

УДК 551

**ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ СТРУКТУРНЫХ ЛОВУШЕК
И ИХ СВЯЗЬ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ
(НА ПРИМЕРЕ ЦЕНТРАЛЬНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)**
FEATURES OF THE FORMATION OF STRUCTURAL TRAPS AND THEIR
RELATIONSHIP WITH OIL AND GAS CONTENT
(ON EXAMPLE OF THE CENTRAL REGIONS OF WESTERN SIBERIA)

Ф. З. Хафизов, Я. Р. Кехтер
F. Z. Khafizov, Ya. R. Kekhter

Западно-Сибирский филиал Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых, г. Тюмень

Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилемана, г. Тюмень

*Ключевые слова: нефтегазоносность; ловушка; коэффициент корреляции
структурных планов; коэффициент роста*

Key words: oil and gas bearing; trap; correlation coefficient of structural plans; growth factor

Наличие ловушки является одним из важнейших критериев нефтегазоносности в пределах осадочных бассейнов. Этот фактор является определяющим как для чисто структурных ловушек, так и для структурно-литологических, так как во всех случаях, за исключением литологически ограниченных, требуется наклон пластов. Причем ловушки должны быть сформированы как можно раньше, по крайней мере до основного этапа генерации и миграции углеводородов в пределах потенциально продуктивных комплексов.

Установить наличие или отсутствие ловушек в определенное геологическое время можно по результатам анализа истории геотектонического развития территории на основе анализа мощностей и фаций комплексов осадочных образований в исследуемой территории. Автор метода мощностей В. В. Белоусов [1] основным условием применимости метода считал «незначительное изменение уровня поверхности отложения осадков», то есть иными словами — полную компенсацию прогибания осадконакоплением. Только при этих условиях, по мнению ученого, можно использовать мощность отложений как меру прогибания коры.

К сожалению, в реальных условиях эти требования никогда в полной мере не соблюдаются. В частности, в Западной Сибири глубина бассейна осадконакопления отложений одного и того же возрастного диапазона изменяется от первых десятков метров в прибрежной зоне до нескольких сотен метров в глубоководной части бассейна. При этом в прибрежной зоне прогибание действительно почти полностью компенсируется накоплением осадков в связи с достаточным количеством привносимого осадочного материала. Однако нельзя сказать то же самое для более глубоководных участков бассейна, где ощущается явный недостаток обломочного материала для компенсации имеющего место прогибания земной коры. В результате этого и формируются глубоководные участки бассейна. Естественно, толщины осадков, сформировавшихся в пределах этих участков, не могут, в строгом понимании, быть использованы для оценки масштабов погружения.

В этих условиях В. В. Белоусов рекомендует вносить поправки в величины толщин, используемых для оценки масштабов погружения местности: при повышении поверхности осадконакопления амплитуда этого повышения должна вычитаться из мощности, а при понижении — прибавляться к мощности. Причем исследователь считает, что «если оперировать мощностями не меньше, чем в несколько сотен метров, то в подавляющем числе случаев мощность отложений может приниматься за меру прогибания земной коры с хорошей степенью приближения, даже без каких-либо поправок на изменение высотного положения поверхности». Действительно, когда рассматриваются большие территории с изменением толщин пород в несколько сотен метров, образовавшихся в шельфовой зоне и на

прибрежных аллювиальных равнинах, с определенным допуском можно обойтись без поправок. Однако при анализе истории формирования локальных ловушек с амплитудой в несколько десятков метров и изменением толщин на крыльях и на своде в единицы или первые десятки метров при наличии регионального изменения толщин, соизмеримых с разницей толщин на крыльях и на своде, неизбежны ошибочные результаты.

В частности, в клиноформной части разреза неокотариональный фон изменения толщин, образовавшийся за счет недокомпенсации прогибания осадконакоплением, достигает 2–5 м/км, в то время как углы наклона крыльев структур не превышают доли градусов, то есть градиент толщин за счет структурного фактора составляет те же несколько метров на километр.

