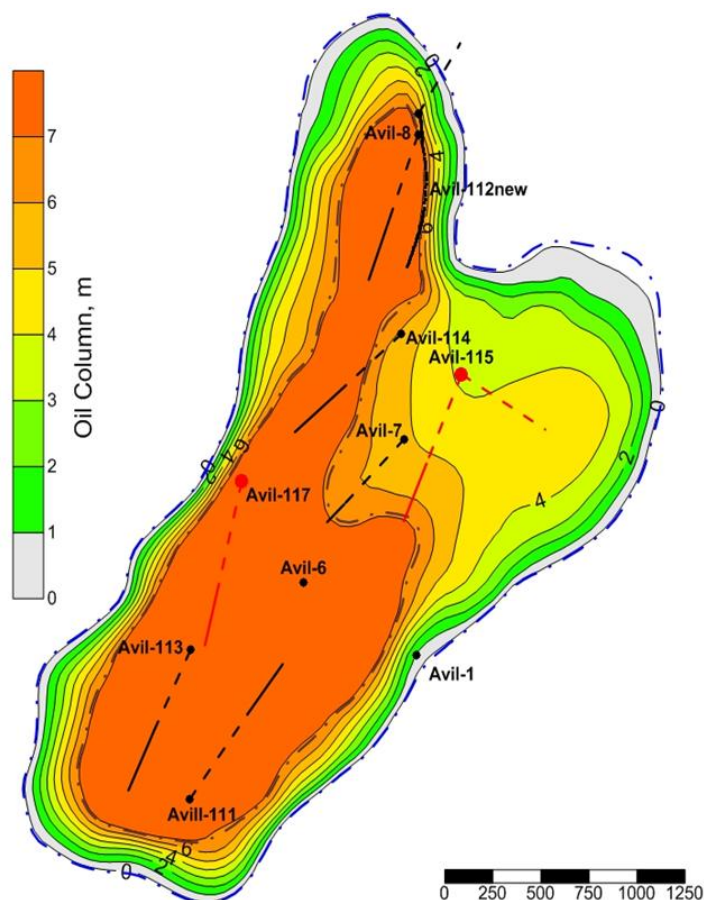
Фактический градиент давления

$V \geq V_*$
 $q = SV$
 Начальный дебит ГС

$$Q = \frac{\pi^2 R_k}{h} \left[\sqrt{\frac{(P_k - P_c) R_k^3 r_c^3}{(R_k^3 - r_c^3)}} + h \sqrt{\frac{(P_k - P_c) \cdot R_k \cdot r_c}{(R_k - r_c) b}} \right]$$

Объект исследования

Авиловское газонефтяное месторождение

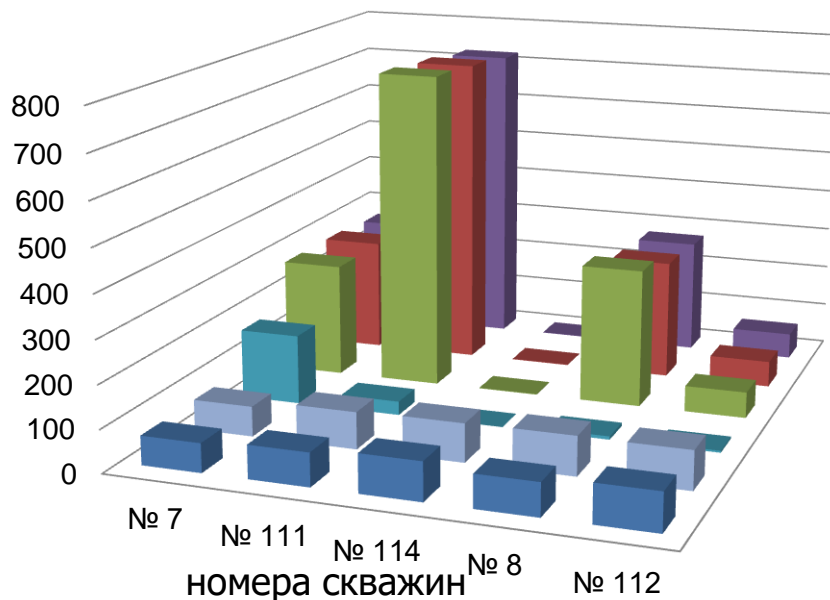


Пласт С1bb бобриковского горизонта

Параметры	Пласт С1bb
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	2328.6 (-1905.0)
Тип залежи	массивная, подстилаемая водой
Тип коллектора	терригенный, поровый
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5.3
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	3.3
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	43.8
Кэффициент пористости нефтенасыщенной части, д. ед.	0.20
Кэффициент пористости газонасыщенной части, д. ед.	0.19
Кэффициент нефтенасыщенности, д. ед.	0.68
Кэффициент газонасыщенности, д. ед.	0.91
Проницаемость (BC / GC), мкм ²	0.024 / 0.080
Кэффициент песчанности, д. ед.	0.99
Расчлененность	1.33
Начальная пластовая температура, оС	57
Начальное пластовое давление, МПа	20.9
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	0.551
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0.698
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0.812
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.306
Давление насыщения нефти газом, МПа	20.8
Газовый фактор, м ³ /т	147.7
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа·с	0.816
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1.129
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1.120
Сжимаемость, 1/МПа.10 ⁻⁴	
нефти	19.2
воды	4.35
породы	0.43
Кэффициент продуктивности по ГДИ (BC / GC), м ³ /(сут·МПа)	151.5 / 2 552.1

Сравнительный анализ погрешности расчета дебита нефти по классическим формулам и предложенной методике

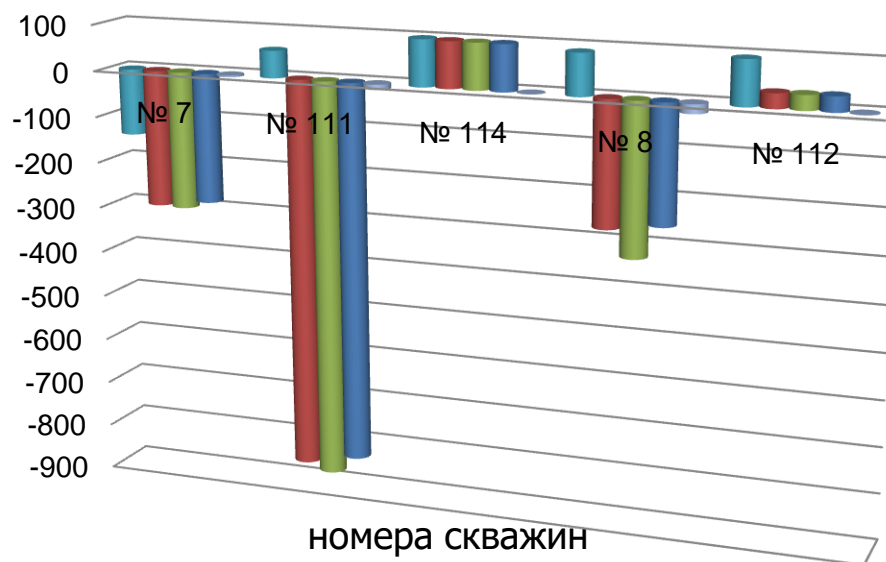
Дебит горизонтальной скважины



- Фактический дебит скважины, м3/сут
- по новой формуле (для высоких скоростей фильтрации), м3/сут
- По формуле И.А. Чарного, м3/сут
- По формуле Giger F, м3/сут
- По формуле Ю.Т.Борисова и В.П.Табакова, м3/сут
- По формуле Joshi S., м3/сут

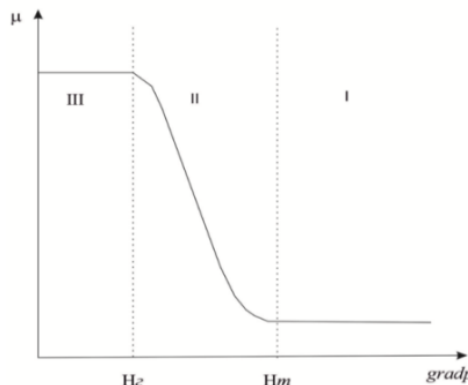
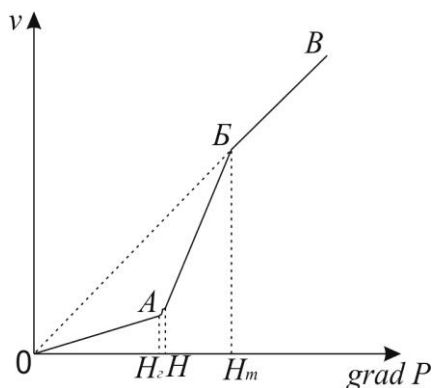
Сравнение расчетного начального дебита ГС по классическим формулам и предложенной методике.

