УДК 622.276.66
DOI 10.56525/QBUT1705

ИЗМЕНЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ КРУГОВОГО ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ ЗОНАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ

***Бисембаева К.Т., Хадиева А.**
Университет Есенова, Актау, Казахстан
e-mail: karlygash.bissembayeva@yu.edu.kz, hadieva_albina@mail.ru

Аннотация. В работе рассматривается задача оценки продуктивности скважины в условиях зонально-неоднородного пласта с учётом влияния гидравлического разрыва пласта. Предложена аналитическая модель фильтрации, основанная на представлении продуктивного пласта в виде круговой области, разделённой на несколько зон с различными фильтрационно-ёмкостными свойствами. Для каждой зоны учитываются индивидуальные значения проницаемости при постоянной толщине пласта. Получено аналитическое выражение для коэффициента продуктивности скважины, позволяющее учитывать влияние неоднородности проницаемости, геометрических параметров системы и граничных условий. Проведён анализ полученной зависимости, показавший, что при определённых соотношениях параметров возможно увеличение дебита скважины по сравнению с однородным пластом.

Особое внимание уделено оценке влияния параметров трещины гидроразрыва и упругих свойств системы «пласт–флюид» на характеристики фильтрации и продуктивность. Установлено, что согласование параметров сжимаемости трещины и упругости пористой среды приводит к максимальному увеличению коэффициента продуктивности. Полученные результаты могут быть использованы при моделировании разработки многопластовых месторождений, а также при оптимизации параметров гидравлического разрыва пласта для повышения нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов.

Ключевые слова: пласт, скважина, нефть, толщина, коэффициент проницаемости.

Введение

Практика разработки многопластовых углеводородных месторождений свидетельствует о том, что в процессе эксплуатации, на основе комплексных гидродинамических и геолого-геофизических исследований, удаётся выделить отдельные участки пластов с более однородным геологическим строением. Анализ текущего состояния разработки таких залежей показывает, что в большинстве случаев данные пласты характеризуются низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами, включая пониженную пористость и проницаемость, что, в свою очередь, приводит к увеличению доли трудноизвлекаемых запасов нефти. Это существенно снижает общую эффективность извлечения углеводородов из многопластовых систем. Современные исследования по методам стимуляции разработки низкопроницаемых пластов показывают, что гидроразрыв часто применяется в комбинации с другими технологиями EOR, включая усиленную инжекцию воды и прединъекции газов, что способствует увеличению нефтеотдачи и улучшению геомеханических условий разработки [1–4].

В связи с этим, для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений, на практике широко применяются различные технологии, направленные на интенсификацию извлечения нефти из низкопроницаемых и низкопродуктивных пластов. Одним из наиболее действенных методов, способствующих увеличению нефтеотдачи за счёт интенсификации вытеснения нефти из пористого коллектора, является гидроразрыв пласта (ГРП).

Исследования и практика применения гидравлического разрыва пласта (ГРП) показывают, что эффект от проведения гидроразрыва неодинаково проявляется в работе отдельных скважин, поэтому необходимо рассматривать не только прирост дебита каждой

скважины вследствие гидроразрыва, но и влияние их интерференции, неоднородности пласта, энергетических возможностей объекта и других факторов [5-9].

Наиболее высокая эффективность гидравлического разрыва пласта обеспечивается при комплексном подходе к проектированию, основанном на учете таких факторов, как проводимость пласта, система расстановки скважин, механика трещины, характеристики жидкости разрыва и расклинивающего агента, технологические и экономические ограничения. Для реализации этого подхода помимо моделей трещинообразования необходимо создание моделей фильтрации в системе скважин, пересеченных трещинами гидроразрыва, изучение особенностей течения флюидов в окрестности трещины, в том числе в неоднородных и обводненных пластах. Поэтому представляется актуальным развитие методов математического моделирования гидродинамических процессов разработки нефтяных и газовых месторождений с применением гидравлического разрыва пласта на базе теоретических исследований и современных компьютерных технологий [1]. Такие работы, которые посвящены к аналитическому подходу к вычислению коэффициента продуктивности скважины в пластах с неоднородной проницаемостью, и бъединяющую геометрию скважины, контуры питания и фильтрационные параметры. Такой подход может быть адаптирован под неоднородные пласты и является современной аналогией классических формул PI. [1,2]

Материалы и методы

В последние годы предложены модели для оценки продуктивности многостадийных и гетерогенных систем скважин с ГРП, учитывающие взаимодействие флюидов, геометрию трещин и неоднородные свойства коллектора [3-4].

