

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и
газовых месторождений»
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Проектирование разработки трудноизвлекаемых запасов нефтяного месторождения «Х» (Томская область)

УДК 622.276-047.74(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5В	Трушко Артём Станиславович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Дозморов П.С.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Айкина Т. Ю.	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой ГРНМ, доцент	Чернова О.С.	к.г.-м.н.		

Томск 2017 г.

Оглавление

Введение	13
1. Характеристика месторождения	15
1.5 Общие сведения	15
1.6 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	16
1.7 Литолого-стратиграфический разрез	17
1.4 Тектоника	26
1.5 Нефтеносность	29
1.6 Геологические особенности объекта	32
1.7 Определение запасов объекта как трудноизвлекаемых	34
2. Проектирование разработки месторождения.....	39
2.1 Геологическая модель	42
2.2 Гидродинамическая модель	43
2.3 Обоснование вариантов разработки объекта Б ₁₆₋₂₀	46
2.4 Обоснование агентов воздействия на пласты и способы поддержания пластового давления.....	49
2.5 Обоснование выбора системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин	50
2.6 Технологические показатели вариантов разработки.....	50
3. Финансовый менеджмент	53
3.1 Экономические показатели.....	53
3.2 Макроэкономические показатели	54
3.3 Оценка капитальных вложений.....	55
3.4 Оценка эксплуатационных затрат	56
3.5 Налоговая система	59
3.6 Техничко-экономический анализ вариантов разработки.....	62
4. Социальная ответственность	68
4.1 Производственная безопасность	69
4.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	70
4.1.2 Анализ опасных факторов рабочей зоны и обоснование мероприятий по их устранению	73
4.2 Экологическая безопасность	76
4.2.1 Мероприятия по рациональному использованию недр.....	77

4.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	81
4.4	Особенности законодательного регулирования проектных решений.....	84
	Заключение.....	86
	Список использованных источников.....	88
	Приложения.....	91

Введение

По оценкам экспертов, без ввода в эксплуатацию новых нефтяных месторождений или увеличения коэффициента извлечения на уже разрабатываемых месторождениях, разведанных запасов нефтяным компаниям хватит на 20–30 лет. Соответственно над тем, чем обеспечивать себя после израсходования этого запаса нужно думать уже сейчас. В связи с этим, освоение так называемых трудноизвлекаемых запасов углеводородов становится вынужденной необходимостью. В России находится около четверти всех мировых запасов трудноизвлекаемой нефти, этот потенциал необходимо учитывать в стратегических планах развития отрасли.

Актуальность работы связана с тем, что в последние годы все чаще в разработку вводятся месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти, с неоднородными, низкопроницаемыми и расчлененными коллекторами. Разработка таких месторождений требует применения специальных технологий, более совершенных конструкций скважин, а также учетывание опыта различных предыдущих проектных решений.

Целью магистерской работы является проектирование разработки объекта с трудноизвлекаемыми запасами на примере X. нефтяного месторождения Томской области и определение способа его максимально эффективной разработки.

Для достижения данной цели в рамках работы были определены следующие **задачи**:

- Получить навыки работы в корпоративных программных комплексах для проектирования разработки и гидродинамического моделирования месторождений (РН КИН, РН КИМ);
- Проанализировать текущую льготную политику и методику отнесения запасов к ТРИЗ с точки зрения государства и нефтяных компаний России;

- Произвести анализ особенностей и сложностей геологического строения рассматриваемого объекта разработки;
- Составить несколько вариантов проектирования разработки объекта;
- Рассчитать на гидродинамической модели полученные варианты разработки;
- Выбрать на основе технико-экономического анализа рекомендуемый, наиболее экономически выгодный вариант разработки рассматриваемого объекта.

Аннотация

В первой части дипломного проекта рассматриваются общие сведения о месторождении и рассматриваемом объекте, его геологическом строении, нефтеносности рассматриваемого объекта и тектонике. В геологическом плане рассматриваемый объект имеет ряд особенностей:

- залежи объекта имеют рукавообразную, полосовидную и линзовидную форму, что осложняет фильтрацию флюида во время разработки и эксплуатации объекта;

- объект имеет сильную расчленённость, и как следствие большое количество гидродинамически не связанных между собой участков коллектора, разработка которых возможно либо увеличением числа скважин и плотности сетки, либо увеличением охвата за счёт внедрения горизонтальных скважин;

- рассматриваемый объект имеет низкие фильтрационно-ёмкостные свойства, что делает его экономически низкоэффективным при разработке вертикальными скважинами.

Так же в первой главе рассматривается текущая льготная обстановка и критерии отнесения запасов к трудноизвлекаемым с точки зрения государства и ведущих нефтяных компаний России. В данный момент государство недополучает значительную часть возможной прибыли, из-за временных критериев отнесения запасов к ТРИЗ.

Во второй главе описаны основные этапы при создании геологической и гидродинамической модели объекта, приведены два спроектированных варианта разработки рассматриваемого объекта и их технологические параметры разработки. Первый вариант разработки предполагает использование существующего фонда скважин, работающих на другие объекты месторождения, на всех скважинах предполагается применение гидравлического разрыва пласта. Вторым вариантом разработки предполагается использование существующего фонда скважин и бурение горизонтальных скважин и зарезок горизонтальных стволов с

последующим многостадийным гидравлическим разрывом пласта. Вторым вариантом разработки позволило внедрить недренируемые ранее области и вовлечь новые запасы и объединив ранее гидродинамически не связанные между собой линзовидные участки коллектора. Внедрение горизонтальных скважин и зарезок боковых горизонтальных стволов позволило увеличить накопленную добычу нефти по второму варианту больше, чем на 60%. Коэффициент извлечения нефти по второму варианту разработки выше на 35%, чем коэффициент извлечения нефти по первому варианту. Так же во второй главе описаны используемые способы поддержания пластового давления залежи и обоснования способа размещения и плотности сетки скважин.

