

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 |
|---|
| Разработка низкопроницаемых коллекторов с помощью горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта на нефтяном месторождении А (Томская область) |

УДК 622.243.24:622.276.66-022.338(571.16)

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------|
| 2БМ5Г | Неволин Данила Максимович | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент | Арбузов В.Н. | к.ф.-м.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: | 3 |
| 1 Геологический раздел | 4 |
| 1.1 Общие сведения о месторождении | 4 |
| 1.2 Краткая геологическая характеристика месторождения ... | 4 |
| 1.2.1 Литолого-стратиграфический разрез | 4 |
| 1.2.2 Нефтеносность | 6 |
| 2 Специальный раздел | 11 |
| 2.1 Структура фонда скважин и показатели их эксплуатации | 11 |
| 2.2 Выбор схемы разработки месторождения | 12 |
| 2.3 Обоснование длины горизонтального ствола и расстояния между скважинами | 13 |
| 2.4 Обоснование расстояния между трещинами ГРП | 17 |
| 2.5 Анализ эффективности применяемых методов | 19 |
| 2.6 Обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов | 21 |
| 3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 38 |
| 3.1 Экономические показатели | 38 |
| 3.2 Оценка капитальных вложений | 40 |
| 3.3 Налоговая система | 41 |
| 3.4 Технико-экономические показатели вариантов разработки | 44 |
| 4 Социальная ответственность | 49 |
| 4.1 Вредные факторы на рабочем месте | 49 |
| 4.2 Опасные факторы на рабочем месте | 56 |
| 4.3 Охрана окружающей среды | 60 |

| | |
|--|-----------|
| 4.4 Защита в чрезвычайных ситуациях | 63 |
| Список использованной литературы: | 68 |
| Заключение: | 69 |
| Приложение..... | 70 |

Введение:

Одной из основных составляющих Российской экономики является нефтяная промышленность, которая очень сильно влияет на бюджет страны.

Ресурсная база нефтяного комплекса является очень острой проблемой. Нефтяные ресурсы постепенно истощаются, очень много месторождений находятся на последней стадии разработки и имеют высокую обводненность. В старых и новых регионах открываются новые, маленькие и низкопродуктивные залежи, разработка которых требует значительных капитальных затрат. На сегодняшний момент количество трудноизвлекаемых и труднодоступных запасов нефти, в том числе низкопроницаемых коллекторов возрастает. Разработка таких месторождений с помощью различных модификаций традиционных технологий с использованием наклонно-направленных скважин с гидравлическим разрывом пласта малоэффективна, большая часть запасов остается в недрах.

Современное состояние работ в области разработки таких месторождений показывает, что использование горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта является одним из наиболее эффективных и современных методов вовлечения в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, эксплуатация которых с помощью системы наклонно-направленных скважин малоэффективна и нерентабельна. Как правило дебиты нефти горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта значительно выше дебитов наклонно-направленных скважин с ГРП.

Целью работы является исследование особенностей применения систем горизонтальных скважин, для увеличения коэффициента извлечения нефти низкопроницаемых коллекторов, эксплуатация которых невозможна с помощью наклонно-направленных скважин, в связи с тем, что неэффективна и нерентабельна.

Актуальность данной работы заключается в том, что объект разработки месторождения «А» относится к низкопроницаемым, его рентабельная разработка возможна только при помощи горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта.

Задачи:

- Подобрать оптимальную длину горизонтального ствола скважины и расстояние между рядами добывающих и нагнетательных скважин;
- Исследовать влияния расстояния между стадиями гидравлического разрыва пласта на запускной дебит скважины;
- На основе исследования подобрать оптимальное расстояние между стадиями ГРП;
- Подбор подходящей технологии МГРП для данного месторождения исходя из опыта применения различных технологий;
- Рассчитать экономический эффект.

Защищаемые положения:

- Разработаны требования к выбору технологий МГРП для юрских отложений;
- Выделена взаимосвязь соответствия обоснования расстояния между трещинами ГРП между аналитической моделью L_i и гидродинамической моделью;
- Выявлена целесообразность внедрения горизонтальных скважин длиной семьсот метров и расстоянием между рядами пятьсот метров для объектов со схожими геолого-физическими характеристиками.

Аннотация

Ресурсная база нефтяного комплекса является очень острой проблемой. Нефтяные ресурсы постепенно истощаются, очень много месторождений находятся на последней стадии разработки и имеют высокую обводненность. В старых и новых регионах открываются новые, маленькие и низкопродуктивные залежи, разработка которых требует значительных капитальных затрат. На сегодняшний момент количество трудноизвлекаемых и труднодоступных запасов нефти, в том числе низкопроницаемых коллекторов возрастает. Разработка таких месторождений с помощью различных модификаций традиционных технологий с использованием наклонно-направленных скважин с гидравлическим разрывом пласта малоэффективна, большая часть запасов остается в недрах.

Целью работы является исследование особенностей применения систем горизонтальных скважин, для увеличения коэффициента извлечения нефти низкопроницаемых коллекторов, эксплуатация которых невозможна с помощью наклонно-направленных скважин, в связи с тем, что неэффективна и нерентабельна.