Оценка эффективности гидроразрыва и прогноз поведения трещин требует учёта как геомеханических свойств пород, так и характеристик трещинной сети, что отражено в последних моделях фракабильности и распространения трещин [5].

Такой подход позволяет количественно оценить влияние зональной неоднородности на продуктивность скважины и является основой для последующего применения аналитических и численных методов моделирования (CFD, FEM, finite difference, reservoir simulation) трёхмерной системы «скважина–трещина–пласт». Включение геомеханических характеристик и фильтрационных параметров каждой зоны обеспечивает более точное прогнозирование дебита и коэффициента продуктивности скважины в реальных условиях разработки.

Рассматривается круговой пласт, в центре которого расположена скважина. Схема представлена на рисунке 3.1.

Продуктивный пласт состоит из n неодинаково проницаемых частей, которые пронумерованы как показано на рисунке 3.1.

Радиус скважины равен $ч_с$. Для нашего случая $n = s$, т.е круговой пласт состоит из 5 (пяти) частей (зон), соответственно с радиусами $R_1, R_2, R_3, R_4 и R_5$. При этом $R_5 и R_к$, т.е. радиус контура питания ($R_к$) соответствует к внешней границе пятой зоне.

Соответственно каждой части (зоны) пласта коэффициенты проницаемости обозначим через $К_1, К_2, К_3, К_4 и К_5$. Эффективная толщина пласта равна $h_Н$ и она равна во всех пяти зонах, т.е $h_1 = h_2 = h_3 = h_4 = h_5 = h_Н$. Давления на забое скважины и на контуре питания равны соответственно $P_с$ и $P_к$. Предположим, что если бы рассматриваемый пласт был однородным, т.е проницаемости во всех зонах имеют одинаковые значения $К_{ср}$, то при том же давлении на забое скважины $P_с$, дебит скважины, в условиях когда $h_Н = const$ не будет отличаться от дебита скважины в неоднородном пласте, если на контуре питания будет устанавливаться давления $P_к^{/}$, которое не равно величине $P_к$, т.е $P_к^{/} \neq P_к$ [8-16].