В третьей главе на основе технологических параметров составленных вариантов разработки был произведён технико-экономический анализ вариантов. Были рассчитаны капитальные вложения и эксплуатационные затраты вариантов разработки, так же приведена налоговая система и порядок расчёта отчислений государству. Капитальные затраты по второму рекомендуемому варианту разработки оказались выше более чем в 3 раза, чем по первому варианту, за счёт бурения довольно дорогостоящих горизонтальных скважин и зарезок боковых горизонтальных стволов. Согласно рекомендуемому проекту недропользователь получает прибыль за счёт реализации добываемой продукции, государство получает доход за счёт налоговых платежей и отчислений. По результатам технико-экономического анализа согласно рекомендуемому варианту недропользователь получит дисконтированный доход в размере не менее 200 млн. рублей, а государство за счёт налоговых платежей и отчислений получит доход в размере не менее 2,5 млн. рублей. По рекомендуемому варианту разработки приведена структура выручки, структура эксплуатационных затрат и экономическая оценка по годам разработки.

В четвёртой части дипломной работы рассмотрена социальная ответственность при разработке рассматриваемого объекта. Проанализированы опасные и вредные производственные факторы и мероприятия по их устранению, с которыми может столкнуться работник на месторождении. Оператор добычи нефти и газа подвержен на рабочем месте такими факторами как: превышение уровня шума и вибрации, сложные климатические условия, вероятность воздействия вредных и токсичных веществ. Так же работник подвержен такими опасными факторами как механическое травмирование, пожаро- и взрывоопасность. В главе описаны меры предосторожности и мероприятия по ликвидации перечисленных вредных и опасных факторов. Приведены правила экологической безопасности при разработке месторождения, описаны мероприятия по поддержанию отсутствия и ликвидации вредных производственных экологических факторов во время проектирования и разработки рассматриваемого объекта. В качестве примера, приведена ситуация действий работника при возникновении чрезвычайно опасной ситуации на месторождении – пожар, описаны мероприятия по ликвидации данной ЧС. Так же в главе описаны правовые обязанности работника оператора по добыче нефти и газа.

Hydraulic fracture

Propped Hydraulic Fracturing consists of pumping a viscous fluid at a sufficiently high pressure into the completion interval so that a two winged, hydraulic fracture is formed. This fracture is then filled with a high conductivity, proppant which holds the fracture open (maintains a high conductivity path to the wellbore) after the treatment is finished. The propped fracture can have a width between 5 mm and 35 mm and a length of 100 m or more, depending on the design technique employed and the size of the treatment.

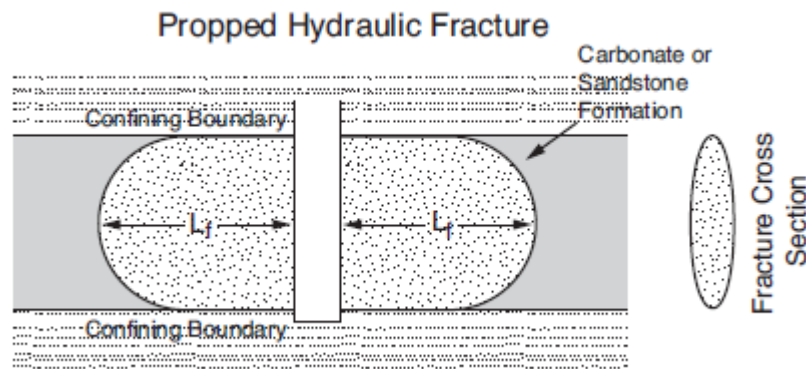


Figure 1 – Propped Hydraulic Fracture

An alternative is to pump acid at a wellbore pressure greater than the fracture propagation pressure for a strong inhomogeneous carbonate formation.

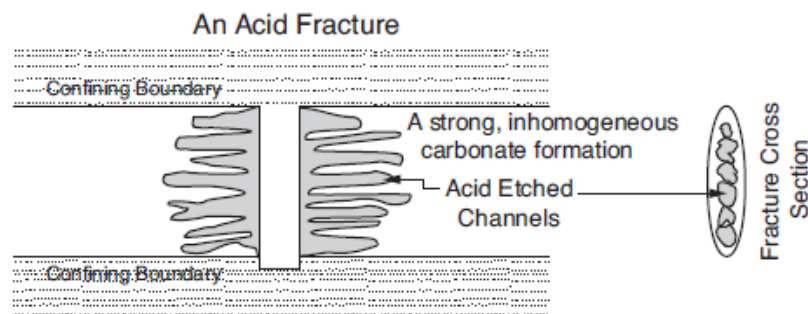


Figure 2 – An Acid Fracture

Both types of fracturing treatments create highly conductive paths from deep in the reservoir to the wellbore.

Propped hydraulic fracturing is aimed at raising the well productivity by increasing the effective wellbore radius for wells completed in low permeability carbonate or clastic formations. The radial well inflow equation:

$$Q = \frac{2\pi kh(\bar{P}_R - P_{wf})}{\mu_o B_o \left\{ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S - \frac{3}{4} \right\}} = \frac{2\pi kh(\bar{P}_R - P_{wf})}{\mu_o B_o \left(\ln\left(\frac{r_e}{r'_w}\right) - \frac{3}{4} \right)}$$

shows that the well production rate (Q) can be increased by:

- **Increasing the formation flow capacity** (k.h) {the fracture may increase the effective formation height (h) or connect with a formation zone with a higher permeability (k)};
- **Bypassing** flow effects that increase the skin (s) e.g. near wellbore formation damage;
- **Increasing the wellbore radius** (r_w) to an effective wellbore radius (r'_w), which itself is a function of the conductive fracture length L_f (see Figure 3).