Актуальность данной работы заключается в том, что объект разработки месторождения «А» относится к низкопроницаемым, его рентабельная разработка возможна только при помощи горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта.

Данная выпускная квалификационная работа посвящена вопросу разработки низкопроницаемых коллекторов с помощью горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта на примере месторождения «А». Она состоит из четырех частей: геологической, специальной, финансового менеджмента и социальной ответственности.

В первой части выпускной квалификационной работы рассматриваются общие сведения о месторождении, характерные особенности территории и геолого-физическая характеристика месторождения «А».

Во второй части выпускной квалификационной работы проводится анализ текущего состояния разработки месторождения «А», выбор системы разработки для данного месторождения, подбор оптимальной длины горизонтального ствола скважины и расстояния между рядами добывающих и нагнетательных скважин с помощью расчета на секторе гидродинамической модели в гидродинамическом симуляторе пласта «РН-КИМ» (Магма). Так же в данной части представлен анализ зависимости дебита скважины от расстояния между трещинами многостадийного гидравлического разрыва пласта, анализ был проведен с помощью аналитической модели.

В третьей части проведен расчет экономической эффективности бурения горизонтальных скважин с различными длинами и различным расстоянием между рядами добывающих и нагнетательных скважин, оценены капитальные затраты для каждого варианта бурения, расчеты показали, что наиболее оптимальным будет бурение горизонтальных скважин длиной семьсот метров и расстоянием между рядами в пятьсот метров.

В четвертой части выпускной квалификационной работы рассмотрена социальная ответственность оператора добычи нефти и газа. Описаны различные факторы вредного воздействия на окружающую среду. Проведен анализ всех опасных и вредных факторов рабочей зоны. Описана чрезвычайная ситуация.

HORIZONTAL WELLS

Introduction

Horizontal wells have become an extremely popular development option (Figure 1).

This chapter introduces the basics of designing and completing a horizontal well. Well trajectory, geosteering, reservoir flow regimes and drainage areas are discussed. Most horizontal wells use a medium or long radius build section rather than the short radius technique that only allows a short lateral length and a limited completion technique.

Drilling and completion of horizontal wells

The production casing (e.g. 9^{5/8} in) of a horizontal well is usually set at a high angle (>70°) just above or just within the reservoir and an (8^{1/2} in) pilot hole (Figure 2) drilled through the reservoir. A pilot hole can be employed when there is limited geological or reservoir knowledge; the increased cost of the pilot hole being weighed against the potential cost of the geological and other risks, which will be mitigated once the pilot hole has been fully evaluated. The pilot hole is plugged and abandoned after evaluation, the well-turned horizontal and then extended through reservoir to the planned length and finally the well completion is installed.

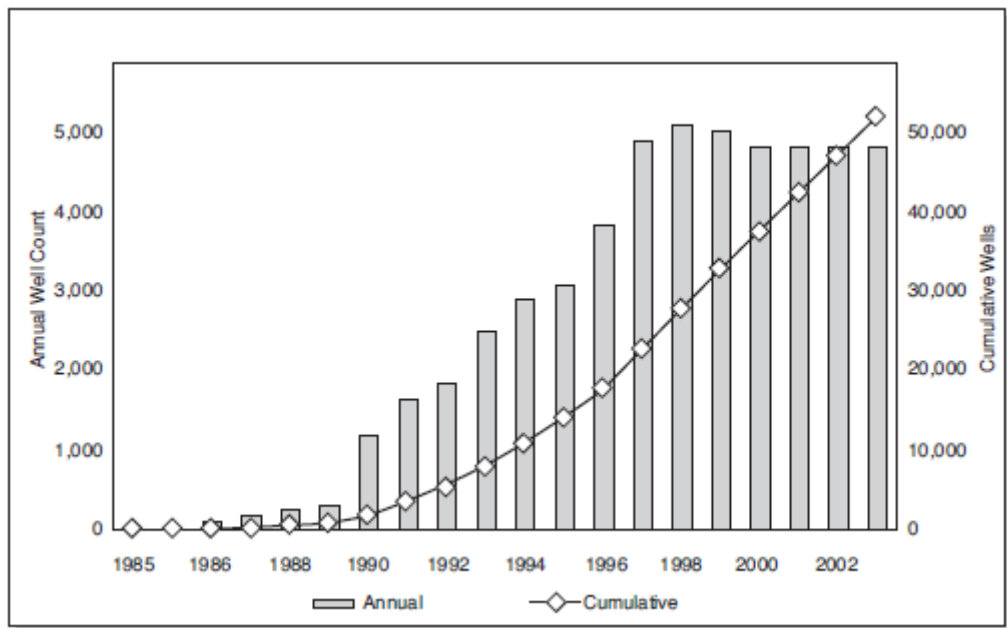


Figure 1 Increase in horizontal well numbers.