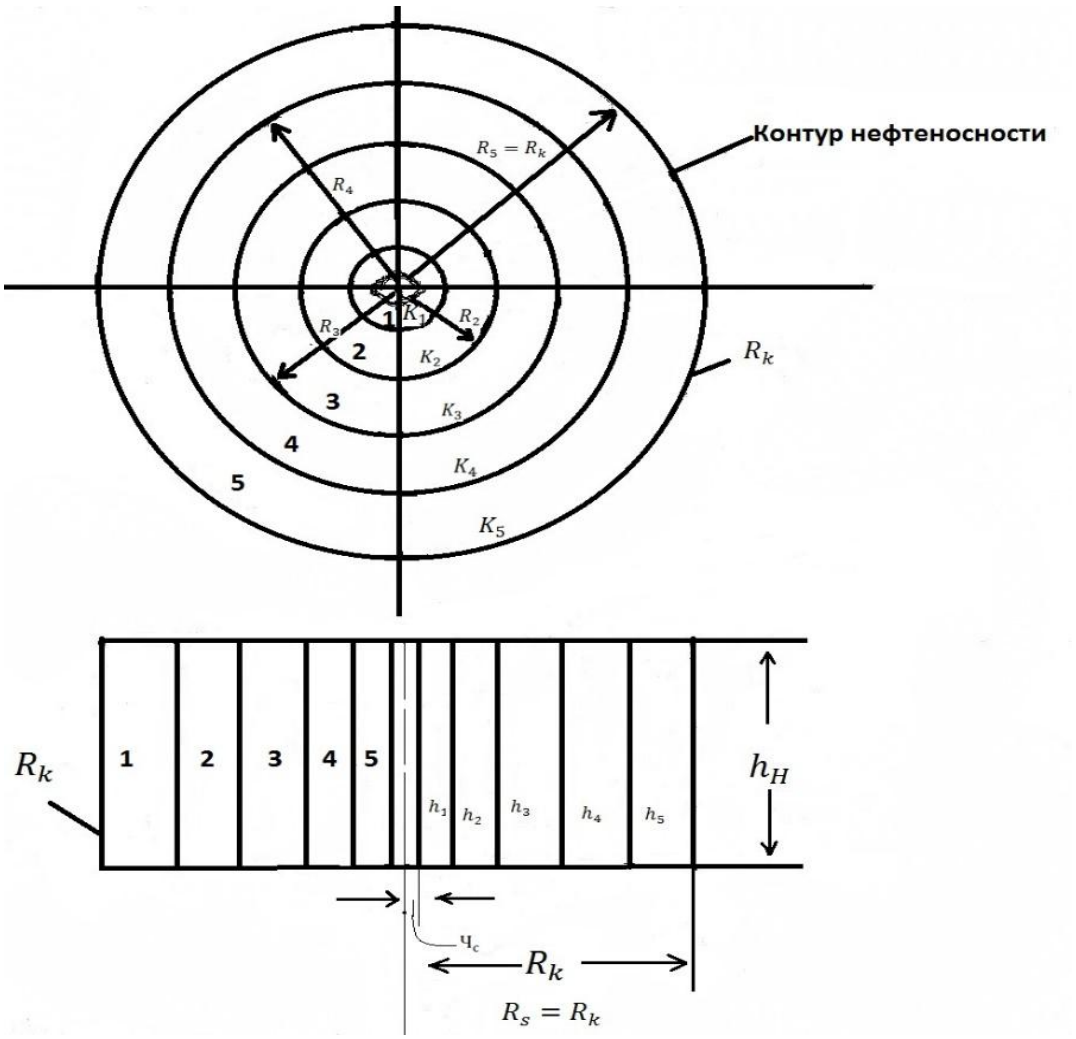


Рисунок 1. Схема расположения зоны с различной проницаемостью кругового пласта

Тогда зависимость между дебитом q и фиктивным давлением на контуре питания $P_k^{/}$ определяется по следующей формуле:

$$P_k^{/} - P_c = \frac{q}{2\pi K_1 * h_H} * ln\frac{R_k}{ч_c}, \quad (1)$$

Давление в любой точке первой зоны (P_k'') может быть найдено по такой формуле:

$$P' = P_k' - \frac{q}{2\pi K_1 * h_H} * ln\frac{R_k}{R_1}, \quad (2)$$

Если бы проницаемость воображаемого однородного пласта характеризовалась бы коэффициентом проницаемости K_2, то для получения того же самого дебита q скважины следовало бы установить на контуре питания области новое давление P_k'' в любой точке второй зоны неоднородного пласта выражалось бы по следующей формуле.

$$P'' = P_k'' - \frac{q}{2\pi K_1 * h_H} * ln\frac{R_k}{R_2} \quad (3)$$

На границе раздела зон 1 и 2 пластовое давление одинаково, т,е $P' = P''$, следовательно из уравнений (3.2) и (3.3) получим зависимость между P_k' и P_k'' следующего вида:

$$P_k' - P_k'' = \frac{q}{2\pi * h_H}\left(\frac{1}{K_1} - \frac{1}{K_2}\right) * ln\frac{R_k}{R_1} \quad (4)$$

Подобно этому, из условий на границе раздела зон № 2 и 3 вытекает следующее равенство:

$$P_k'' - P_k''' = \frac{q}{2\pi * h_H}\left(\frac{1}{K_2} - \frac{1}{K_3}\right) * ln\frac{R_k}{R_2}, \quad (5)$$

и так далее по всем остальным зонам. Если учитывать, что в общем случае, пласт состоит из n зон и $P_K^{(n)}$- давление на внешнем контуре воображаемого однородного пласта с коэффициентом проницаемости K_n, $P_K^{(n-1)}$- давление на контуре однородного пласта с коэффициентом проницаемости K_{n-1}, то равенство (3.5) принимает следующий вид:

$$P_k^{n-1} - P_k^n = \frac{q}{2\pi * h_H}\left(\frac{1}{K_{n-1}} - \frac{1}{K_n}\right) * ln\frac{R_k}{R_{n-1}} \quad (6)$$

Написав все «n …» равенств приведенного типа (3.6) и сложив все эти равенства, найдем P_K':

$$P_K' = P_k - \frac{q}{2\pi * h_H}\sum_1^n\left(\frac{1}{K_{n-1}} - \frac{1}{K_n}\right) * ln\frac{R_k}{R} \quad (7)$$

Найденное значение P_K', подставив в уравнение (3.7), получим формулу для определения дебита скважины (q) зонально-неоднородного кругового пласта:

$$q = \frac{2\pi K_1 h_n (P_k - P_c)}{ln\frac{R_k}{r_c} + K_1\sum_1^n\frac{K_n - K_{n-1}}{K_n * K_{n-1}} * ln\frac{P_k}{P_\lambda}} \quad (8)$$

Результаты. Анализируя полученную формулу, можно констатировать о том, что если значений суммы в знаменателе будет отрицательна, то дебит скважины будет больше по сравнению с дебитом скважины в однородном пласте.