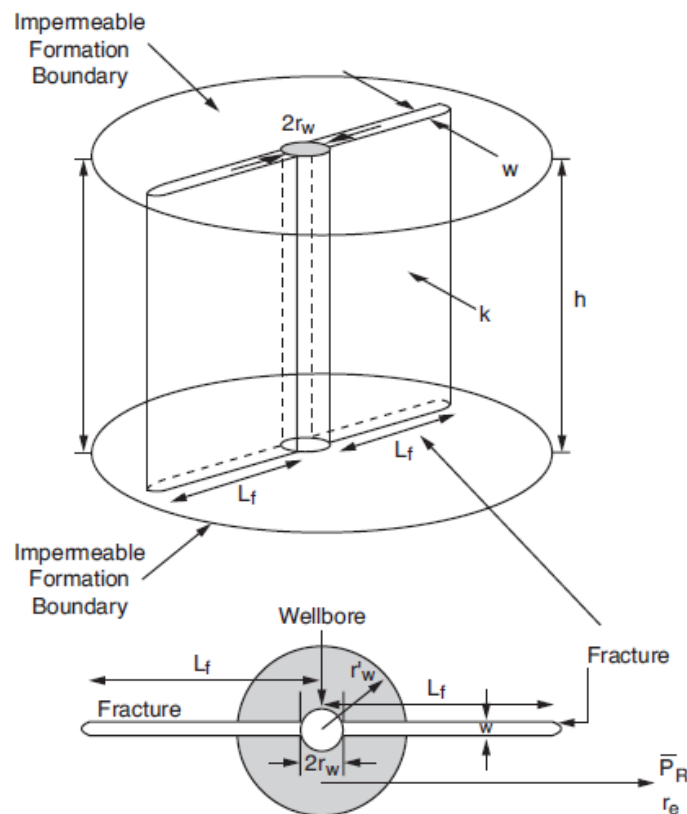


Figure 3 – Propped hydraulic fracture geometry

N.B. All models assure that the two wings of the fracture are symmetrical (same height and length).

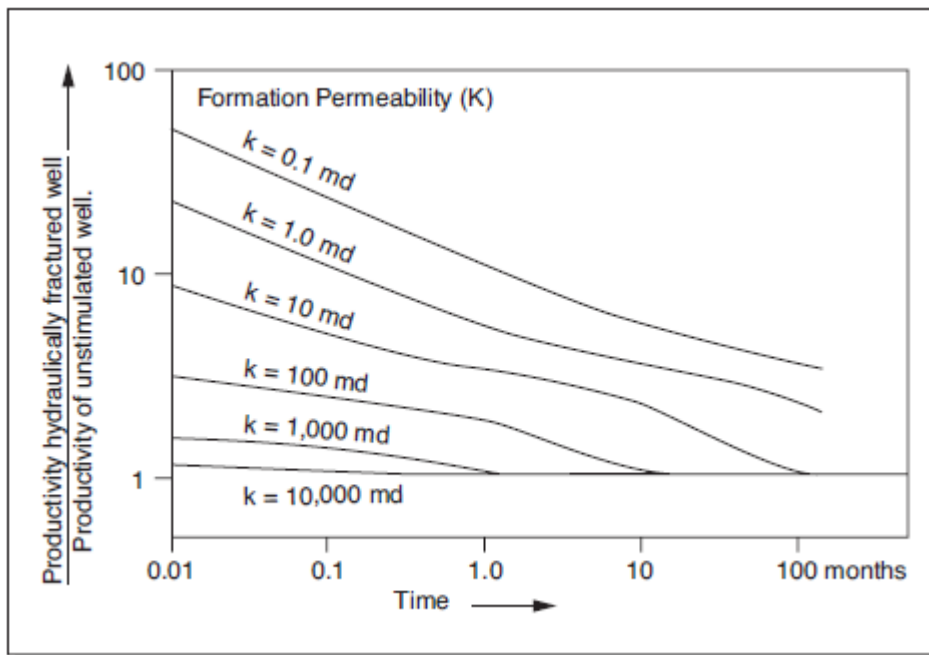


Figure 4 – Production increase due to 150 ft long hydraulic fracture with a flow conductivity of 8,000 mD.ft

If the hydraulic fracture has infinite conductivity i.e. the pressure drop along its length due to flow is negligible, then:

$$r_w' = L_f/2$$

Thus, high conductivity fractures allow fluids to flow to the well whose effective radius has been enlarged to a value equal to half the single wing fracture length. Alternatively, if the actual wellbore radius is used, this improved inflow can be expressed as a negative skin.

The relative increase in production achievable by placement of a hydraulic fracture is much greater in the case of low permeability formations (Figure 4).

Hydraulic fracture treatment selection guidelines

Hydraulic fracture stimulation is required for the economic development of low permeability reservoirs. This is because a highly conductive fracture results in a negative skin with the wellbore flowing pressure (P_1) having been

increased, at a given flow rate, compared to an unimpaired (PJ or impaired (PJ well (Figure 5):

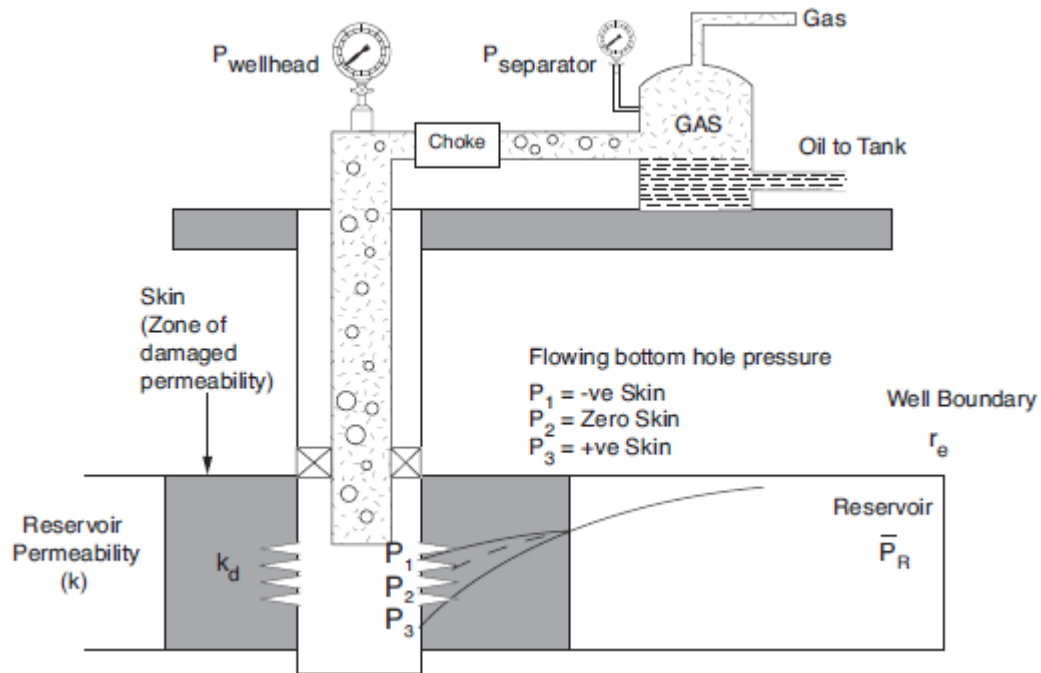


Figure 5 – The Producing System

The hydraulically fractured well with the negative skin will have the greatest production rate. Propped hydraulic fracture well stimulation should only be considered when the:

- Well is connected to adequate **producing reserves**;
- **Reservoir pressure** is high enough to maintain flow when producing these reserves (or it is economically justifiable to install artificial lift);
- **Production system** can process the extra production.
- **Professional, experienced personnel** are available for treatment design, execution and supervision along together with high quality pumping, mixing and blending equipment.

This last requirement arises because a propped hydraulic fracturing treatment has a complexity and difficulty an order of magnitude greater than that associated with matrix or acid fracturing treatments. The ability to complete the treatment to the specified design requires numerous, on-site adjustments during the treatment itself. The first hydraulic fracturing treatments in a new area often

experience early screen out resulting in premature stopping of the treatment i.e. the "learning curve" has to be climbed. The steepness of this "learning curve" can be increased by employing personnel who have gained experience in successful fracturing treatments in another area.

Fracture stimulated well inflow performance

The Inflow Performance of a Fracture Stimulated well is controlled by the dimensionless Fracture Conductivity (F):

$$F_{cd} = \frac{k_f * w}{k * L_f}$$

where:

$k_f * w$ – fracture permeability (k_f) * conductive fracture width (w) ~ ability of the hydraulic FRACTURE to conduct fluid to the wellbore = the fracture conductivity;

$k * L_f$ – formation permeability (k) * conductive fracture single wing length (L_f) ~ ability of the FORMATION to deliver fluid to the hydraulic fracture.

These parameters are illustrated in Figure 6. It can be easily visualised that the objective of the propped hydraulic fracture treatment design process is to ensure that the pressure drop down the length of the fracture is low compared to the pressure drop across the formation. Thus, as much as possible of the well drawdown should be taken across the reservoir with the pressure drop within the fracture making a negligible contribution to the total value of the well drawdown. We will now consider these two factors in turn:

The fracture conductivity is increased by:

- An increased fracture width (w),
- An increased proppant permeability (large, more spherical, proppant grains have a higher permeability);
- Minimising the permeability damage to the proppant pack from the fracturing fluid.

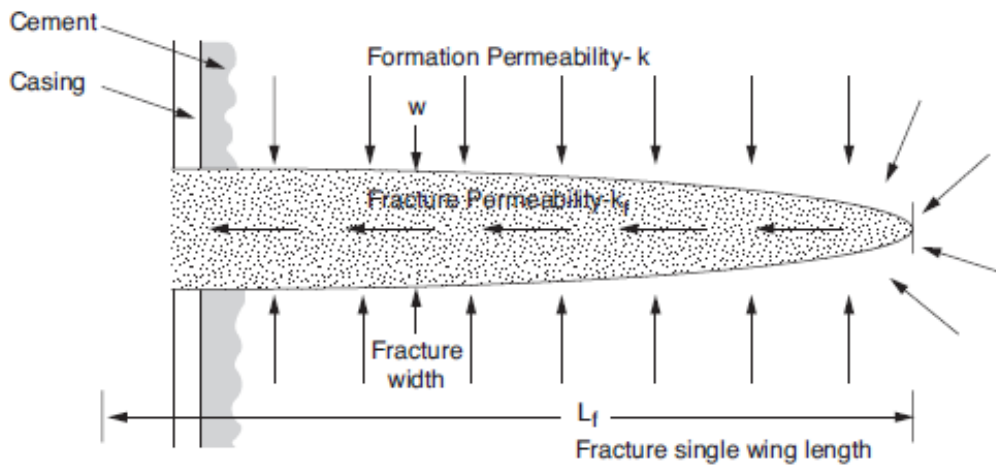


Figure 6 – Factors contributions to the dimensionless fracture conductivity

Frequently the increased production achieved by carrying out a hydraulic fracturing treatment is represented by the "Folds of Increase" or FOI:

$$FOI = Q_f / Q_o$$

where
$$Q_o = \frac{2 \pi k h (\bar{P}_R - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln(r_e / r'_w)}$$

and
$$Q_f = \frac{2 \pi k h (\bar{P}_R - P_{wf})}{\mu B_o \ln(r_e / r'_w)}$$

Q_o and Q_f are the well production under equivalent conditions before and after carrying out the hydraulic fracturing treatment. Thus:

$$FOI = \frac{\ln(r_e / r_w)}{\ln(r_e / r'_w)}$$

There have been several studies of the composite effect of fracture length, fracture conductivity and formation permeability on the well inflow performance. A widely used correlation is that published by Cinco- Ley and in which $\{r'_w / L_f\}$, or effective wellbore radius divided by conductive fracture length, is plotted against the dimensionless fracture conductivity (F). This is illustrated in Figure 7. This Figure shows that a FCD value of 15 is required to ensure that the well inflow is not being limited by the fracture conductivity. An

alternative presentation (Figure 8) allows the (negative) skin effect due to the propped hydraulic fracture (Sf) to be calculated from the dimensionless fracture conductivity.