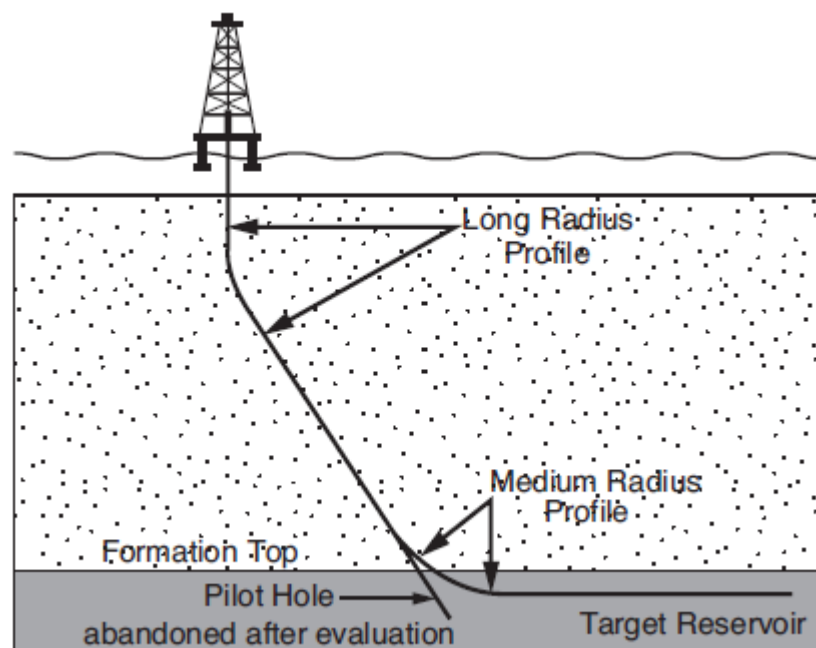


Figure 2 A horizontal well with pilot hole.

Horizontal Well Trajectory and Build Radii

The trajectory from surface to an entry point close to the reservoir is drilled using “conventional” drilling technology with a long radius (1° - 6° /100 feet) build-up section to give the correct “sail” angle and well azimuth so that drill is directed

to the well target specified by the reservoir engineer. The build-up into the reservoir section often increases to medium radius (8°-20°/100 feet) (Table 1). The entry point into the reservoir is called the “heel” and the far end of the well away is called the “toe” (Figure 3).

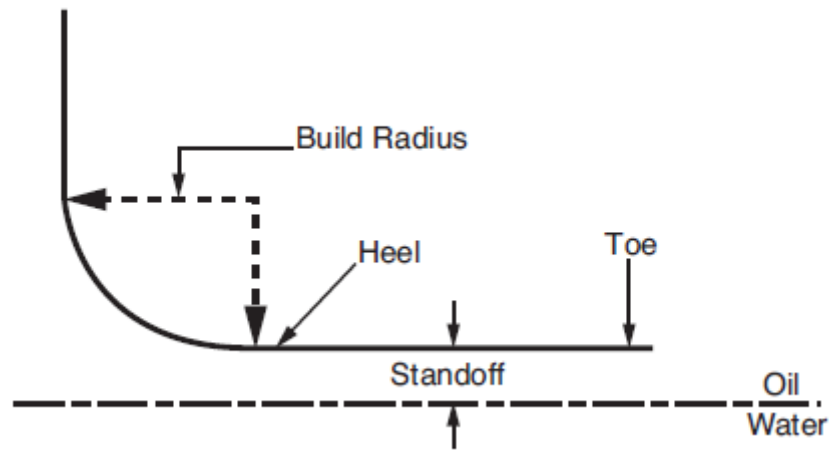


Figure 3 Horizontal well nomenclature

| Hole Type | Build Radius for 90° turn (ft/m) |
|-------------------|-------------------------------------|
| Long Radius | 1,000-2,000 / 300-600 |
| Medium Radius | 300-800 / 100-250 |
| Short Radius | 30-200 / 10-60 |
| Ultrashort Radius | 1 – 6 / 0.3 - 2 |

Table 1 Build radii.

The well is frequently drilled parallel to a fluid contact or reservoir / non-reservoir rock contrast. The vertical distance to that contact is called the “standoff”. Directional control can be ± 1.0 m in the vertical direction by using "logging-while-drilling" techniques that measure the distance between the tool and the fluid contact or other property contrast. The horizontal section can be in excess of 2000 m. The limit is usually set by reservoir requirements, completion or well access

considerations but not usually from drilling difficulties. Horizontal sections have exceeded 6 km in some fields. The toe of the well can be more than 13 km horizontally from the surface well location if the horizontal section is combined with "Extended Reach" technology in the upper section of the well.

Horizontal Well Completion

Horizontal Well Completions are one or two orders of magnitudes longer than conventional completions.

The greatly increased cost of the horizontal wells completion has to be considered along with the increased complexity and the other Production Technology requirements, e.g.

Sand Control, Zonal isolation, selectivity for water or gas shut-off and stimulation operations which are correspondingly complex. Tractor technology is now available to overcome operational constraints affecting wireline and coiled tubing access to single well bore horizontal wells. Obtaining access to multi-lateral wells still presents a problem.

The well production capacity depends on the reservoir's inflow performance the completion design and the wells production casing or liner diameter. The relationship between these factors is summarised in Figure 4.