Из полученной формулы видно, что коэффициент продуктивности для рассматриваемого варианта, т.е зонально-неоднородного кругового пласта имеет вид:

$$K_{ПРОД} = \frac{2\pi K_1 h_n}{ln\frac{R_k}{r_c} + K_1\sum_1^n\frac{K_n - K_{n-1}}{K_n * K_{n-1}} * ln\frac{P_k}{P_\lambda}} \quad (9)$$

Рассмотрим частный случай. Предположим, что пласт имеет две зоны, т.е n=2. Тогда формула (3.9) имеет вид:

$$K_{ПРОД} = \frac{2\pi K_1 h_n}{ln\frac{R_k}{r_c} + K_1\left(\frac{K_2 - K_1}{K_\lambda K_1}\right) ln\frac{R_k}{R_1}} \quad (10)$$

Или после некоторого преобразования получим

$$K_{ПРОД} = \frac{2\pi K_1 h_n}{ln\frac{R_k}{r_c} + \left(\frac{K_2 - K_1}{K_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1}} \quad (11)$$

Если пласт будет состоять из трех зон, то формула имеет следующий вид:

$$К_{ПРОД} = \frac{2\pi K_1 h_n}{ln\frac{R_k}{r_c} + \left(\frac{К_2 - К_1}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1} + \left(\frac{К_3 - К_2}{К_3}\right) ln\frac{R_k}{R_2}} \quad (12)$$

Теперь рассмотрим вариант, когда образовалась вертикальная трещина (рисунок 3.2).

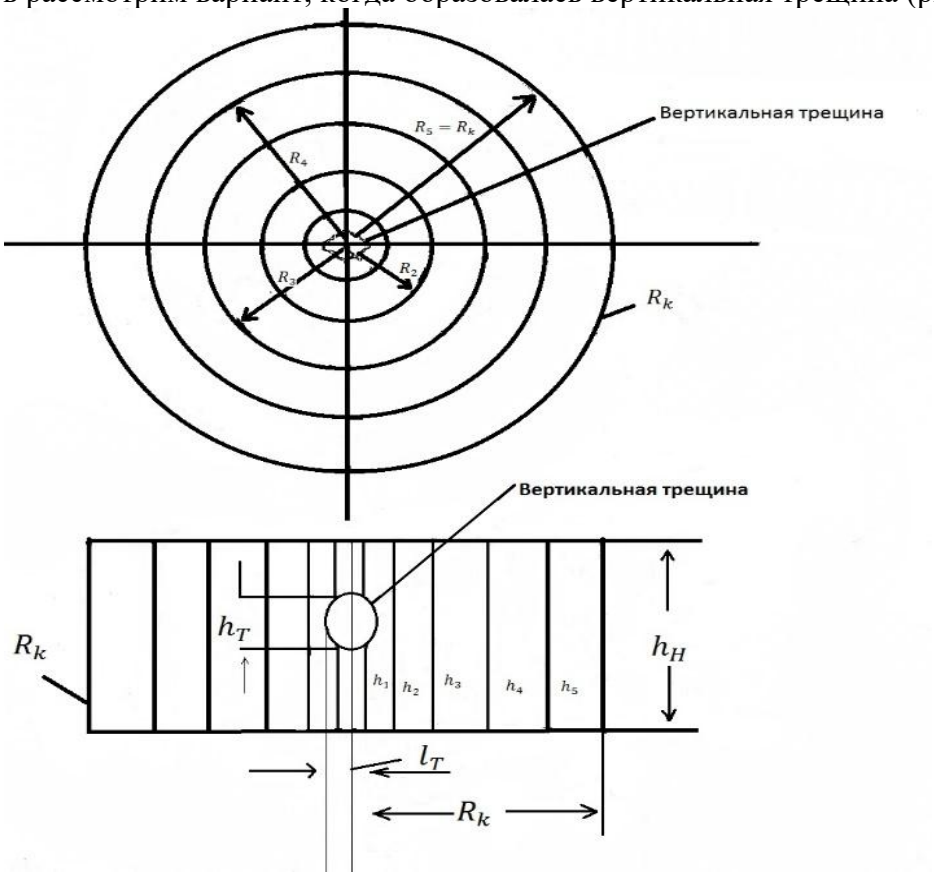


Рисунок 2. Схема расположена вертикальной трещины в зонально неоднородном пласте

Используя вышеизложенный методический подход для случая образования вертикальной трещины в двухзонном неоднородном пласте коэффициент продуктивности можно определить по следующей формуле:

$$К_{ПРОД.тр} = \frac{2\pi K_1 h_т}{ln\frac{R_k}{r_c} + \left(\frac{К_2 - К_{1.тр}}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1}} \quad (13)$$