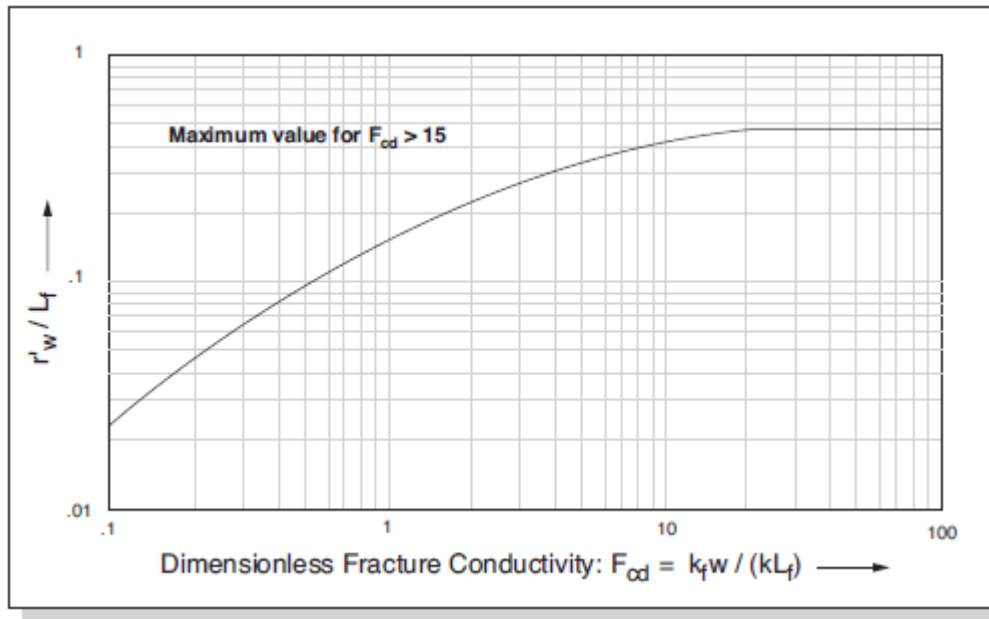


Figure 7 – Cinco-Ley and Samaniego's 1981 correlation between effective wellbore radius and fracture conductivity.

The above correlations and equations can be used to quantify the relationship between the increased production (FOI) as a function of the fracture length (L_f), formation permeability (k) and the fracture conductivity ($k_f w$).

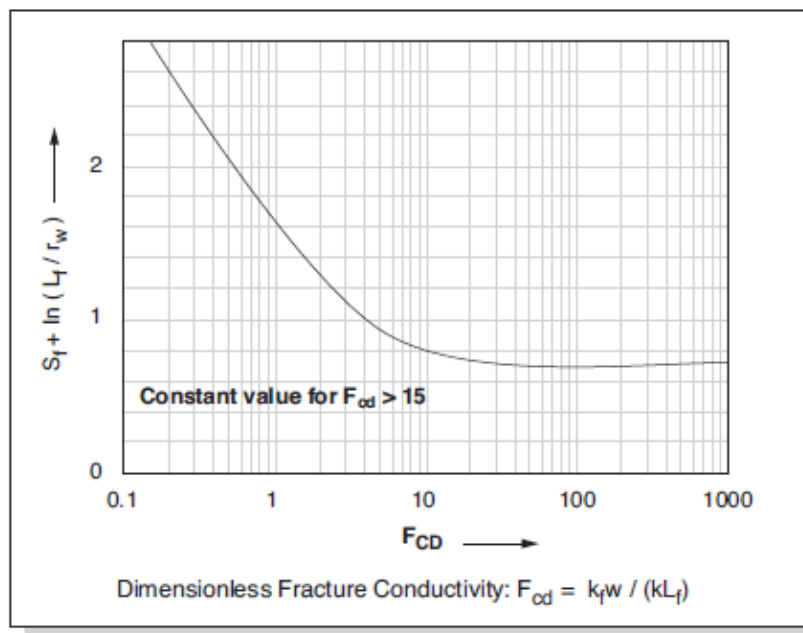


Figure 8 – Fracture skin effect varies with fracture conductivity

Figure 7 shows that for wells in low permeability (0.1mD) formations:

- High values of the FOI are possible;
- FOI is related to fracture half length, while the fracture conductivity has a limited effect, providing its value is greater than a certain minimum.

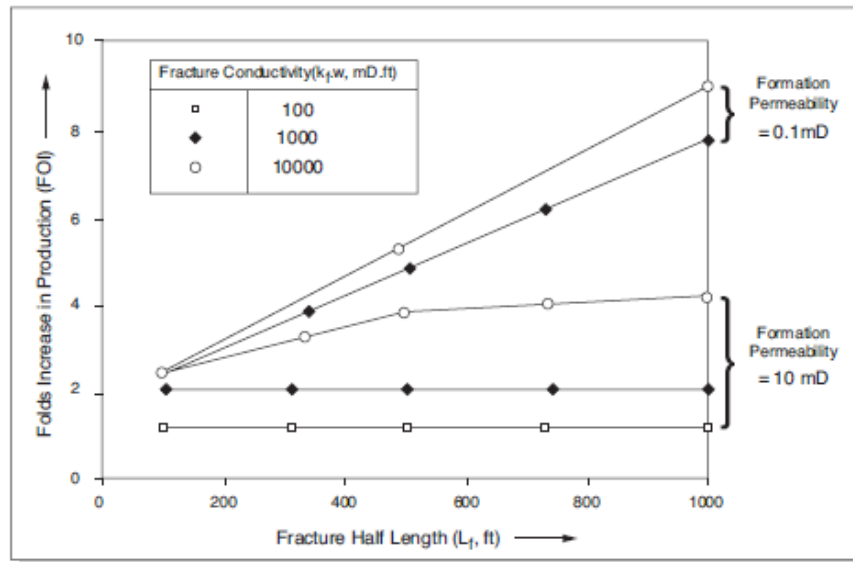


Figure 9 – Well productivity response to hydraulic fracturing

The (low) formation permeability is controlling the well inflow and increased fracture conductivity does not improve well inflow performance.