Относительная погрешность расчетных формул



- По формуле И.А. Чарного, м3/сут
- По формуле Ю.Т.Борисова и В.П.Табакова, м3/сут
- По формуле Giger F, м3/сут
- По формуле Joshi S., м3/сут
- по новой формуле (для высоких скоростей фильтрации), м3/сут

2. Метод аналитического прогноза начального дебита горизонтальной скважины пробуренной в условиях высоковязких нефтей



$$v_i = -\frac{k}{\mu} \left(1 - \frac{H}{|\text{grad } p|} \right) \frac{\partial p}{\partial x_i} \quad \text{при } |\text{grad } p| \geq H,$$

$$v_i = 0 \quad \text{при } |\text{grad } p| < H.$$

ОА - область, где жидкость фильтруется с малой скоростью и наибольшей вязкостью из-за практически неразрушенной структуры, наблюдается явление ползучести (градиент сдвига).

АБ - область, где жидкость фильтруется с переменной вязкостью, здесь одновременно наблюдаются явления восстановления и разрушения структуры, а скорость фильтрации резко увеличивается.

БВ - область, где жидкость фильтруется с полностью разрушенной структурой и наименьшей вязкостью. Продолжение участка проходит через начало координат, что характеризует ньютоновский характер течения.

Эквивалентный радиус дренирования

$$R_{\text{экв}} = \frac{2\sqrt{\chi T}}{\gamma},$$

Площадь сечения фильтрации

$$S = 2\pi Rr$$

Предельный градиент давления

Для расчета критических градиентов давления, воспользуемся эмпирическими зависимостями представленными для нефтей карбона месторождений Татарии, так как в основном большинство залежей располагается именно в пластах каменноугольного возраста *Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. - М.: Недра, 1975. – 168 с

Фактическая скорость фильтрации

Начальный дебит ГС

$$Q = \frac{\pi^2 R_k}{h} \left[\sqrt{\frac{(P_k - P_c) R_k^3 r_c^3}{(R_k^3 - r_c^3)}} + h \sqrt{\frac{(P_k - P_c) \cdot R_k \cdot r_c}{(R_k - r_c) b}} \right]$$

Объект исследования

Месторождение Воздвиженское



Наименование параметра	Значение
Пластовое давление, МПа	15.9
Пластовая температура, °С	28
Массовое содержание в нефти асфальтенов, %	2.91
Массовое содержание в нефти смол, %	11.97
Массовое содержание в нефти парафинов, %	4.47
Содержание в нефти растворенного азота, м ³ /м ³	0.003
Содержание в нефти растворенного метана, м ³ /м ³	0.008
Содержание в нефти растворенного этана, м ³ /м ³	0.03
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	913.8
Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с	209.3
Проницаемость, мкм ²	0.264

Объект исследования

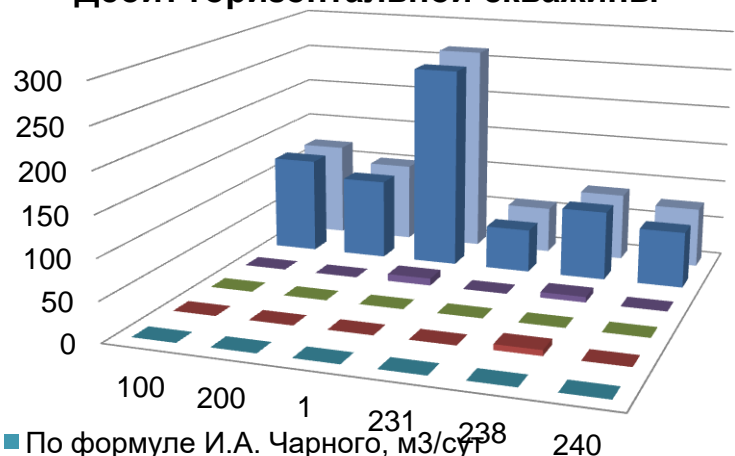
Месторождение Воздвиженское

Пласт	верейский (пласт A ₂ +A ₃)	верейский (пласт A ₃)	башкирский (пласт A ₄)	тульский (пласт B ₀)					турнейский (пласт B ₁)
	Калашни- ковский	Центрально- Воздвижен- ский	Калашни- ковский	Северо- Чистовский, р-он скв.81	Северо- Чистовский, р-он скв.80	Чистовский	Центрально- Воздвижен- ский	Восточно- Воздвижен- ский	Восточно- Воздвижен- ский
Абс. отметка кровли, м	-944.5	-999.5 -1007.8	-972.3	-1322.7	-1313.8 -1321.2	-1302.8	-1310.6 -1317.1	-1285.6 -1300.1	-1307.3
Абсолютная отметка ВНК, м	-968.9	-1011.4	-983.8	-1324.8	-1315.8	-1312.5	-1319.9	-1302.8	-1329.1
Тип залежи	пластово-сводовая			пластово-сводовая					пластово-сводовая
Тип коллектора	карбонатный			терригенный					карбонатный
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	1197	1384	330	319	124	555	298	894	1018
Ср. эф. нефтенасыщенная толщина, м	5.5	2.3	2.8	2.1	2.5	3.3	3.3	1.8	12.6
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0.66	0.45	0.27	0.55	0.75	0.58	0.72	0.60	0.71
Расчлененность	18.0	2.5	9.0	1.0	1.0	3.0	1.0	1.0	1.0
Проницаемость, мкм ²	0.031	0.078	0.079	0.966	0.264	0.352	0.671	0.289	0.004
Коэффициент пористости, д.ед.	0.14	0.16	0.14	0.26	0.22	0.23	0.24	0.22	0.12
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0.78	0.79	0.89	0.91	0.87	0.80	0.80	0.85	0.80
Начальная пластовая температура, °С	22.7	26.0	23.3	27.0	27.0	26.0	27.0	27.0	30.2
Начальное пластовое давление, МПа	11.2	11.5	11.5	14.8	14.7	14.6	14.8	14.7	13.9
Давление насыщения нефти газом, МПа	3.1	2.0	3.7	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	2.9
Газосодержание нефти, м ³ /т	3.02	4.00	4.71	7.96	7.96	7.96	7.96	12.20	3.40
Плотность нефти в станд. условиях, т/м ³	0.917	0.921	0.945	0.906	0.906	0.906	0.906	0.919	0.937
Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа·с	63	435	264	71	73	73	73	99	450
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.023	1.070	1.015	1.014				1.034	1.016
Плотность воды в пласт. условиях, т/м ³	1.123	1.12	1.124	1.141					1.146
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут*МПа	1.6	0.004	1.4	-	-	-	-	8.4	0.4
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.571	0.388	0.518	0.605	0.537	0.562	0.524	0.533	0.327

Определение начального дебита ГС

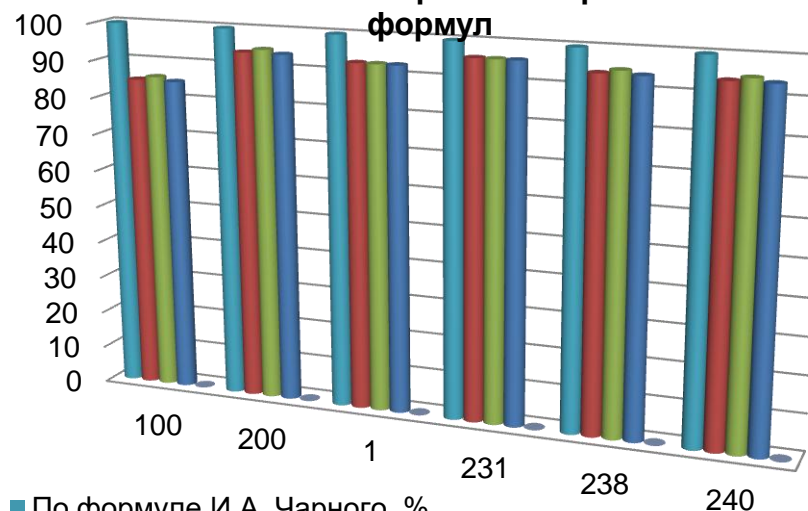
№ скв.	Длина гор. уч., м	Толщ. пласта, м	Радиус малой полуоси дрен., м*	Радиус большей полуоси дрен., м	Площадь дренир. гор. скв., м ²
100	225	3.4	1.7	339.5	3625
200	230	2.4	1.2	342	2577
1	210	5	2.5	332	5212
231	205	1.8	0.9	329.5	1862
238	248	2	1	351	2204
240	235	1.8	0.9	344.5	1947
205	220	2.6	1.3	337	2751