Если зона с различной проницаемостью состоит из трех участков, то коэффициент продуктивности для вертикальной трещины будет определяться по следующей формуле:

$$К_{ПРОД.тр} = \frac{2\pi K_1 h_т}{ln\frac{R_k}{r_c} + \left(\frac{К_2 - К_{1.тр}}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1} + \left(\frac{К_3 - К_2}{К_3}\right) ln\frac{R_k}{R_2}} \quad (14)$$

Тогда коэффициент продуктивности для порового пространства пласта с двумя зонами неоднородности при наличии вертикальной трещины будет определяться по следующей формуле:

$$К_{ПРОД.пор} = \frac{2\pi K_{1.пор}(h_н - h_т)}{ln\frac{R_k}{r_c} + \left(\frac{К_2 - К_{1.тр}}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1}} \quad (15)$$

Если пласт состоит из трех зон, то коэффициент продуктивности порового пространства будет определяться по следующей формуле:

$$К_{ПРОД.пор} = \frac{2\pi K_{1.пор}(h_н - h_т)}{ln\frac{R_k}{ч_с} + \left(\frac{К_2 - К_{1.пор}}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1} + \left(\frac{К_3 - К_2}{К_3}\right) ln\frac{R_k}{R_2}} \quad (16)$$

Общий коэффициент для двух-зонного неоднородного пласта продуктивности будет определяться по следующей формуле:

$$К_{ПРОД.пор} = \frac{2\pi K_{1.пор}(h_н - h_т)}{ln\frac{R_k}{ч_с} + \left(\frac{К_2 - К_{1.пор}}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1}} + \frac{2\pi K_{1.тр} h_т}{ln\frac{R_k}{ч_с} + \left(\frac{К_2 - К_{1.тр}}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1}} \quad (17)$$

Для трехзонного неоднородного пласта:

$$K^{общ}_{прод.3} = \frac{2\pi K_{1.пор}(h_н - h_т)}{ln\frac{R_k}{ч_с} + \left(\frac{К_2 - К_{1.пор}}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1} + \left(\frac{К_3 - К_2}{К_3}\right) ln\frac{R_k}{R_2}} + \frac{2\pi K_{1.тр} h_т}{ln\frac{R_k}{ч_с} + \left(\frac{К_2 - К_{1.тр}}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1} + \left(\frac{К_3 - К_2}{К_3}\right) ln\frac{R_k}{R_2}} \quad (18)$$

Тогда коэффициент, показывающий увеличение продуктивности пласта для:
-двух-зонного неоднородного пласта имеет вид:

$$\Delta K_{пр.2} = \frac{\frac{2\pi K_{1.пор}(h_н - h_т)}{ln\frac{R_k}{ч_с} + \left(\frac{К_2 - К_{1.пор}}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1}} + \frac{2\pi K_{1.тр} h_т}{ln\frac{R_k}{ч_с} + \left(\frac{К_2 - К_{1.тр}}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1}}}{\frac{2\pi K_1 h_n}{ln\frac{R_k}{ч_с} + \left(\frac{К_2 - К_1}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1}}} =$$

$$= \frac{K_{1.пор}(h_н - h_т)\left[ln\frac{R_k}{ч_с} + \left(\frac{К_2 - К_1}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1}\right]}{K_1 h_н\left[ln\frac{R_k}{ч_с} + \left(\frac{К_2 - К_{1.пор}}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1}\right]} + \frac{K_{1.тр} h_т\left[ln\frac{R_k}{ч_с} + \left(\frac{К_2 - К_1}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1}\right]}{K_1 h_н\left[ln\frac{R_k}{ч_с} + \left(\frac{К_2 - К_{1.пор}}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1}\right]}; \quad (19)$$