Для изучения истории тектонических движений, в том числе и для исследования формирования ловушек, используются различные формы изображения результатов. Одним из таких способов является оценка скорости прогибания земной коры в различных точках исследуемой территории, когда на графике по оси абсцисс откладывается шкала геологического времени, а по оси ординат — суммарная толщина осадков для соответствующего времени. Более показательным представляется график, где по оси ординат вместо толщин откладывается скорость прогибания в м/млн лет. Для получения картины изменения амплитуд прогибания земной коры по площади за определенный промежуток времени можно строить схемы распределения мощностей на этой территории, то есть карты изопакит. Более детальную картину прогибания местности во времени и пространстве можно получить путем построения серии карт изопакит для разных комплексов пород, слагающих разрез изучаемой территории, так называемого изопакитического треугольника.

При изучении крупных территорий эти методы могут быть с успехом использованы. Однако для целей прогноза нефтегазоносности такие исследования необходимы по каждой отдельно взятой структуре, количество которых в пределах нефтегазоносных провинций исчисляется многими сотнями и даже тысячами. Если учесть, что для получения детальной картины прогибания земной коры во времени необходимо построить карты изопакит по 10–20 комплексам осадков разного возраста, то общее число таких карт будет исчисляться десятками тысяч. Естественно, такой объем работ исключает возможность применения этого метода для реальных исследований локальных структур в пределах крупных территорий для целей установления наличия или отсутствия ловушек на разные геологические периоды. Кроме того, при весьма незначительных изменениях толщин в пределах локальных структур наличие соизмеримого регионального фона существенно искажает картину роста структуры, и требуется внесение соответствующих поправок. Однако метод изопакитических карт не предоставляет такую возможность.

В 1991 году Ф. З. Хафизовым был предложен корреляционный метод изучения истории формирования структур [2], который в значительной степени свободен от указанных выше недостатков. Метод основан на установлении статистических зависимостей между глубинами залегания исследуемых поверхностей. В прямоугольных координатах эта зависимость представляет собой прямую, описываемую формулой $y = Kx + e$, где y и x — переменные (например, глубины кровли и подошвы исследуемого комплекса пород), K — угловой коэффициент зависимости; e — свободный член уравнения. Угловой коэффициент уравнения K равен отношению амплитуд по изучаемым поверхностям, назовем его коэффициентом роста K_p . Коэффициент корреляции зависимости между сравниваемыми величинами R_2 характеризует степень соответствия структурных планов по исследуемым поверхностям, который назван автором коэффициентом соответствия структурных планов $K_{сп}$. Легче и математически строго это можно доказать путем сравнения теоретических поверхностей, в нашем случае синусоидальных, описываемых известными формулами.

Первая поверхность может быть описана формулой $H_1 = H_{10} - A_1 \cdot \sin \alpha$, где H_1 — глубина залегания первой поверхности от нулевой поверхности в любой точке; H_{10} — расстояние от нулевой поверхности до исследуемой в точках $\alpha = -90^\circ$

и $\alpha = 270^\circ$; A_I — амплитуда структуры по первой поверхности; α — переменная, изменяющаяся в интервале от -90° до 270° . Для второй поверхности аналогично имеем $H_{II} = H_{II0} - A_{II} \sin \alpha$.

Определим по этим формулам глубину залегания первой и второй поверхностей в двух точках, соответствующих α_1 и α_2 .

Для первой поверхности $H_{I1} = H_{I0} - A_I \sin \alpha_1$ и $H_{I2} = H_{I0} - A_I \sin \alpha_2$; для второй — $H_{II1} = H_{II0} - A_{II} \sin \alpha_1$ и $H_{II2} = H_{II0} - A_{II} \sin \alpha_2$.

Из этих выражений найдем соотношение $(H_{I1} - H_{I2}) / (H_{II1} - H_{II2})$ равное угловому коэффициенту K вышеприведенного уравнения прямой

$$K = (H_{I1} - H_{I2}) / (H_{II1} - H_{II2}) = (H_{I0} - A_I \sin \alpha_1 - H_{I0} + A_I \sin \alpha_2) / (H_{II0} - A_{II} \sin \alpha_1 - H_{II0} + A_{II} \sin \alpha_2) = A_I (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) / A_{II} (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) = A_I / A_{II}.$$

Таким образом, математически доказано, что в идеальном случае угловой коэффициент прямой, представляющей собой график зависимости между глубинами залегания двух поверхностей, равен отношению амплитуд по этим поверхностям. Вполне естественно, что в реальных условиях, когда для сопоставления двух поверхностей берутся глубины залегания конкретных стратиграфических подразделений, получаются некие статистические зависимости, характеризующиеся различной теснотой зависимости между сопоставляемыми величинами.