A propped hydraulic fracturing treatment

The major steps needed to carry out a propped, hydraulic fracture treatment are summarised as follows:

- Pumping the fracturing fluid at a sufficiently high pressure to overcome the rock stresses i.e. initiate and propagate a fracture.
- The fluid properties are adjusted to ensure efficient fracture creation - low fluid loss and tubing head pressure values are frequently achieved by use of a viscous, shear thinning, water based, cross-linked gel.
- The created fracture is then filled with proppant to "hold it open" or provide conductivity for fluid flow when fluid pumping is halted.
- The viscous fracturing fluid is degraded after the treatment to a viscosity similar to that of water by incorporation of a chemical breaker into the

fracturing fluid formulation. This will allow it to be produced back after the treatment, followed by the initiation of hydrocarbon production.

The surface and well set up required to achieve the above are schematically illustrated in Figure 10.

Figure 10 shows the (viscous) fracturing fluid being prepared from a polymer and base fluid (usually water). It is then combined in a blender with proppant (e.g. sand grains) used to keep (or prop) the fracture open once the treatment has been completed. Proper quality control measures are required for both the fluid and the proppant.

The proppant/fluid slurry is then passed to a high pressure pump where the fluid pressure is increased to a sufficiently high value that a hydraulic fracture can be created in the pay zone.

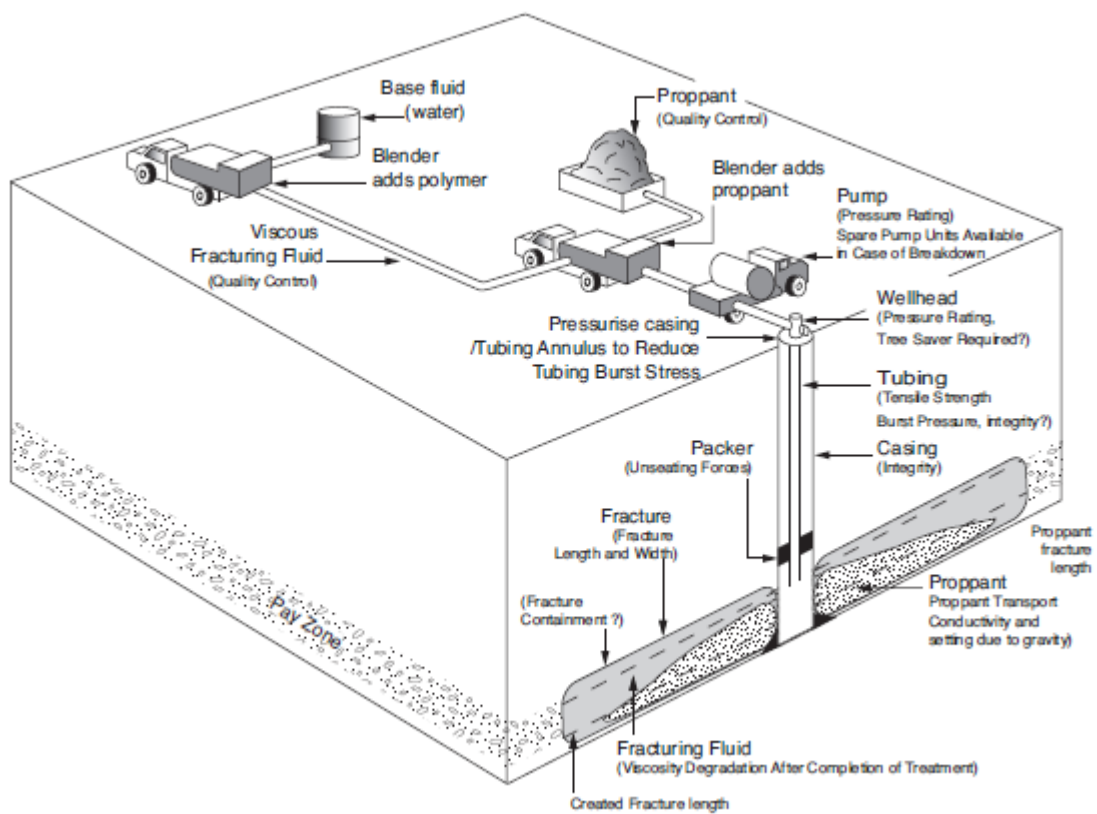


Figure 10 – Practical issues during a propped hydraulic fracturing treatment

The proppant/fluid slurry is then passed to a high pressure pump where the fluid pressure is increased to a sufficiently high value that a hydraulic fracture can be created in the pay zone. Hydraulic fracturing has to be done as a continuous process - spare pumps have to be immediately available if pump

breakdowns are experienced. The wellhead must have a sufficiently high pressure rating. This pressure rating of the wellhead can be temporarily increased by the installation of a "tree saver" at the wellhead. This is essentially a length of smaller diameter, thick walled tubing installed inside the Christmas tree. It has seals at the top and bottom to ensure that the wellhead components with a lower pressure rating are protected from the high pressures experienced during the hydraulic fracturing treatment. The tree saver's smaller diameter leads to increased pressure losses and to the possibility of erosion of the tubing if the proppant slurry exits the tree saver at too high a velocity.

The production tubing will be subject to burst forces due to the high pressures required for fracturing. They can be reduced somewhat by pressurising the casing/tubing annulus. The casing has to be protected by a large diameter pressure relief valve in case the tubing fails and the casing is exposed to the high pumping pressure. The tubing will also contract due to the pumping of the cold fracturing fluids. This may lead to tensile failure (tubing parting) or the packer unseating. In practice, the design value for the tubing strength should be reduced appropriately to allow for any corrosion if the well has been on production for a number of years.

Field experience indicates that it is often impossible to mechanically carry out a hydraulic fracturing treatment in a well unless this was included in the original well design specifications.

The created length of the fracture is considerably longer than the propped length since the fracturing treatment is still in progress. Issues to be evaluated during the design include:

- Transport of the proppant to the fracture tip
- Settling of proppant due to inadequate fracturing fluid viscosity
- Creation of the required proppant pack width and degradation of the fracturing fluid to minimise permeability damage to the proppant pack and formation and;

- Containment of the hydraulic fracture to the pay zone These will all be discussed in the following sections.