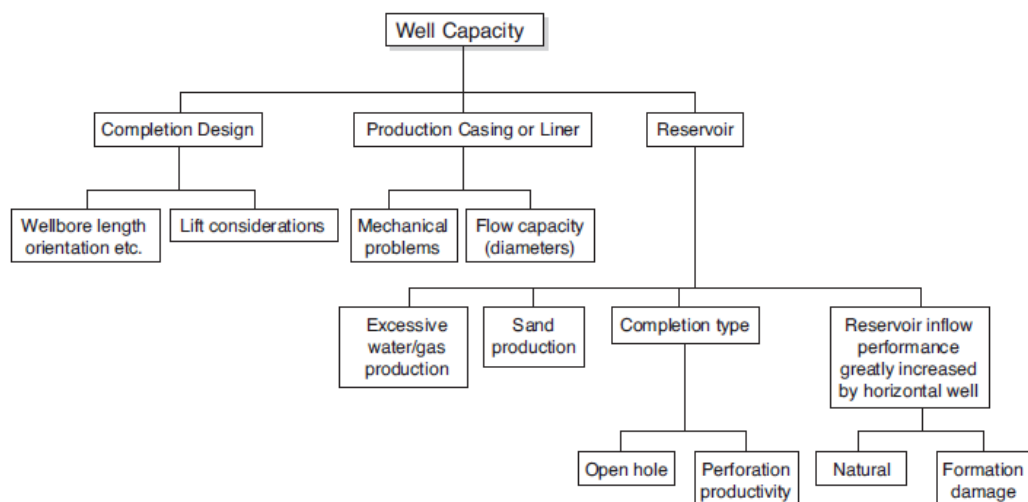


Figure 4 Well Production Capacity.

Sketches of three type generic horizontal well completions are shown in Figure 5. Table 2 summarises their advantages and disadvantages.

| System | Advantages | Disadvantages |
|---|---|---|
| Open Hole barefoot completions (Fig 5a) | low cost, large internal diameter | risk of hole collapse, difficult to abandon, no sand control |
| Open Hole liner completions (Fig 5b) | liner provides access for wireline or coiled tubing, maintains access if hole collapses, provides sand control if wire wrapped screen installed | isolation and selectivity problematic, difficult to abandon |
| Cemented and cased completion (Fig 5c) | provides zonal isolation, allows multiple hydraulic fracturing treatments, can be completed as a 'smart' well | Higher cost, achieving a good cement bond requires good practices |

Table 2 Horizontal well completion options.

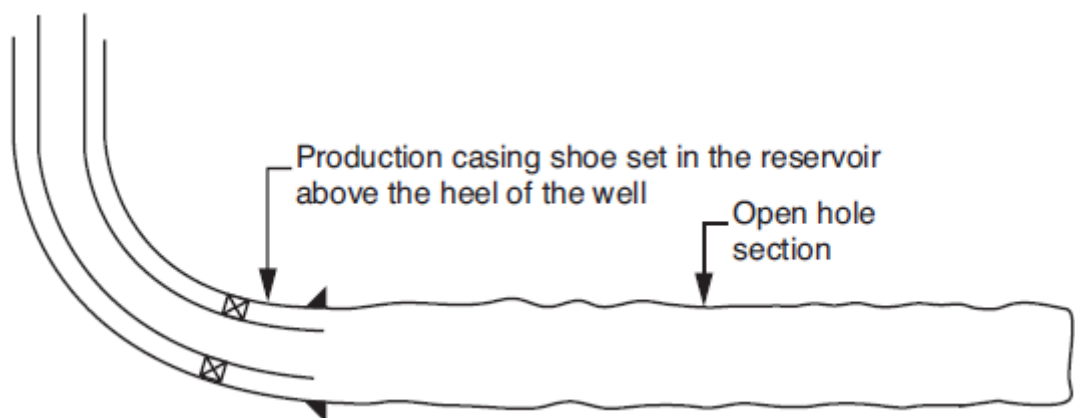


Figure 5(a) Open hole completion.