Основной причиной низких коэффициентов корреляции между глубинами залегания различных горизонтов является наличие на исследуемой территории кроме структурного фактора изменения толщин также и регионального фона, вызванного недокомпенсацией прогибания территории осадконакоплением. Особенно этот фактор влияет на результаты анализа тектонического развития малоамплитудных структур, где градиент изменения толщин, вызванный структурным фактором, сопоставим с региональным фоном изменения толщин. По высокоамплитудным и активно развивающимся структурам коэффициент корреляции глубин залегания двух поверхностей обычно наиболее высокий, а по малоамплитудным — существенно ниже.

Другая причина слабой связи глубин различных горизонтов — наличие на исследуемой площади нескольких блоков, развивающихся во времени по самостоятельным законам. Накладываясь друг на друга, эти блоки создают слабое соответствие структурных планов по разным поверхностям и, соответственно, низкие коэффициенты корреляции соответствующих глубин. Достаточно часто встречаются случаи слабой зависимости глубин разных горизонтов, связанные с банальной ошибкой корреляции. В связи с тем что стратиграфическая разбивка разрезов осадочного чехла выполнялась в разное время и разными авторами, достаточно часты случаи неоднозначного выделения границ стратиграфических единиц.

Примером такой неоднозначности могут служить стратиграфические разбивки по Бахилловскому месторождению (рис. 1).

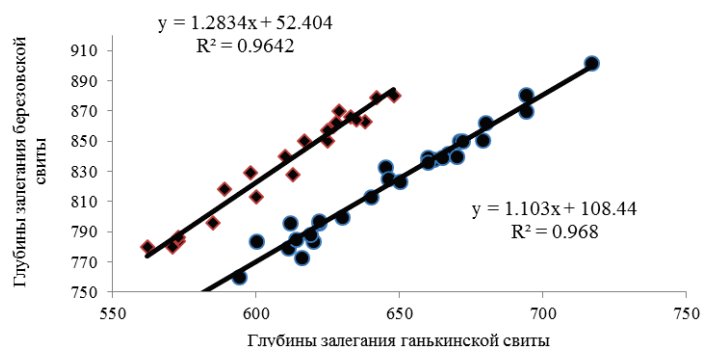


Рис. 1. Сопоставление глубин залегания ганькинской и березовской свит по скважинам Бахилловского месторождения

По результатам корреляции отчетливо просматриваются две группы скважин, которые формируют самостоятельные зависимости, различающиеся по своим параметрам: величинам углового коэффициента (коэффициента роста) и коэффициента корреляции (степени соответствия структурных планов). Можно было бы подумать, что площадь структуры охватывает два самостоятельных тектонических блока, развивавшихся по собственным, несовпадающим законам. Однако изучение расположения этих групп скважин на площади месторождения показало, что они не локализируются в пределах самостоятельных участков, а равномерно размещены по всей площади месторождения, то есть уверенно можно констатировать неоднозначное стратиграфическое расчленение разреза. Примеров такой неоднозначной корреляции разрезов по площадям Среднего Приобья достаточно много (Верхне-Колиньганская — в интервале кузнецовской и вартовской свит, Ван-Еганская — в интервале талицкой свиты, Угутская — талицкая свита и др.). Такие случаи, естественно, заметно снижают коэффициенты корреляции этих зависимостей и, соответственно, надежность получаемых коэффициентов, характеризующих развитие структур. Поэтому при анализе материалов и формировании выводов в данной работе приняты в расчет только зависимости, коэффициенты корреляции по которым составляют не менее 0,8. Безусловно, такие ошибки в принципе устранимы, однако количество поисково-разведочных скважин в исследуемом районе таково (более 15 000), что полная перекорреляция разрезов становится делом нереальным.

Вместе с тем необходимо отметить, что слабая теснота связи не всегда приводит к существенным ошибкам определения коэффициентов роста. В случае образования низкого коэффициента корреляции за счет присутствия регионального изменения толщин, соизмеримого с изменением толщин за счет тектонического развития, угловой коэффициент зависимости достаточно точно характеризует рост структур.