Дебит горизонтальной скважины



- По формуле И.А. Чарного, м3/сут
- По формуле Ю.Т.Бори-сова и В.П.Таба-кова, м3/сут
- По формуле Giger F, м3/сут
- По формуле Joshi S., м3/сут
- Дебит факт., м3/сут
- Начальный дебит расчет, м3/сут

Относительная погрешность расчетных формул



- По формуле И.А. Чарного, %
- По формуле Ю.Т.Бори-сова и В.П.Таба-кова, %
- По формуле Giger F, %
- По формуле Joshi S., %
- Относительная погрешность, %

3. Метод аналитического прогноза динамики дебита жидкости из горизонтальной скважины с МГРП, пробуренной в низкопроницаемом коллекторе

Условный объём дренирования пласта

$$V_y = \pi m \frac{L h^2}{2 \cdot 2} + \frac{4}{3} \pi m R_{эке}^3, \quad R_{эке} = \frac{2\sqrt{\chi t}}{\gamma}$$

Начальный упругий запас жидкости, заключенный в объёме дренирования

$$V_{жс} = \beta^* V_y \Delta P$$

Начальный дебит скважины

Дебит скважины

$$Q_{all} = Q_{vert} + Q_{hor}$$

$$Q = \frac{\pi^2 R_k}{h} \left[\sqrt{\frac{(P_k - P_c) R_k^3 r_c^3}{(R_k^3 - r_c^3)}} + h \sqrt{\frac{(P_k - P_c) \cdot R_k \cdot r_c}{(R_k - r_c) b}} \right]$$

$$Q = n Q_{all}$$

Остаточный упругий запас жидкости

$$\Delta V_{жс} = V_{жс} - Q$$

$$Q_{vert} = \frac{2\pi k h (P_p - P_s)}{\mu \left(\ln \frac{R_p}{R_t} + C_1 + C_2 + S \right)}$$

Пластовое давление

$$P_{пл} = \frac{\Delta V_{жс}}{\beta^* V_y} + P_{заб}$$

Проницаемость трещин МГРП (начальная)

$$k_{нач} = \frac{\mu b Q_{vert} \left(\ln \frac{R_p}{R_t} + C_1 + C_2 + S \right)}{2\pi h (P_{пл} - P_{заб})}$$

Изменение проницаемости трещин, с течением времени

$$k_{тек} = k_{нач} (A + B P_{пл} - C P_{зоп})$$

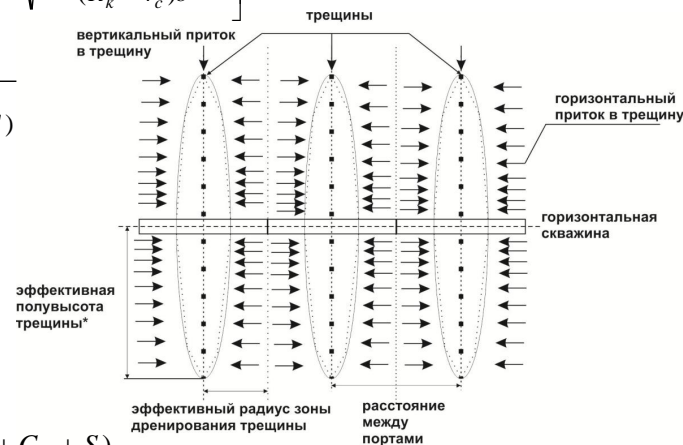
Высота максимальной открытости трещины

$$H = \sqrt{\frac{12 k_{тек}}{n}}$$

n – число трещин МГРП

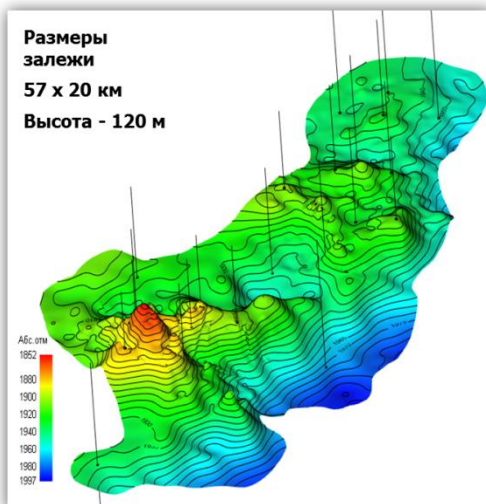
A, B, C – эмпирические коэффициенты, зависящие от упругих свойств матрицы коллектора

Высота максимальной открытости трещины больше нефтенасыщенной толщины пласта



Объект исследования

Месторождение им. В.Н. Виноградова



Параметры	АС ₃
Ср. гл. залегания кровли (абс. отм.), м	2216.8 (-1909.4)
Тип залежи	лит.-экран.
Тип коллектора	поровый
Ср. эф. нефтенасыщенная толщина, м	5.4
Коэффициент пористости	0.18
Коэффициент нефтенасыщенности	0.37
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	0.87
Коэффициент песчаности	0.72
Расчлененность	3.2
Начальное пластовое давление, МПа	20.05
Вязкость нефти в пласт. усл., мПа·с	0.77
Плотность нефти в поверх. усл., т/м ³	0.834
Давление насыщения, МПа	12.1
Коэффициент вытеснения	0.416

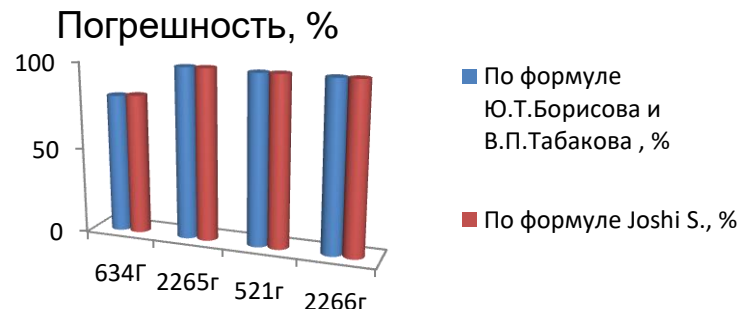
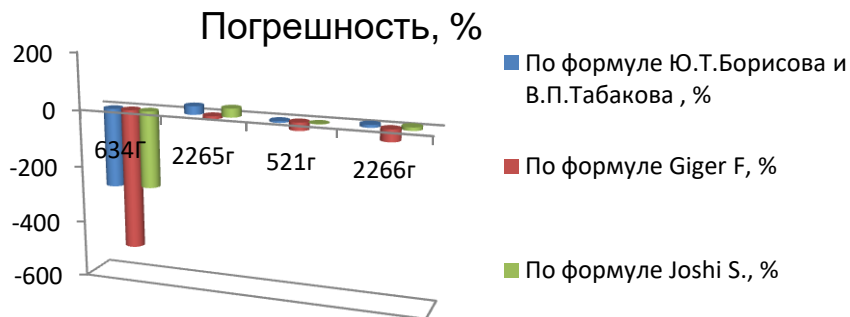
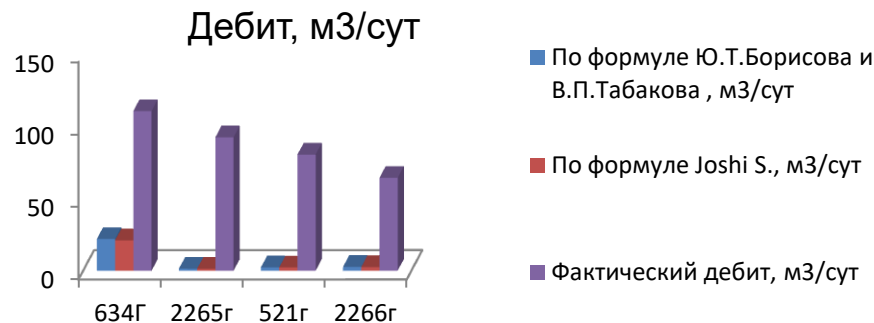
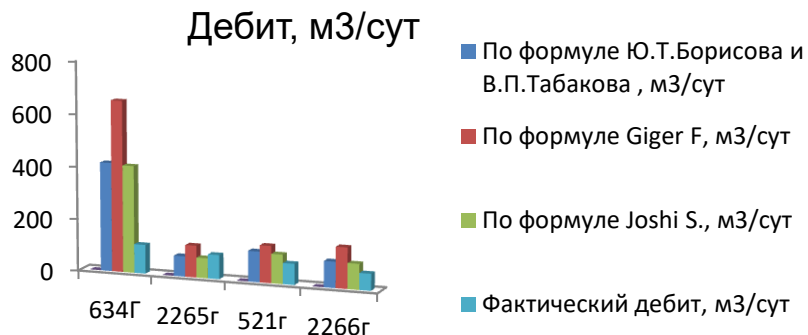
Пласт АС₃ представлен чередованием песчаных, песчано-алевритовых и глинистых пород. В разрезе присутствуют карбонатные прослои мощностью 2 - 4 м