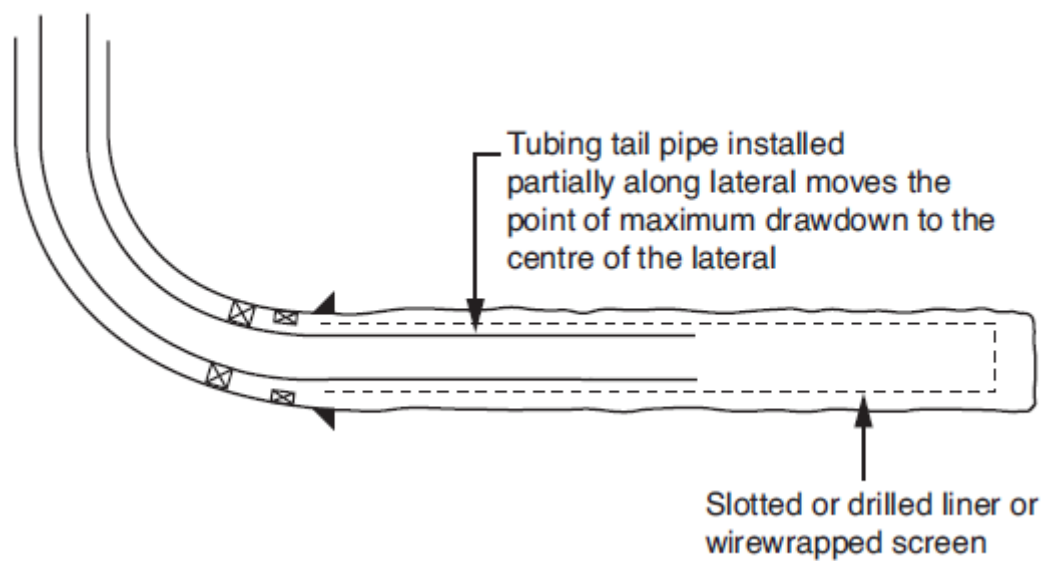


Figure 5(b) Open hole liner completion with (optional) extended tubing tailpipe.

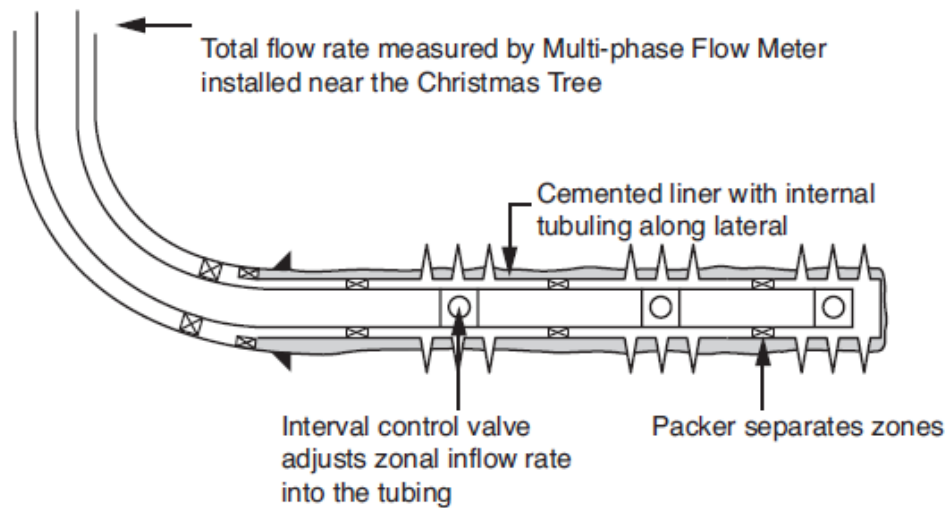


Figure 5(c) Selective completion divides the lateral into three zones.

"Smart" or "Intelligent" Wells

Smart wells are normally, but not necessarily, horizontal wells equipped with downhole monitoring and control. Surface readout of the zonal downhole measurements (e.g. temperature, pressure) is often available and combined with the

total well flow rate measured by a Multi-phase Flow Meter installed near the christmas tree. The data is analysed and the information used to adjust the zonal flow control devices. This could be by a command from the surface or by a wireline/coiled tubing intervention to shift a sleeve in the well. The downhole information could be used directly for automatic downhole flow control; but this step has not yet been taken.

The main driver leading to smart wells has been the problem of reservoir management in horizontal wells. Reservoir management has the objective of ensuring that the reserves of each flow unit are efficiently extracted with a minimum of unwanted fluids (e.g. water). This requires the ability to close off perforated intervals and/or open new perforated intervals. The methods of perforating and of setting bridge plugs and scab liners in cemented casing used in conventional vertical wells are more difficult in horizontal wells. More efficient reservoir management could be practiced if the well were divided into a number of segments, each of which could be monitored and controlled separately. It would also reduce the operating and processing costs as well as reducing the workover frequency; avoiding the increased risks and costs associated with conventional workover methods:

Timing: Waiting for availability of equipment, crews, drilling rig etc.

Cost: A typical straddle isolation (zone change) can take up to 10 days rig time plus deferred oil. A subsea zonal isolation workover can be ten times more expensive than a platform job.

Risk: Of problems developing during the workover.

Constraints: Deepening the well after initial completion requires drilling out plugs etc.

Subsea (possibly deep water) field developments with real-time management zonal flow management from an FPSO or other type of remote production facility is now frequently practised.

The Well Productivity Improvement Factor

The stabilised, well productivity index J is defined as:

$$J = \frac{Q_{hc}}{(\bar{P} - P_{wf})}$$

Where

Q_{hc} – Hydrocarbon Production Rate at Standard Conditions

\bar{P} – Average reservoir pressure in drainage volume of well

P_{wf} – Bottomhole flowing pressure measured at same datum level as \bar{P}

Productivity Improvement Factor (PIF) is defined as the ratio of the horizontal well productivity index (JH) to vertical well productivity index (JV):

$$PIF = \frac{J_H}{J_V}$$

Figure 6 shows the PIF value of a 500 m long well placed in a 15 m thick reservoir as a function of the k_v/k_h ratio. At low k_v/k_h values the horizontal well performs more poorly than a vertical well; while for $k_v/k_h = 1$ the horizontal well productivity is 4.3 times that of a vertical well.