Представлена зависимость между глубинами двух поверхностей с абсолютным соответствием структурных планов и различающихся только амплитудой: высота структуры по кровле равна 0,8 высоты по подошве (рис. 2). В этих условиях коэффициент корреляции между глубинами кровли и подошвы исследуемой толщи равен единице.

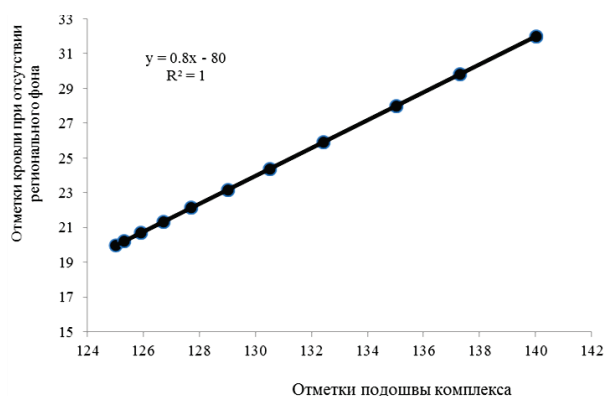
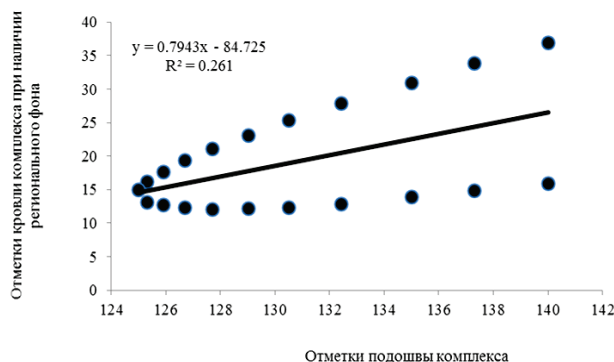


Рис. 2. Сопоставление кровли и подошвы исследуемого комплекса при отсутствии регионального изменения толщин

При наложении регионального фона на картину изменения толщин за счет тектонического фактора характер зависимости коренным образом изменяется: формируются две ветки зависимости для двух крыльев структуры с максимальной и минимальной толщинами регионального фона, существенно снижается теснота связи (до $R_2 = 0,26$). Но угловой коэффициент зависимости, равный отношению амплитуд по кровле и подошве комплекса, практически не изменяется: 0,8 — для случая без регионального фона и 0,794 — при наличии регионального фона изменения толщин. Однако при этом нужно иметь в виду, что такая картина наблюда-

ется только в случае равномерного размещения скважин по площади структуры. При более плотном расположении скважин на одном из крыльев структуры общий угловой коэффициент зависимости изменяется в сторону величины углового коэффициента по этому крылу. Как видно на рисунке 3, эти параметры по двум крыльям различаются существенно, и это различие будет тем более значительным, чем больше величина регионального градиента.

Рис. 3. Сопоставление кровли и подошвы исследуемого комплекса при наличии регионального изменения толщины



Учитывая то обстоятельство, что в реальном геолого-разведочном процессе при размещении скважин не всегда соблюдается принцип равномерности их расположения по площади, возможны существенные ошибки оценки коэффициентов роста структур по корреляционному методу. Поэтому, как уже отмечалось выше, при анализе истории геотектонического развития структур в Среднем Приобье, использованы только те зависимости, которые характеризуются коэффициентом корреляции, превышающим $R_2 = 0,8$.

Анализ выполнен почти по всем локальным структурам, по которым количество поисково-разведочных скважин достаточно для надежной характеристики геотектонического развития структур (обычно более 10–15). Общее количество таких структур в Среднем Приобье превышает 100 единиц.

Количество горизонтов, участвовавших в анализе, по разным нефтегазоносным областям и районам колебалось от 10 до 13 (рис. 4). Полученные данные объединены по 7 регионам, соответствующим Приуральской, Красноленинской, Фроловской, Васюганской нефтегазоносным областям (НГО) и Сургутскому, Вартовскому и Варьеганскому нефтегазоносным районам (НГР).