Исходные данные для определения дебита ГС

№ скв	Толщина пласта	Пористость	Проницаемость*	L _{гс}	Кол-во портов ГРП	Расстояние между портами (среднее)	Ширина трещины	Плот-ность нефти	Вяз-кость нефти	Объем-ный коэф.
	м									
634Г	6	18	0,6/15	1606	12	134	0.002	834	0.77	1.244
2265Г	8		0,7/15	1600	15	107	0.002			
521Г	8		0,4/15	2000	16	125	0.002			
2266Г	6		0,8/15	1600	15	107	0.002			

* Проницаемость пласта-коллектора/ средняя проницаемость с учетом трещин МГРП

Результаты расчета дебита ГС с МГРП по классическим формулам с учетом и без учета проницаемости трещин МГРП



Расчетные формулы	№ скважины, дебит нефти, м3/сут			
	634Г	2265г	521г	2266г
Фактический дебит	110	92	80	64
Ю.Т.Борисова и В.П.Табакова	415	78	116	99
Giger F	654	121	141	156
Joshi S.	408	76	111	98
	погрешность, %			
Ю.Т.Борисова и В.П.Табакова	-277	30	-6	10
Giger F	-494	-10	-28	-42
Joshi S.	-271	31	-1	11

Расчетные формулы	№ скважины, дебит нефти, м3/сут			
	634Г	2265г	521г	2266г
Фактический дебит	110	92	80	64
Ю.Т.Борисова и В.П.Табакова	21.8	1.4	2.3	2.6
Giger F	значения не получены			
Joshi S.	20.9	1.3	2.2	2.5
	погрешность, %			
Ю.Т.Борисова и В.П.Табакова	80	99	98	98
Giger F	значения не получены			
Joshi S.	81	99	98	98

*Расчет по формуле Чарного показал заниженный результат

Методика и результаты расчета дебита ГС с МГРП

№ скв	Р заб	Р уст	Перепад давления между портами	Начальный дебит жидкости		Погрешность	
				Факт	Расчет	Δ абс	Δ относ
	МПа	МПа	МПа	м ³ /сут	м ³ /сут	м ³ /сут	%
634Г	19	8	0.29	110	105	5	4.5
2265Г	16	9	0.14	92	90	8	6.7
521Г	10	2	0.17	80	78	2	2.5
2266Г	10	1	0.16	64	61	3	4.7

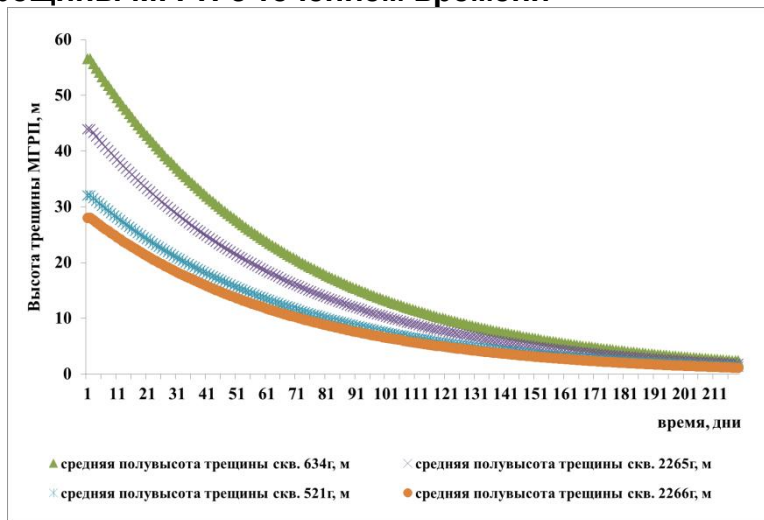
- Расчет дебита для 64 горизонтальных скв, максимальный процент погрешности 7%

Последовательность расчета дебита горизонтальной скважины с МГРП:

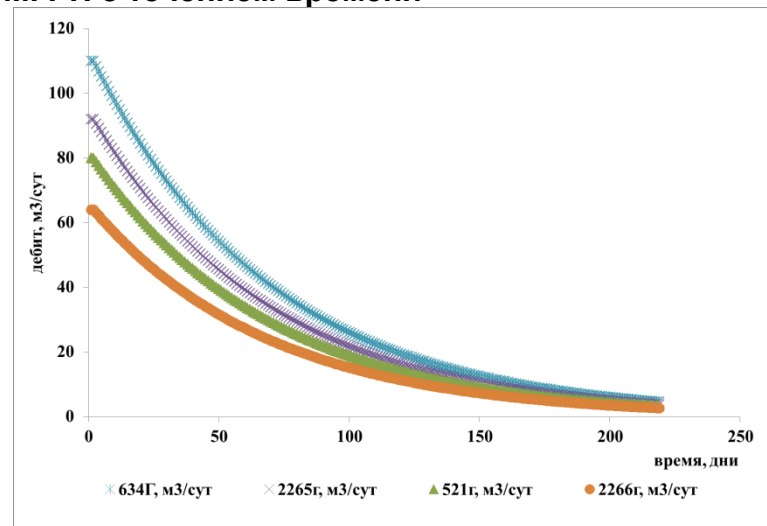
- 1) Расчет перепада давления между портами ГРП;
- 2) Расчет параметра фильтрационной среды (эффективный диаметр песчинок)
- 3) Расчет притока флюида в каждую трещину МГРП
- 4) Расчет дебита ГС путем суммирования вертикального и горизонтального притоков.

Степень взаимосвязи коэффициента проницаемости от высоты поровой трещины

Изменение средней высоты максимальной открытости трещины МГРП с течением времени

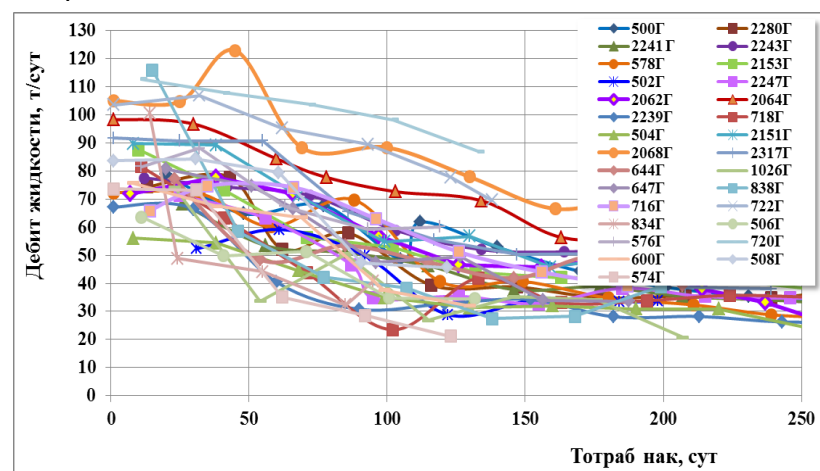
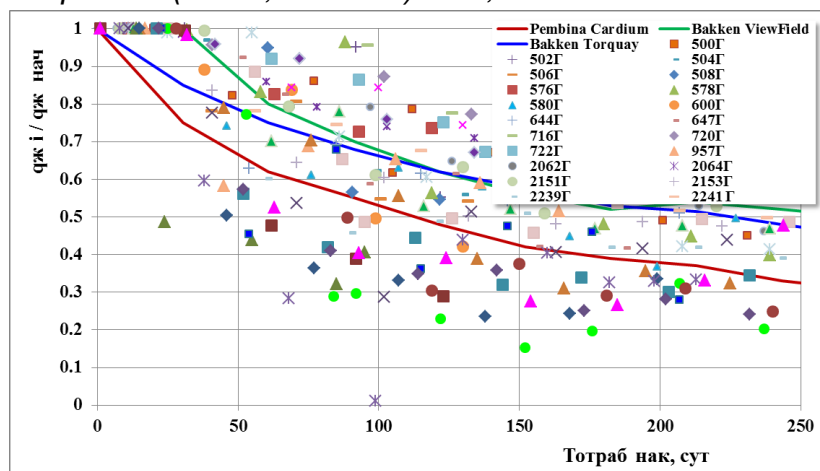