Creation of a propped hydraulic fracture

Figure 11 summarises the main stages in the process involved in creation of a propped hydraulic fracture:

An initial fracture of appropriate length and width is created by pumping fracture fluid called the pad. The most common fracturing fluids are water based, cross-linked, polymer solutions (or gels) which exhibit highly non-Newtonian rheological properties together with appropriate fluid loss properties.

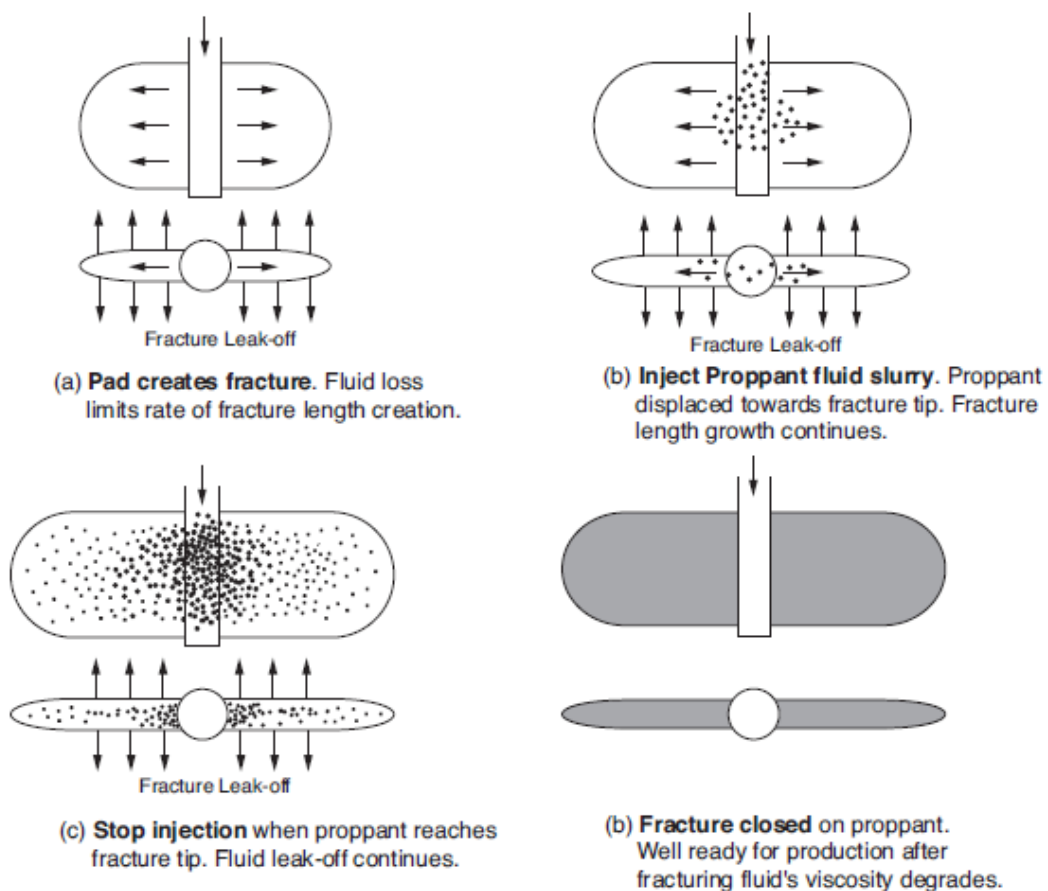


Figure 11 – Creation of a propped hydraulic fracture

- This is often preceded by a sacrificial pre-pad (a low viscosity fluid which satisfied part of the fluid loss from the fracture at a reduced cost). Typically, about 50 - 80% of the total fluid volume pumped leaks off to the formation while only 20 - 50% creates useful fracture volume.

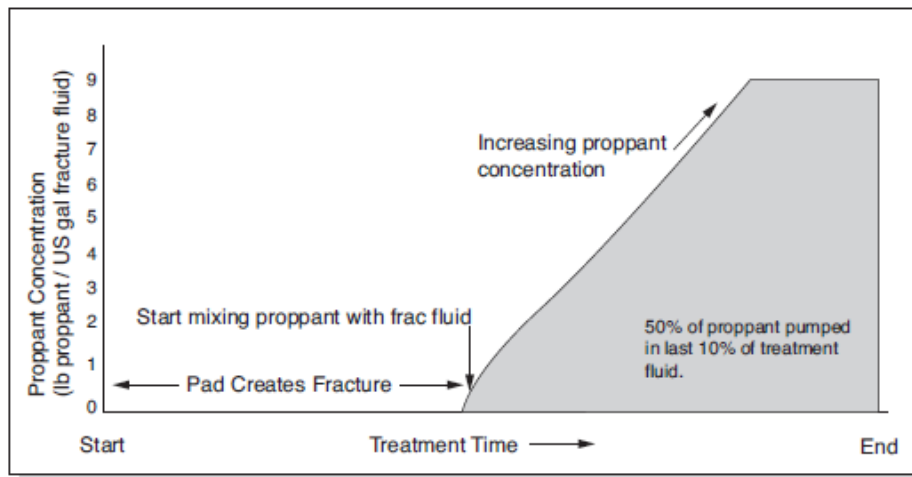


Figure 12 –Hydraulic fracturing proppant concentration increase during an hydraulic

The concentration of proppant is increased towards the end of the job with proppant concentrations as high as 40% vol being pumped (Figure 11). This ensures that a more uniform, final proppant concentration in the fracture is achieved. This occurs because the low proppant concentration in the slurry pumped initially will become more concentrated as it is displaced towards the fracture tip as the fracturing fluid leaks off into the formation. "Settling" of the denser proppant will also occur due to the influence of gravity. This process will continue until fracture closure is complete. These processes are illustrated in Figure 12.

The proppant slurry in the wellbore is displaced to the perforations and fluid injection halted. This normally occurs at about the same time as the first proppant reaches the fracture tip. There will be minimal stimulation from the fracturing treatment if the final proppant slurry volumes are overdisplaced away from the wellbore i.e. the well loses (direct) communication with the hydraulic fracture. However, excessive under displacement of the slurry will leave large amounts of proppant in the wellbore at the end of the treatment. This would then have to be removed by a special cleanout trip made with a coiled tubing or workover unit prior to returning the well to production.