Сопоставление истории формирования структур по разным нефтегазоносным областям и районам свидетельствует о значимом их различии (см. рис. 4). Так, локальные структуры Приуральской, Красноленинской и Фроловской НГО основную часть амплитуды набрали в верхнеюрский и нижнемеловой этапы развития. Коэффициенты роста в этот период по Приуральской НГО достигали 1,35–1,54, по Красноленинской — 1,20–1,25, по Фроловской — 1,29. Тектоническая активность в верхнем мелу и кайнозое существенно снизилась, и коэффициенты роста не превышали 1,0–1,10, только в среднем эоцене наблюдается некоторая активизация, особенно во Фроловской НГО. В Среднеобской НГО (Сургутский и Вартовский НГР) локальные структуры развивались равномерно в течение всей мезозойской истории с некоторым повышением тектонической активности во времени. В юре коэффициенты роста структур составляли 1,0–1,08, в нижнемеловой этап — 1,0–1,33, в верхнемеловой — 1,0–1,20 и в палеогене — 1,0–1,67.

В Васюганской НГО наблюдается некоторое преобладание верхнемелового и кайнозойского этапов тектонического развития. Так, в сеномане средний коэффициент роста структур этой области составил 1,11–1,31, в палеогене (ср. палеоцен) — 1,13, тогда как в юре и нижнем мелу величина этого параметра (за исключением среднего валанжина — см. рис. 4) не превышает 0,83–1,05.

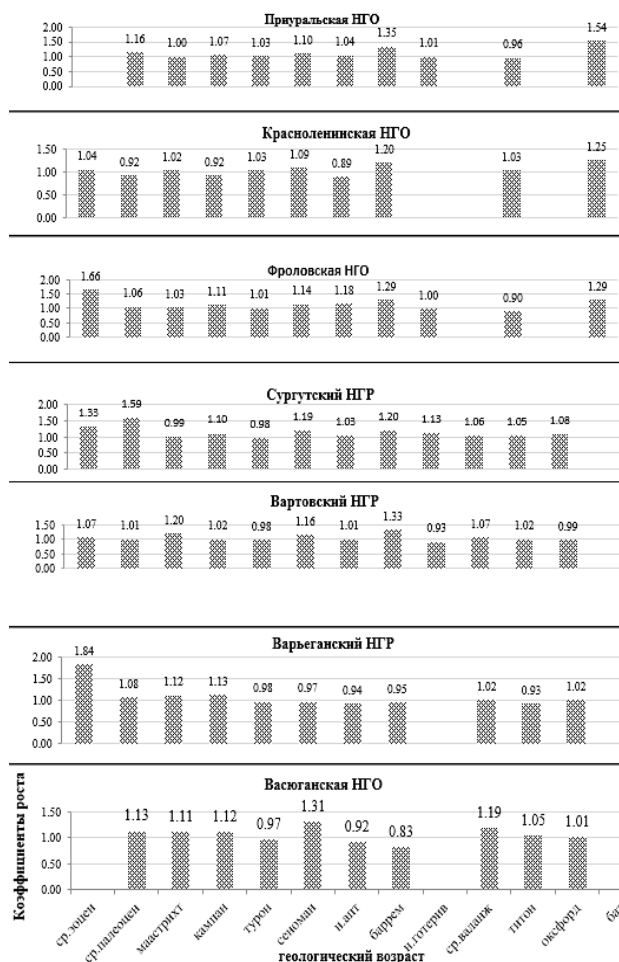


Рис. 4. Характеристика роста локальных структур Среднего Приобья

ленинская НГО) основной этап формирования структур приурочен к юрскому периоду; в Среднеобской НГО установлено равномерное развитие структур в течение юрского, мелового и палеогенового периодов; на востоке региона (Васюганская НГО и Варьеганский НГР) основной этап формирования положительных структур приурочен к концу верхнего мела и к палеогену. Приведенные закономерности позволяют однозначно утверждать о наличии связи между историей тектонического развития территории и ее нефтегазоносностью. В частности, в западной части региона основные запасы сосредоточены в юрских отложениях, тогда как в Среднем Приобье продуктивны как юрские, так и неокотские образования. На востоке (Варьеганский НГР) продуктивность распространяется до верхнемеловых отложений. Наличие нефти в юрских образованиях в этой части Западной Сибири, возможно, объясняется более поздним периодом генерации и миграции углеводородов по сравнению с западными и центральными районами Западной Сибири.