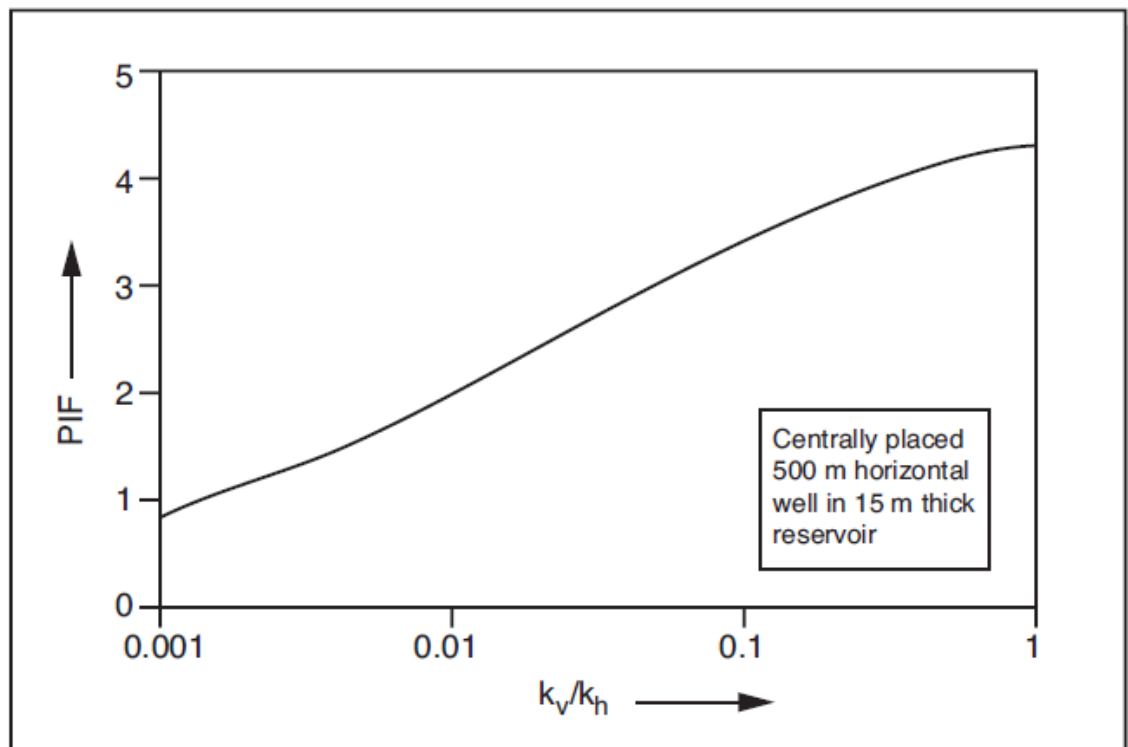


Figure 6 The Production Improvement Factor (PIF) for a horizontal well as a function of the vertical and horizontal permeability ratio (k_v/k_h).

Connection of Laterally Discontinuous Features

Naturally, fractured reservoirs contain large volumes of hydrocarbons. The matrix permeability is often too low for commercial production rates. However, wells intersecting open, natural fractures can produce at high rates due to their large area open to flow. These fractures are normally close to vertical in deeper reservoirs. A horizontal well-aligned normal to the stress direction at the time of fracture creation has a much better chance of intersecting the fractures (Figure 7a).

The key parameter is the fracture density. If the fracture density is sufficiently sparse, it is unlikely that a vertical or deviated well will intersect a fracture. The horizontal well can be extended until it intersects a sufficient number of fractures to give the required well production rate.