Темп падения дебита горизонтальных скважин с МГРП с течением времени



$$Kпр = h^2 / (12 \cdot 9,869 \cdot 10^{-9}) = 84,4 \cdot 10^5 h^2$$

где h – высота трещины, м



Выводы

- В результате проделанной работы были изучены существующие методы аналитического прогноза дебита ГС, и определены пределы применимости линейного закона фильтрации.
- Установлена невозможность использования классических формул для прогноза дебита горизонтальных скважин, ввиду высоких погрешностей выше 50% для месторождений с ТРИЗ: с тонкой нефтенасыщенной оторочкой (до 15 м), с газовой шапкой и подошвенной водой; тяжелой нефти, с вязкостью более 30 мПа*с; с низкой проницаемостью коллектора (менее 0,002 мкм²).
- Предложены и обоснованы новые методы аналитического прогноза дебита горизонтальной скважины для месторождений ТРИЗ:
 - с тонкой нефтенасыщенной оторочкой (до 15 м), с газовой шапкой и подошвенной водой;
 - тяжелой нефти, с вязкостью более 30 мПа*с;
 - с низкой проницаемостью коллектора (менее 0,002 мкм²).
- Максимальная погрешность прогнозных показателей добычи нефти, предложенных методов составила 7%, что позволяет рекомендовать их к дальнейшему использованию при составлении проектных документов.

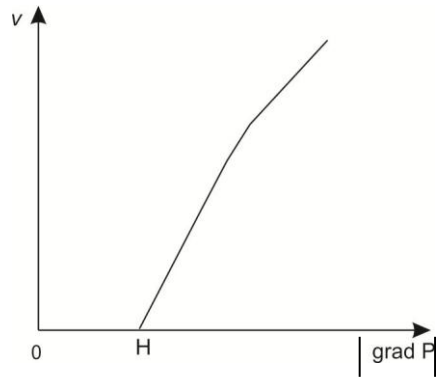


Всегда в движении!

Награды



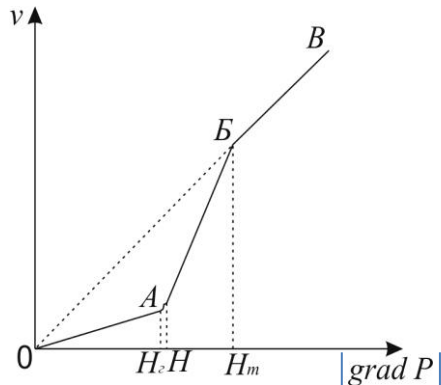
Особенности дренирования высоковязких нефтей



Фильтрационное течение возможно лишь при градиентах давления, превышающих некоторое **значение H , которое называется начальным (предельным) градиентом**. При меньших значениях градиента давления фильтрационное течение отсутствует. Величина начального градиента зависит от начального напряжения сдвига жидкости τ_0 и эффективного диаметра капилляра $d_{\text{эф}}$

$$v_i = -\frac{k}{\mu} \left(1 - \frac{H}{|\text{grad } p|} \right) \frac{\partial p}{\partial x_i} \quad \text{при} \quad |\text{grad } p| \geq H,$$

$$v_i = 0 \quad \text{при} \quad |\text{grad } p| < H.$$



OA - область, где жидкость фильтруется с малой скоростью и наибольшей вязкостью из-за практически неразрушенной структуры, наблюдается явление ползучести (градиент сдвига).

AB - область, где жидкость фильтруется с переменной вязкостью, здесь одновременно наблюдаются явления восстановления и разрушения структуры, а скорость фильтрации резко увеличивается.

BV - область, где жидкость фильтруется с полностью разрушенной структурой и наименьшей вязкостью. Продолжение участка проходит через начало координат, что характеризует ньютоновский характер течения.

Методика определения дебита горизонтальной скважины

Формула Дюпюи:

$$q = SV$$

площадь сечения геометрической фигуры через которую происходит фильтрация

$$S = 2\pi Rr$$

Основываясь на утверждении Джоши о том, что зона дренирования ГС – эллипс, предлагается определять параметры эллипса по следующим формулам:

$r = h/2$, h - толщина пласта,

$R = L/2 + R_{\text{экв}}$ - радиус большей полуоси дренирования, где

$$R_{\text{экв}} = \frac{2\sqrt{\chi T}}{\gamma},$$

$$q = 2\pi Rr * \sqrt{\frac{\Delta p}{bL}}$$

скорость нелинейной фильтрации флюида

расчет скорости фильтрации необходимо произвести по формуле, предложенной А.А. Краснопольским:

$$\frac{\Delta p}{L} = bV^2, \quad \text{отсюда} \quad V = \sqrt{\frac{\Delta p}{bL}}$$

Числовые значения коэффициентов изменения пористости и проницаемости пород-коллекторов

$$\frac{K_{тек}}{K_{нач}} = A + BP_{пл} - CP_{гор}$$

Класс коллекторов	Физические параметры	Эмпирические коэффициенты		
		A	B, 10 ⁻⁴ МПа ⁻¹	C, 10 ⁻⁴ МПа ⁻¹
Хорошо отсортированные слабощементированные пески и песчаники средне- и крупнозернистые, кварцевые (60-90%), высокопористые (более 20%), с глинистостью менее 20 %	K _{тек}	0,957	10,992	1,265
	K _{нач}	0,832	81,47	23,00
Средне- и плохоотсортированные песчаники и алевриты тонко- и мелкозернистые, полевошпатовые и кварцевые (кварц 25-60%), среднепористые (10-20%), с глинистостью 20-35%	K _{тек}	0,932	18,033	1,420
	K _{нач}	0,788	100,60	27,33
Плохоотсортированные сильноглинистые мелкозернистые песчаники и алевриты с содержанием кварца до 25%, пористостью до 10%, и глинистостью более 35%	K _{тек}	0,860	34,700	1,527
	K _{нач}	0,342	212,20	26,84

K_{нач} – начальные значения параметров (проницаемость или пористость)

K_{тек} – значения параметров (проницаемость или пористость) при текущих значениях пластового давления,

P_{гор} – горное давление, Па,

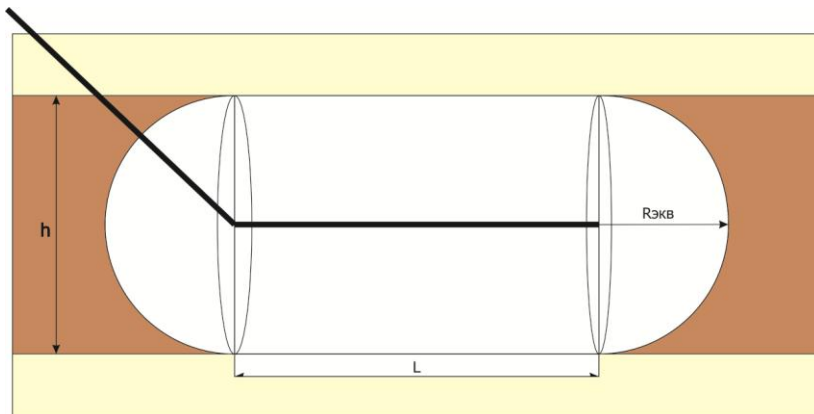
P_{пл} – пластовое давление, Па,

A, B, C – эмпирические коэффициенты изменения параметров пористости или проницаемости.