-трех-зонного неоднородного пласта имеет вид:

$$\Delta K_{пр.2} = \frac{K_{1.пор}(h_н - h_т)\left[ln\frac{R_k}{ч_с} + \left(\frac{К_2 - К_1}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1} + \left(\frac{К_3 - К_2}{К_3}\right) ln\frac{R_k}{R_2}\right]}{K_1 h_н\left[ln\frac{R_k}{ч_с} + \left(\frac{К_2 - К_{1.пор}}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1} + \left(\frac{К_3 - К_2}{К_3}\right) ln\frac{R_k}{R_2}\right]} +$$

$$+ \frac{K_{1.т17_р} h_т\left[ln\frac{R_k}{ч_с} + \left(\frac{К_2 - К_1}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1} + \left(\frac{К_3 - К_2}{К_3}\right) ln\frac{R_k}{R_2}\right]}{K_1 h_н\left[ln\frac{R_k}{ч_с} + \left(\frac{К_2 - К_{1.тр}}{К_2}\right) ln\frac{R_k}{R_1} + \left(\frac{К_3 - К_2}{К_3}\right) ln\frac{R_k}{R_2}\right]} \quad (20)$$

Для изучения характера изменения коэффициента продуктивности при существовании двух и трех зон неоднородности в условиях возникновения вертикальной трещины, для случая кругового пласта был произведен гидродинамический расчет при следующих исходных данных:

$к_1 = 0{,}017 \cdot 10^{-12}$ м^2; $к_2 = 0{,}21 \cdot 10^{-12}$ м^2; $к_3 = 0{,}09 \cdot 10^{-12}$ м^2;
$к_{1тр} = 1{,}7 \cdot 10^{-12}$ м^2; $к_{1пор} = = 0{,}021 \cdot 10^{-12}$ м^2;
$h_н$=15м; $h_{тр}$=7 м;
R_1=150м; R_2=350м; $R_к$=500м;
$r_с$=0,01м.

Обсуждение

Результаты расчетов представлены в виде границ зависимости изменения $\Delta к_{прод.}$ от $\frac{K_{1.тр} h_{тр}}{K_1 h_н}$ для двух и трех зон неоднородностей на рисунке 3.3.

Как видно из рисунка 3.2, с увеличением произведении параметров $К_{1.тр} * h_{тр}$ растет и значение коэффициента продуктивности зонально-неоднородного кругового пласта. При этом следует отметить с увеличением различных зон с разными степенями неоднородности, снижает увеличение продуктивности пласта.

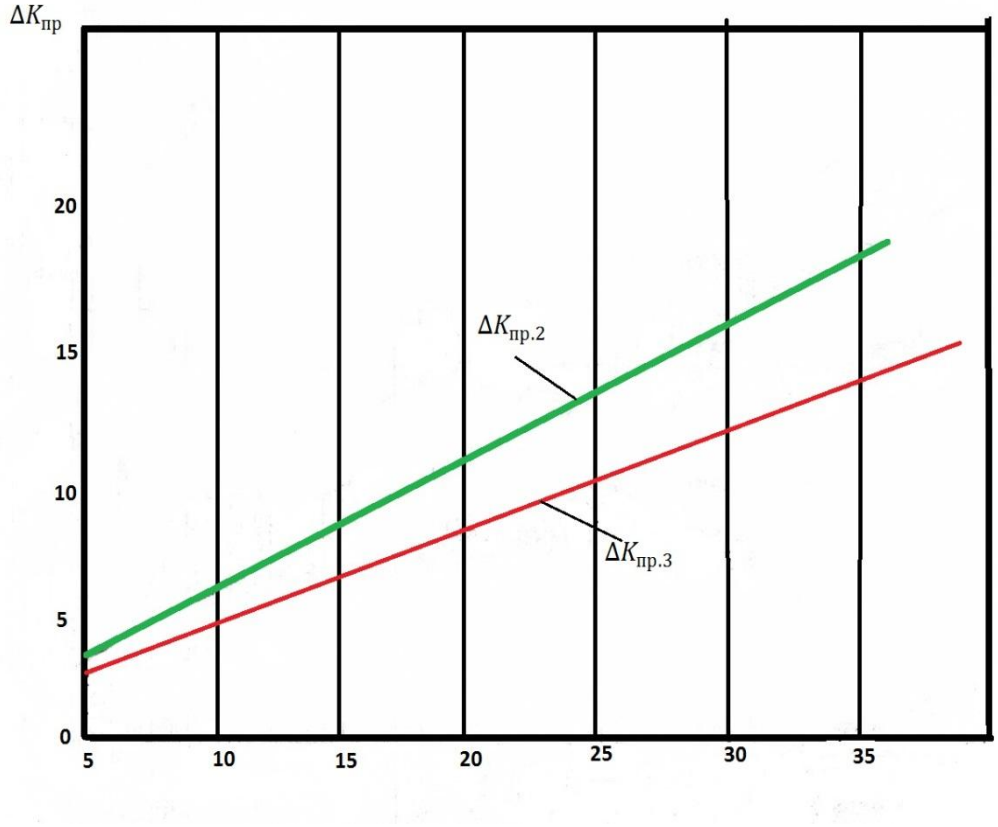


Рисунок 3. Зависимость изменения $\Delta К_{пр}$ от соотношения $\frac{К_{1.тр} h_{тр}}{К_1 h_н}$