Таким образом, изложенный выше метод изучения истории тектонического развития локальных структур может быть реализован не только по данным глубокого поисково-разведочного бурения. Для этой цели с успехом могут быть использованы материалы сейсморазведки, с учетом того что современные сейсмические исследования позволяют достаточно надежно проследить десятки разновозраст-

Наиболее значимо от Среднеобских регионов отличается история тектонического развития структур Варьеганского НГР. Весь юрский и меловой этапы (до туронского века включительно) рост структур в этом районе не происходил, более того, наблюдалось формирование отрицательных структурных форм — коэффициент роста 0,93–1,02. В конце верхнемеловой эпохи (кампан-маастрихт) отмечается оживление тектонической активности (коэффициент роста 1,12–1,13), а в эоцене имел место основной этап формирования положительных структур района — 1,84.

Из представленных данных отчетливо видно, что в центральной части Западной Сибири наблюдается закономерное изменение основных этапов формирования положительных структур: в западной части региона (Приуральская, Красно-

ных отражающих горизонтов в различных частях осадочного чехла. Полученные результаты анализа истории тектонического развития перспективных ловушек с успехом могут быть использованы при оценке их перспектив нефтегазоносности до ввода в поисковое бурение.

Библиографический список

1. Белоусов В. В. Геотектоника. – М.: Московский ун-т, 1976. – 334 с.
2. Хафизов Ф. З. Повышение эффективности разведки залежей крупных нефтегазоносных комплексов. – Л.: Недра, 1991. – 264 с.

Сведения об авторах

Хафизов Фаиз Закиевич, д. г.-м. н., профессор, заместитель директора Западно-Сибирского филиала Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых, тел. 8(3452)229730, e-mail: khafizov@crru.ru

Кехтер Яна Робертовна, инженер 1 категории лаборатории расчета риска проведения поисковых и разведочных работ, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилмана, г. Тюмень, тел. 8(3452)229736, e-mail: bertram1987@mail.ru

Information about the authors

Khafizov F. Z., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Deputy Director of the West-Siberian Branch of the State Reserves Commission, Tyumen, phone: 8(3452)229730, e-mail: khafizov@crru.ru

Kekhter Ya. R., Engineer of 1 category of Risk Measurement Laboratory of the Prospecting and Exploration, Scientific and Analytical Centre for Rational Use of the Subsoil named after V. I. Shpilman, Tyumen, phone: 8(3452)229736, e-mail: bertram1987@mail.ru

Бурение скважин и разработка месторождений

УДК 622.276

АНАЛИЗ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ANALYSIS OF INCREASING IN WELLS PRODUCTIVITY AFTER HYDRAULIC FRACTURING

Абасс Садам Яхиа

Abass Sadam Yahia

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта; проницаемость; трещина ГРП; дебит скважины

Key words: hydraulic fracturing; permeability; hydraulic fracture; flow rate

В работе рассмотрено возможное снижение продуктивности пласта в результате проникновения твердой фазы жидкости разрыва в пласт, которое ухудшает проницаемость вокруг трещины, в результате чего происходит закупорка пласта [1]. Чтобы получить представление о степени снижения дебита в поврежденной зоне, мы будем рассматривать только случай для трещины с бесконечной проводимостью. Следует отметить, что сопротивление потока зависит от его структуры. В скважинах, в которых не проведено ГРП, сопротивление потока больше вблизи стенки скважины. Это объясняется тем, что флюиды двигаются в сторону скважины, следовательно, площадь поверхности потока становится меньше. Любое повреждение в этой зоне (зона с высоким сопротивлением) приводит к значительному снижению дебита. В скважинах, в которых проведено ГРП, поток распределяется вокруг трещины и приобретает линейный характер, в результате чего уменьшается сопротивление потока. В этом случае повреждение пласта вблизи трещины несильно изменяет общее сопротивление потока, таким образом, дебит снижается незначительно. На рисунке 1 показано горизонтальное поперечное сечение вертикальной трещины с поврежденной вблизи нее зоной. Формула (1) показывает соотношение дебита в случае повреждения к дебиту без повреждения [2].