М.Т. Абасова, Р.Д. Джеваншир и др. «О влиянии пластового давления на изменение фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород-коллекторов в процессе разработки нефти и газа» «Геология нефти и газа» №5, в 1997г.

4. Прогнозная оценка темпа падения добычи ГС с МГРП

Условный объем дренирования пласта



$$V_y = \pi m \frac{L h^2}{2} + \frac{4}{3} \pi m R_{\text{экв}}^3,$$

m – пористость, доли ед.,

L – длина горизонтального участка скважины, м

$R_{\text{экв}}$ – эквивалентный радиус, м,

h – эффективная нефтенасыщенная толщина, м.

$$R_{\text{бол. полуоси}} = \frac{L}{2} + R_{\text{экв}},$$

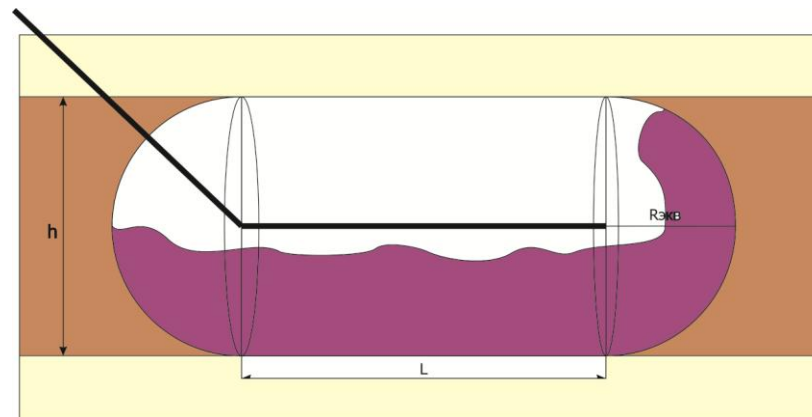
$$\Delta V_{\text{ж}} = \beta^* V_y \Delta P$$

$\Delta V_{\text{ж}}$ - упругий запас жидкости в объеме залежи, м³

V_y - объем залежи, дренируемый горизонтальной скважиной, м³,

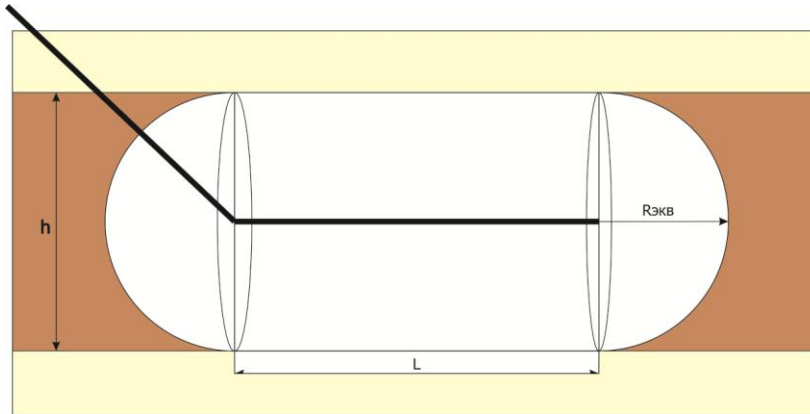
ΔP - перепад давления между границей контура дренирования и забоем скважины, Па

Упругий запас жидкости



Прогнозная оценка темпа падения добычи ГС с МГРП

Условный объем дренирования пласта



$$V_y = \pi m \frac{L h^2}{2} + \frac{4}{3} \pi m R_{\text{экв}}^3,$$

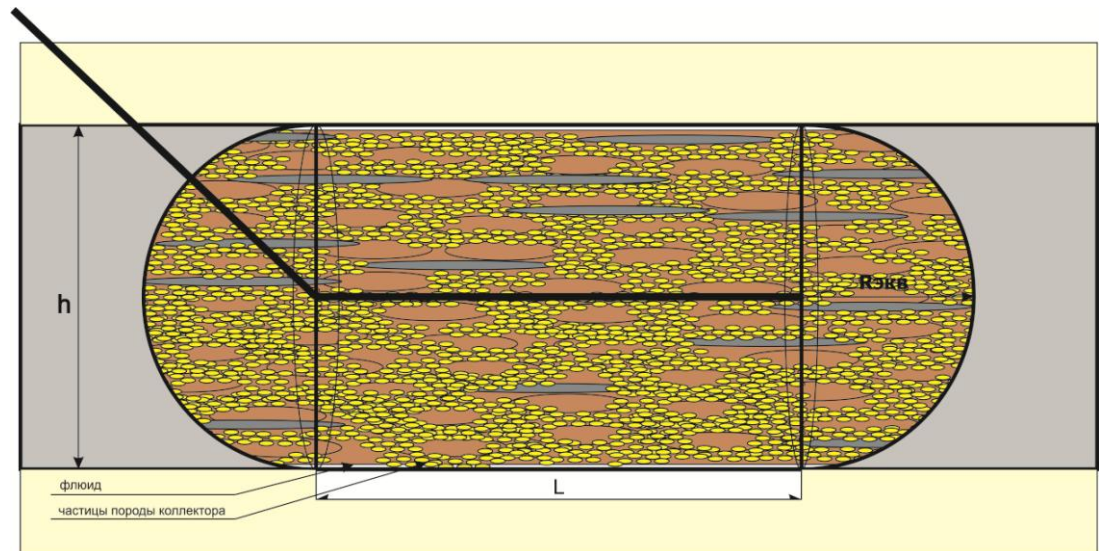
m – пористость, доли ед.,
 L – длина горизонтального участка скважины, м
 $R_{\text{экв}}$ – эквивалентный радиус, м,
 h – эффективная нефтенасыщенная толщина, м.

$$R_{\text{бол. полуоси}} = \frac{L}{2} + R_{\text{экв}},$$

$$\Delta V_{\text{ж}} = \beta^* V_y \Delta P$$

$\Delta V_{\text{ж}}$ - упругий запас жидкости в объеме залежи, м³
 V_y - объем залежи, дренируемый горизонтальной скважиной, м³,
 ΔP - перепад давления между границей контура дренирования и забоем скважины, Па

Упругий запас жидкости



Числовые значения коэффициентов изменения пористости и проницаемости пород-коллекторов

$$\frac{K_{тек}}{K_{нач}} = A + BP_{пл} - CP_{гор}$$

Класс коллекторов	Физические параметры	Эмпирические коэффициенты		
		A	B, 10 ⁻⁴ МПа ⁻¹	C, 10 ⁻⁴ МПа ⁻¹
Хорошо отсортированные слабцементированные пески и песчаники средне- и крупнозернистые, кварцевые (60-90%), высокопористые (более 20%), с глинистостью менее 20 %	K _{тек}	0,957	10,992	1,265
	K _{нач}	0,832	81,47	23,00
Средне- и плохоотсортированные песчаники и алевриты тонко- и мелкозернистые, полевошпатовые и кварцевые (кварц 25-60%), среднепористые (10-20%), с глинистостью 20-35%	K _{тек}	0,932	18,033	1,420
	K _{нач}	0,788	100,60	27,33
Плохоотсортированные сильноглинистые мелкозернистые песчаники и алевриты с содержанием кварца до 25%, пористостью до 10%, и глинистостью более 35%	K _{тек}	0,860	34,700	1,527
	K _{нач}	0,342	212,20	26,84

K_{нач} – начальные значения параметров (проницаемость или пористость)

K_{тек} – значения параметров (проницаемость или пористость) при текущих значениях пластового давления,

P_{гор} – горное давление, Па,

P_{пл} – пластовое давление, Па,

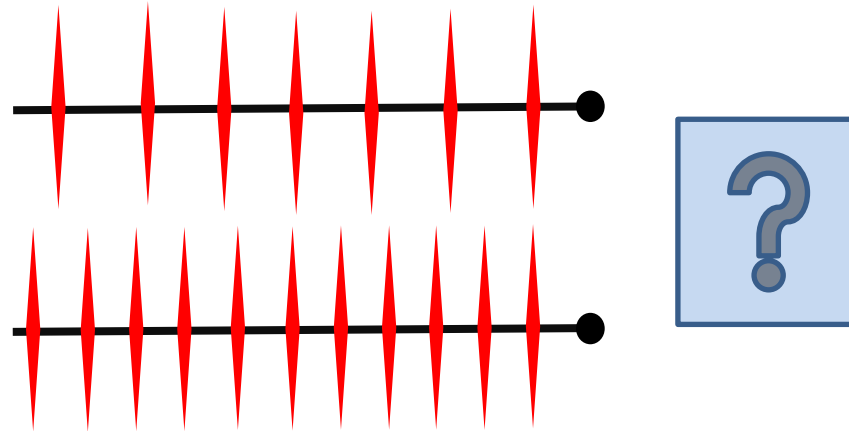
A, B, C – эмпирические коэффициенты изменения параметров пористости или проницаемости.