Заключение

1. Из полученных результатов видно, что изменение коэффициента продуктивности скважины в основном определяется величиной параметра сжимаемости трещин, что обусловливает чувствительность фильтрационно-емкостных свойств пласта к изменению напряжённого состояния.

2.Следует особо отметить, что на степень изменения продуктивности в призабойной зоне пласта значительное влияние оказывает дебит скважины, который определяет динамику перераспределения давления и, как следствие, эффективность дренирования.

3.Установлено, что совместное влияние сжимаемости трещин и режима эксплуатации скважины (дебита) носит нелинейный характер, что необходимо учитывать при интерпретации результатов гидродинамических исследований и моделировании разработки месторождений.

4.Практическая значимость проведённого исследования заключается в возможности оптимизации режимов работы скважин с учётом геомеханических характеристик пласта, что

позволяет повысить их продуктивность и снизить риски преждевременного обводнения или деградации коллекторских свойств.

5.Полученные результаты могут быть использованы при проектировании и корректировке систем разработки месторождений, в том числе в условиях сложнопостроенных трещиноватых коллекторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1.L. Zhang, L. Pan, Y. Zou, J. Wang, M. Li, W. Feng, *Recent Advances in Reservoir Stimulation and Enhanced Oil Recovery Technology in Unconventional Reservoirs*, *Processes*, **12**(1) (2024) 234. https://doi.org/10.3390/pr12010234

2.F. Liu, H. Song, C. Xian et al., *Study on the Mechanism of Enhanced Water Injection for Improving Oil Recovery in Low-Permeability Reservoirs*, *Processes*, 14 (3) (2026) 562. https://doi.org/10.3390/pr14030562

3.*Advances in enhanced oil recovery technologies for low permeability reservoirs*, *Petroleum Science*, (review) (2022). https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.06.010

4.Y. Yang, J. Liu, G. Sheng, F. Du, D. Zheng, *Analysis of the influence of CO_2 pre-injection during hydraulic fracturing on enhanced oil recovery in shale reservoirs*, *Frontiers in Earth Science*, **10** (2022) 1007620. https://doi.org/10.3389/feart.2022.1007620

5. Керимов А-Г.Г., Керимова Е.Г., Бекетов С.Б., Гунькина Т.А., Копченков В.Г. Методика расчета параметров механических свойств горных пород// Наука. Инновации. Технологии. Северо-Кавказский федеральный университет. №4,2023.

6. Островская, А. К. Расчет эффективности проведения гидроразрыва пласта. // Молодой ученый. — 2017. — № 44 (178).

7. Бикташев А.Р. Оценка экономической эффективности проведения мероприятий для интенсификации добычи нефти и газа. //Форум молодых ученых. 5/1 (21), 2018.

8.Назарова, Л. Н., Казетов, С. И., Ганиев, А. Л., & Уразаков, К. Р. (2018). Методика расчета коэффициента продуктивности скважин неоднородных по проницаемости коллекторов. *Нефть. Газ. Новации*. URL: https://neft-gaz-novacii.ru/ru/archive/101-2018/1787-04-2018

9.Heliyon. (2024). A novel model for predicting the productivity index of horizontal/vertical wells based on Darcy's law. *Heliyon*, 10(e25073). DOI: 10.1016/j.heliyon.2024.e25073 URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844024011046

10. Zhang, L., Pan, L., Zou, Y., *et al.*, 2024. A new approach for hydraulic fracture productivity prediction in heterogeneous reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 164, pp.450–458. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.071

11.*Predicting productivity index of hydraulically fractured formations*, 2013. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 112, pp.185–197. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.11.004

12. *A general productivity model for optimization of multiple fractures with heterogeneous properties*, 2014. *Procedia Engineering*, 83, pp.---. doi:10.1016/j.proeng.2014.10.036

13. *A mathematical model for predicting the productivity of fractured horizontal wells of tight sandstone gas: A case study in the Sulige gas field*, 2024. *Natural Gas & Industry B*, XX, pp.---. https://doi.org/10.1016/j.ngib.2024.04.003

14. *Fracability evaluation model for unconventional reservoirs: From the perspective of hydraulic fracturing performance*, 2024. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 183, 105912. https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2024.105912

15. Айткулов А.У., Бисембаева К.Т., Жолбасарова А.Т., Нуршаханова Л.К., Сабырбаева Г.С. Исследование процесса разработки месторождения при воздействии на пласт в осложненных условиях. // Алматы, «Эверо», 2022г.