Leak-off continues and the fracture closes on the proppant. Viscosity degradation from the action of the chemical breaker added to the fracturing fluid

aids in the back production of the degraded fracturing fluid followed by hydrocarbon production.

A complex computer program is required for treatment design since, in addition to the complexities of fracture shape prediction described earlier, it must also optimise the transport of the proppant within the fracture.

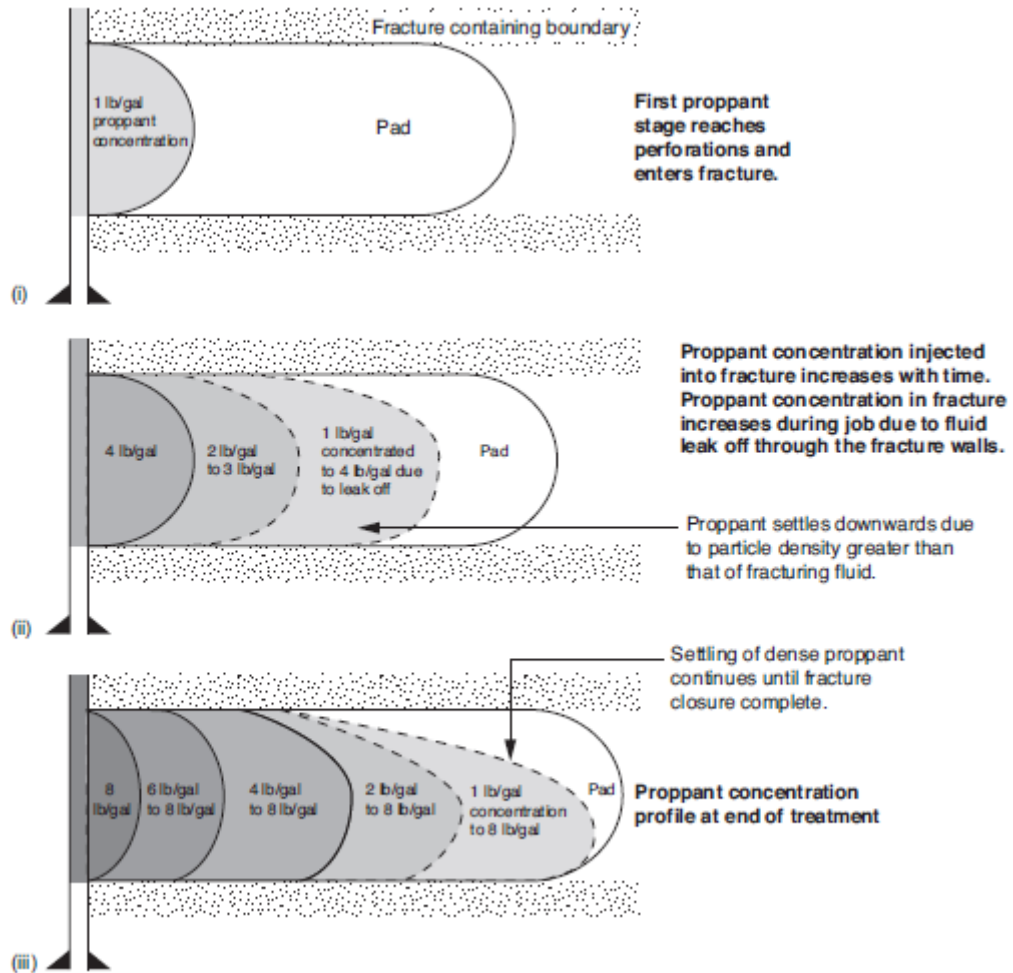


Figure 13 – Proppant profile development during a hydraulic fracture treatment

Заключение

Целью данной работы являлось проектирование разработки объекта с трудноизвлекаемыми запасами на примере X. нефтяного месторождения Томской области, определение способа его максимально эффективной разработки. Для достижения данной цели в работе был решён целый ряд промежуточных задач:

- были получены навыки работы в корпоративных программных комплексах для проектирования разработки и гидродинамического моделирования месторождений (РН КИН, РН КИМ);
- проанализирована текущая льготная политика и методика отнесения запасов к ТрИЗ с точки зрения государства и нефтяных компаний России;
- произведён анализ особенностей и сложностей геологического строения рассматриваемого объекта разработки;
- составлены несколько вариантов проектирования разработки объекта;
- рассчитаны на гидродинамической модели полученные варианты разработки рассматриваемого объекта;
- выбран на основе технико-экономического анализа рекомендуемый, наиболее экономически выгодный вариант разработки рассматриваемого объекта.

На начальном этапе работ был проведен анализ научно-технической литературы, изучена методика и последовательность построения ГДМ, методика и последовательность проектирование разработки месторождений. На основе рассмотренных геологических особенностей объекта были составлены два варианта разработки объекта. Первый вариант разработки, основанный на использовании существующего фонда скважин, показал недренируемые участки и области высоких значений остаточных запасов нефти. Учитывая полученные данные после моделирования и расчёта первого варианта, был составлен второй вариант разработки объекта с

применением бурения горизонтальных скважин и зарезок боковых горизонтальных стволов с последующим многостадийным гидравлическим разрывом пласта. Второй вариант позволил вовлечь ранее не связанные и не дренируемые между собой области, что в свою очередь позволило существенно повысить добычу и коэффициент извлечения нефти. Накопленная добыча по второму варианту разработки выше больше чем на 65% накопленной добычи по первому варианту. Техничко-экономический анализ так же показал большую экономическую эффективность второго варианта разработки, несмотря на то, что капитальные затраты по второму варианту больше чем в 3 раза больше капитальных затрат первого варианта разработки. Доход недропользователя по рекомендуемому второму варианту разработки объекта составил более 200 млн рублей, что больше чем на 30% выше ожидаемого дохода при разработки рассматриваемого объекта по первому варианту. Таким образом, было предложено вести разработку рассматриваемого объекта согласно рекомендуемому второму варианту разработки.