М.Т. Абасова, Р.Д. Джеванджир и др. «О влиянии пластового давления на изменение фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород-коллекторов в процессе разработки нефти и газа» «Геология нефти и газа» №5, в 1997г.

Методика аналитического прогноза начального дебита ГС с МГРП



$$R_{\text{экв}} = \frac{2\sqrt{\chi T}}{\gamma},$$



$$Q_{\text{all}} = Q_{\text{vert}} + Q_{\text{hor}}$$

$$Q = nQ_{\text{all}}$$

n – число трещин МГРП

$$Q_{\text{all}} = \frac{2\pi kh(P_p - P_s)}{\mu(\ln \frac{R_p}{R_t} + C_1 + C_2 + S)} + 2\pi Rr \sqrt{\frac{\Delta p}{L} \frac{mk^{\frac{3}{2}}}{12 \cdot 10^{-5} \rho d_{\text{ef}}^2}}$$

$$Q_{\text{hor}} = 2\pi Rr \sqrt{\frac{\Delta p}{L} \frac{mk^{\frac{3}{2}}}{12 \cdot 10^{-5} \rho d_{\text{ef}}^2}}$$

$$Q_{\text{vert}} = \frac{2\pi kh(P_p - P_s)}{\mu(\ln \frac{R_p}{R_t} + C_1 + C_2 + S)}$$

Приток флюида в трещину МГРП

Вертикальный приток в трещину

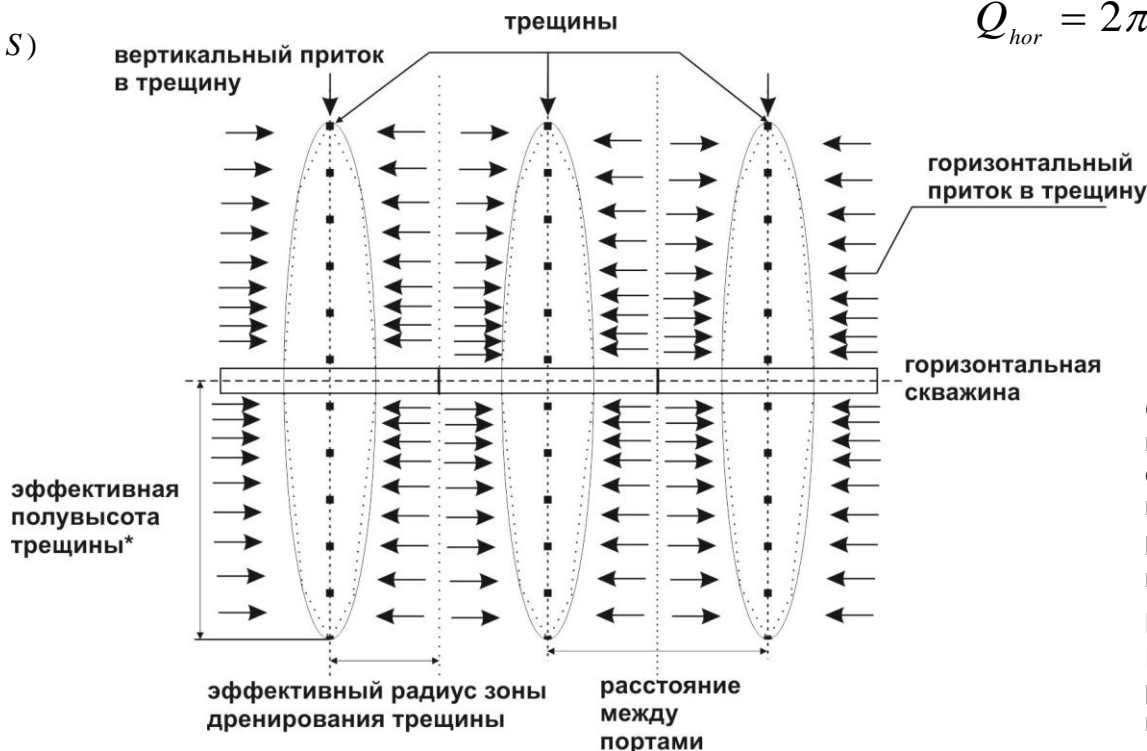
$$Q_{vert} = \frac{2\pi kh(P_p - P_s)}{\mu \left(\ln \frac{R_p}{R_t} + C_1 + C_2 + S \right)}$$

- P_p - пластовое давление, Па;
- P_s - забойное давление, Па;
- h - половина эффективной толщины коллектора, м;
- k - коэффициент проницаемости пласта, м²;
- μ - вязкость жидкости, Па·с;
- R_p - половина расстояние между ближайшими портами, м;
- R_t - ширина трещины, м;
- C₁ - несовершенство вскрытия, ед;
- C₂ - коэффициент успешности, ед;
- S - скин фактор, ед.

$$Q_{all} = Q_{vert} + Q_{hor}$$

Горизонтальный приток в трещину

$$Q_{hor} = 2\pi Rr \sqrt{\frac{\Delta p}{L} \frac{mk^{\frac{3}{2}}}{12 \cdot 10^{-5} \rho d_{ef}^2}}$$



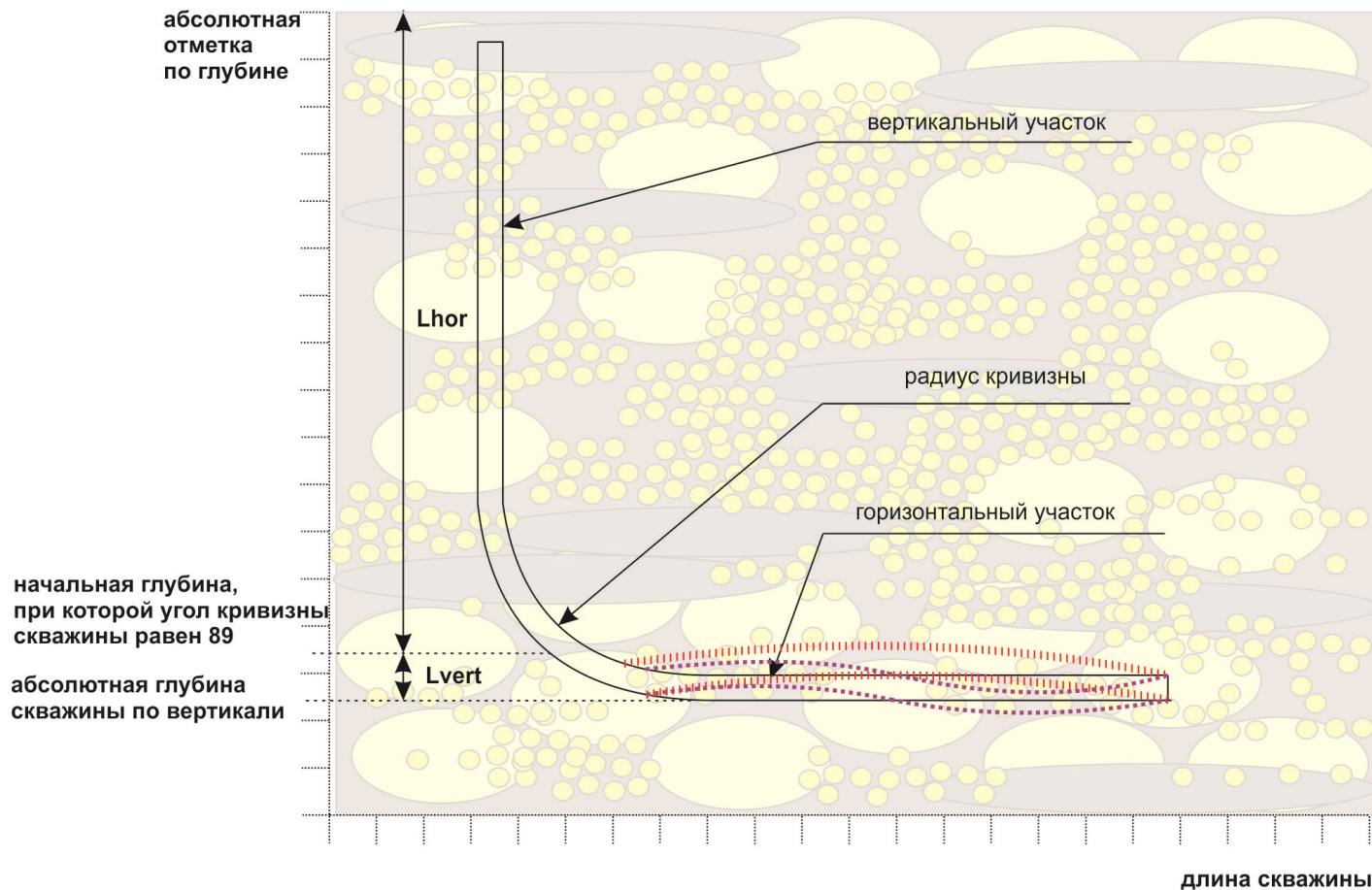
- GradPhor - перепад давления вдоль горизонтального ствола скважины между ближайшими портами, Па/м;
- k - коэффициент проницаемости пласта, м²;
- μ - вязкость жидкости, Па·с;
- R - эффективный эквивалентный радиус дренирования коллектора, м;
- r - половина расстояния между ближайшими трещинами, м;
- ρ - плотность жидкости, кг/м³;
- d_{ef} - эффект диаметр песчинок, м;
- m - пористость, %