16. Бисенгалиев М.Д., Бақтығалиева Н.Ж. Гидродинамические исследования скважин как инструмент оценки эффективности разработки месторождения Каламкас. // Актау. « Yessenov Science Journal №2(51)-2025.

CHANGES IN THE PRODUCTIVITY OF A CIRCULAR FORMATION UNDER CONDITIONS OF ZONAL HETEROGENEITY

Bissembayeva K.*, Hadiyeva A.
Yessenov University, Aktau, Kazakhstan
e-mail: karlygash.bissembayeva@yu.edu.kz, hadieva_albina@mail.ru

Abstract. The paper discusses the task of evaluating well productivity in a zone-heterogeneous formation, taking into account the effect of hydraulic fracturing of the formation. An analytical model of filtration is proposed, based on the representation of a productive formation in the form of a circular region divided into several zones with different filtration and reservoir properties. For each zone, individual permeability values are taken into account for a constant formation thickness. An analytical expression was obtained for the well productivity index, which allows taking into account the influence of permeability heterogeneity, geometric parameters of the system and boundary conditions. The resulting relationship was analyzed, which showed that with certain ratios of parameters, an increase in well production rate is possible compared to a homogeneous formation.

Particular attention is paid to assessing the impact of fracture parameters and elastic properties of the formation-fluid system on filtration characteristics and productivity. It was found that matching the parameters of compressibility of the crack and elasticity of the porous medium leads to a maximum increase in the productivity coefficient. The obtained results can be used in modeling the development of multilayer fields, as well as in optimizing the parameters of hydraulic fracturing to increase oil recovery of low-permeability reservoirs.

Keywords. formation, well, oil, thickness, permeability coefficient.

АЙМАҚТЫҚ БІРТЕКСІЗДІК ЖАҒДАЙЫНДАҒЫ ШЕҢБЕРЛІ ҚАБАТТЫҢ ӨНІМДІЛІГІНІҢ ӨЗГЕРУІ

К.Т.Бисембаева*, А. Хадиева
Есенов университеті, Ақтау, Қазақстан
e-mail: karlygash.bissembayeva@yu.edu.kz, hadieva_albina@mail.ru

Аңдатпа. Бұл жұмыста гидравликалық жару әсерін ескере отырып, аймақтық-біртексіз қабат жағдайындағы ұңғыманың өнімділігін бағалау мәселесі қарастырылған. Өнімді қабат тұрақты қалыңдық жағдайында сүзгілік-сыйымдылық қасиеттері әртүрлі бірнеше аймаққа бөлінген шеңберлі облыс түрінде ұсынылған сүзу процесінің аналитикалық моделі ұсынылды. Әрбір аймақ үшін өткізгіштіктің жеке мәндері ескерілді. Өткізгіштік біртексіздігінің, жүйенің геометриялық параметрлерінің және шекаралық шарттардың әсерін есепке алуға мүмкіндік беретін ұңғыманың өнімділік коэффициентінің аналитикалық өрнегі алынды. Алынған тәуелділікке талдау жүргізіліп, параметрлердің белгілі бір арақатынастарында біртекті қабатпен салыстырғанда ұңғыма дебитінің артуы мүмкін екендігі көрсетілді.

Гидравликалық жару жарығы параметрлерінің және «қабат–флюид» жүйесінің серпімділік қасиеттерінің сүзу сипаттамалары мен өнімділікке әсерін бағалауға ерекше назар аударылды. Жарықтың сығымдалғыштық параметрлері мен кеуекті ортаның серпімділік

қасиеттері өзара үйлескен жағдайда өнімділік коэффициентінің ең жоғары артуы байқалатыны анықталды. Алынған нәтижелерді көпқабатты кен орындарын игеруді модельдеуде, сондай-ақ төмен өткізгішті коллекторлардың мұнайбергіштігін арттыру мақсатында гидравликалық жару параметрлерін оңтайландыруда қолдануға болады.

Түйін сөздер. Қабат, ұңғыма, мұнай, қалыңдық, өткізгіштік коэффициенті.