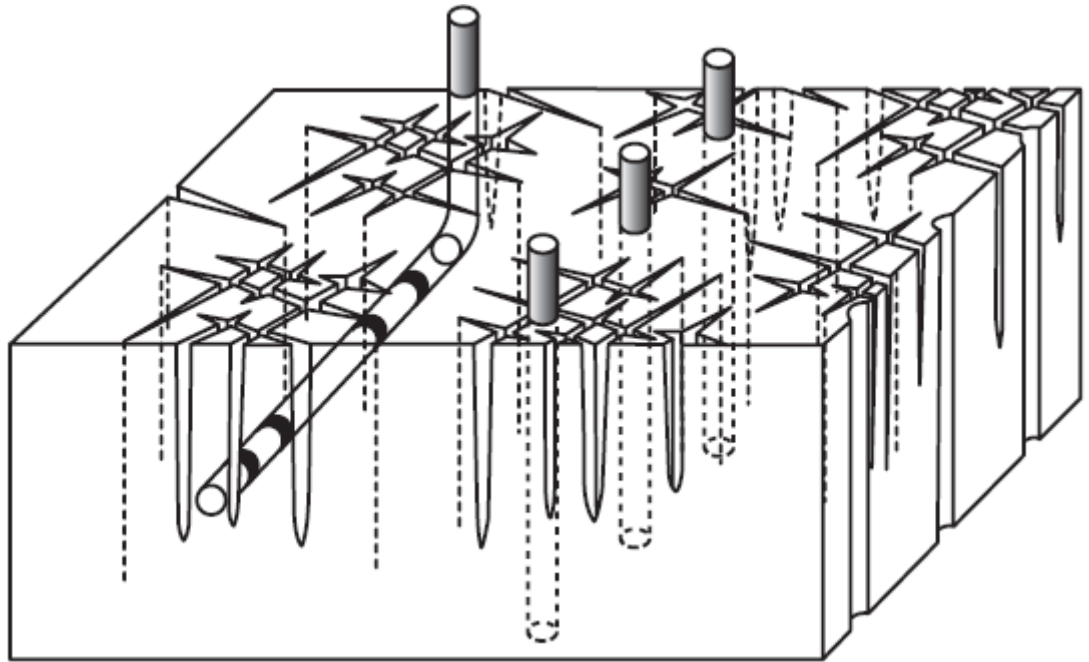


Figure 7(a) Vertical and horizontal wells connecting to an open fractures.

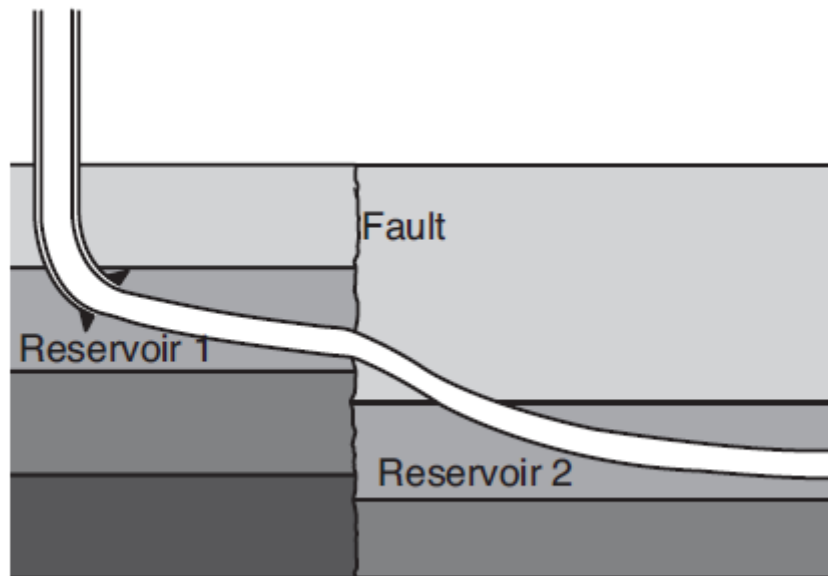


Figure 7(b) Reservoirs separated by a sealing fault can be produced by a single horizontal well.

The horizontal well can also connect reserves in different fault blocks. The LWD response while drilling the horizontal section may suddenly indicate a change from reservoir to non-reservoir (Figure 7). The well must now, depending on the

type of fault, be directed upwards or downwards in a search for the reservoir. Good quality seismic and an understanding of the field's structural history are required here. The reservoirs in the two fault blocks may have significantly different initial pressures or the pressures may diverge during exploitation. Management of the inflow from the separate blocks using an intelligent well may be beneficial here.

Reservoir Flow Regimes

Vertical wells that are fully perforated across the entire reservoir section show a radial flow regime with no vertical flow within the reservoir (Figure 8). For horizontal wells it is essential that fluid flows vertically to the level of the horizontal well (Figure 8). The well would drain oil from a horizontal layer whose thickness is the well diameter if vertical flow was not possible (i.e. $k_v = 0$). A horizontal well completed in an ideal, homogenous reservoir whose width is shorter than the length of the well will show consecutively radial, linear, pseudo radial and finally hemispherical flow regimes.

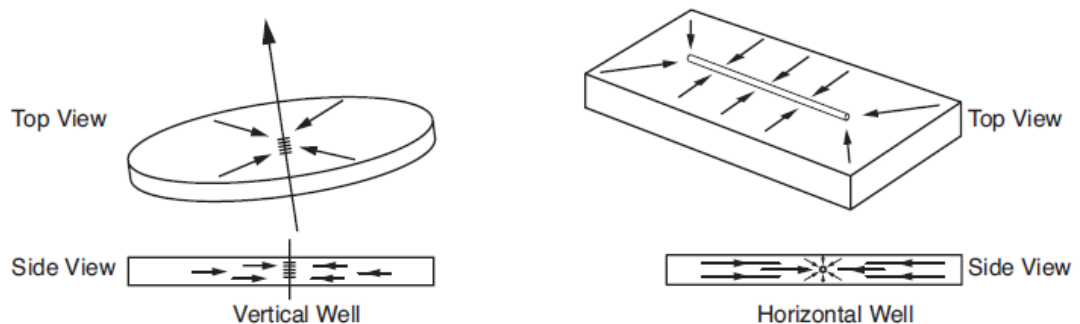


Figure 8 Flow regimes for vertical and horizontal wells in a homogeneous reservoir.