Определение перепадов давления вдоль горизонтального участка С МГРП

$$GradP_{all} = \frac{P_{заб} - P_{буф}}{L_{all}},$$

$$\Delta P_{vert} = GradP_{all} \cdot L_{vert},$$

$$\Delta P_{hor} = GradP_{all} \cdot L_{hor},$$



Зависимости для определения критического градиента давления, при котором происходит начало фильтрации флюида

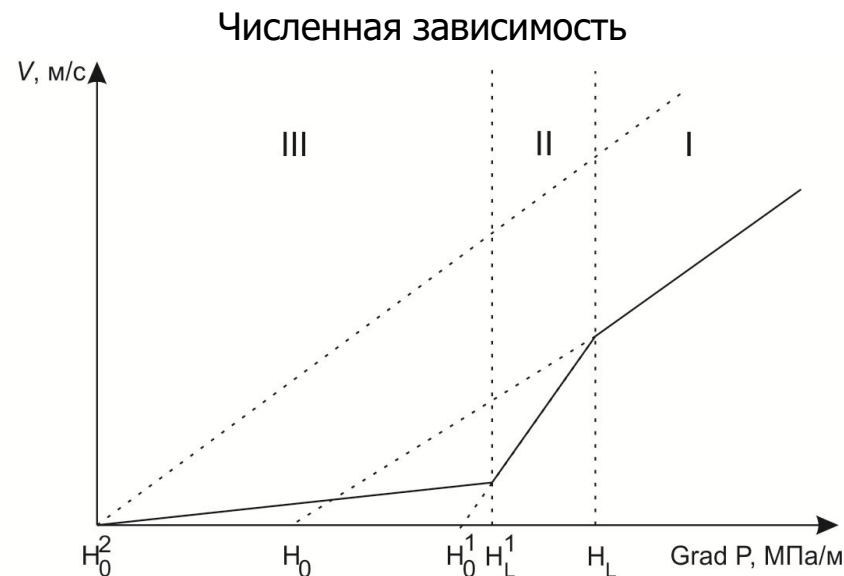
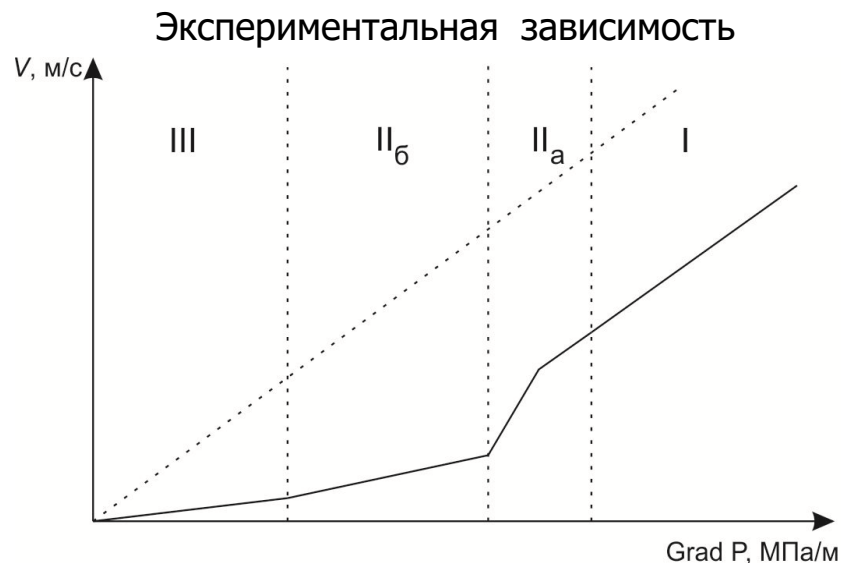
Параметр	Расчетная зависимость
Предельное динамическое напряжение сдвига дегазированной нефти, Па	$\theta_0 = a * \frac{A}{C}, \text{ где } a = 0,033$ <p>*Формулой можно пользоваться для расчета ПДНС нефтей, содержащих до 6 % масс, асфальтенов и до 22% масс, силикагелевых смол</p>
Предельное динамическое напряжение сдвига нефти с учетом количества и состава растворенного газа, Па	$\theta_0' = \theta_0 \left[1 + 0,286 \left(\frac{A}{C} \right)^{0,9} (1,1\Gamma_a + 0,8\Gamma_m + 0,7\Gamma_э) \right]$ <p>*справедлива при насыщенности нефти азотом до 9, метаном до 10 и этаном до 7 нм3/м3.</p>
Предельное динамическое напряжение сдвига нефти при заданной температуре, Па	$\theta_0'' = \theta_0' \left(\frac{22}{t} + 0,12 \right)$ <p>*справедлива в диапазоне изменения t от 15 до 60°С.</p>
Предельный градиент давления, МПа/м	$H = \frac{0,047}{K_H^{0,56}} \theta_0''$ <p>*можно использовать для расчета ГДДС в песчанике с проницаемостью 0,03 + 1,5 Д и температурах 15 + 50°С.</p>
Градиент давления предельного разрушения структуры, МПа/м	$H_T = \beta + \alpha H, \text{ где } \alpha = \text{от } 1,33 \text{ до } 1,39, \beta = (\text{от } 4 \text{ до } 6) * 10^{-4} \text{ МПа/м}$
Т.к. в нефти часто содержится парафин, то расчетный предельный градиент давления корректируется с помощью зависимости, МПа/м	$H_{кр} = 3,0 * 10^{-4} + 1,81 * H$

Для расчета критических градиентов давления, воспользуемся эмпирическими зависимостями представленными для нефтей карбона месторождений

Татарии, так как в основном большинство залежей располагается именно в пластах каменноугольного возраста

Д.В.Жос, В.В. Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. - М.: Недра, 1975. – 168 с

Анализ предела применимости линейного закона фильтрации в низкопроницаемом коллекторе.



Зависимость скорости фильтрации от градиента давления.

Зоны :

I – зона (прискважинная зона). Фильтрация происходит по закону, аналогичному для фильтрации неньютоновской жидкости с начальным градиентом давления;

II_а и II_б – зоны стационарного притока, фильтрация описывается степенным законом А.А. Краснопольского, эти зоны показывают изменчивость поведения скорости фильтрации за счет характерных переходов;

III – зона соответствующая условно линейному закону фильтрации, характеризуется низкими градиентами давления, проходит через начало координат.

На практике, в низкопроницаемых коллекторах, линейная фильтрация недостижима, ввиду необходимости создания высоких градиентов давления. В такого рода коллекторах приток флюида подчиняется степенному закону фильтрации, что графически наблюдается в зонах II_а и II_б.