Reservoir Drainage Area

The length of horizontal well that can be drilled is comparable to the well spacing between vertical wells. A horizontal well can therefore drain the same formation volume as several vertical wells, typically replacing between two and four vertical wells (Figure 9). This expectation needs to be confirmed by long-term production experience for a given field, as it depends upon the reservoir structure

and continuity. It can only be definitively known at the time of field abandonment, as with all matters concerning the field's ultimate reserves.

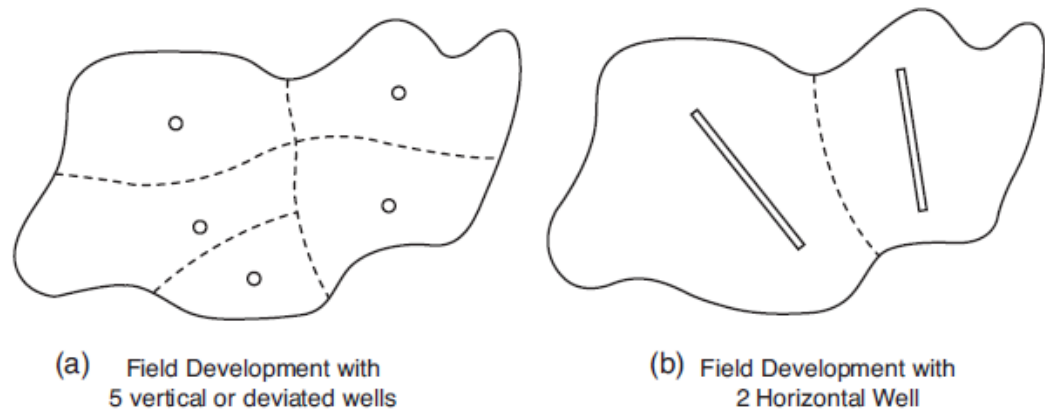


Figure 9 Horizontal and vertical well drainage areas compared.

Fractured Horizontal Wells

Introduction

Use of horizontal wells has become an effective means in oil field development. The number of horizontal wells in the world has been continually increasing in the recent years. Methods to predict performance of horizontal wells are very important in the oil production from horizontal wells. A great deal of research concerning this area has been done in the past years.

In 1987, Joshi summarized methods to predict performance of horizontal wells. Later, following the form of Vogel's equation, a method to predict performance of horizontal wells was proposed by Ben Dakhli. These methods are basically based on the radial flow formula derived from Darcy's law. They are used to predict performance of horizontal wells without fractures.

In 1991, Norris et al reviewed methods for predicting performance of hydraulically fractured horizontal wells. Prediction of performance of horizontal wells with several vertical fractures was studied by Karcker et al and Soliman et al using numerical method. Mukhejee et al also proposed a method to predict performance of horizontal wells with vertical fractures using type curves. In 1989,

Economides et al investigated prediction of performance of horizontal wells with lateral fractures.

The methods for predicting performance of horizontal wells fall into four categories: (1) equations deviated from Darcy's law, (2) equations similar to Vogel's equation, (3) reservoir numerical simulation method, and (4) type curve method. The methods in the first two categories are basically used in predicting performance of horizontal wells without hydraulic fractures, while that in the last two categories can be used in predicting performance of horizontal wells with hydraulic fractures.

The first horizontal well drilled in the Daqing Oilfield is located in Yushuling area in the southern part of the oilfield. The horizontal well was numbered Shuping Well 1. After the horizontal well was drilled, it was hydraulically fractured at three different regions. The three formed fractures were believed to be vertical. After producing oil for a few months, the well was partially re-perforated.

The second horizontal well drilled in the Daqing Oilfield, numbered Maoping Well 1, was drilled in Toutai area in the southern part of the oilfield. The well was hydraulically fractured before being put into production. The four fractures were confirmed to be vertical.

Based on a reformed flow resistance theory, a practical method for predicting performance of a horizontal well which is hydraulically fractured and partially perforated has been presented in this paper. The method has been successfully applied to the two hydraulically fractured horizontal wells in the Daqing Oilfield, one of which was partially perforated.

Model

Physical Model. To understand oil flow mechanism from drainage boundary to the wellbore of a horizontal well with hydraulic fractures in a reservoir, electrolytic simulation experiments were conducted in the laboratory. The electrolytic simulation models were constructed based on the well completion configurations of Shuping Well 1.

Based on the experimental results, which were obtained from electrolytic simulation of a horizontal well 8, horizontal wells with different well completion configurations under the condition of steady state flow may be simulated by the following two simplified models:

(1) If a horizontal well is hydraulically fractured with n vertical fractures, two stages of oil flow may be assumed: oil flows in the formation from the drainage boundary into fractures and then flows from the fractures into the horizontal wellbore. The whole flow area can be divided into n flow regions along the horizontal wellbore, each having one fracture in its center.

(2) If a horizontal well is hydraulically fractured with n vertical fractures and then partially re-perforated, it is assumed that oil flows from the formation into the horizontal wellbore in two ways: (a) the oil flows from the formation into the fractures and then flows from the fractures into the horizontal wellbore; and (b) the oil flows into the horizontal wellbore directly from the formation near the wellbore. The whole flow area can be divided into n flow regions along the horizontal wellbore, each having one fracture in its center.

Mathematical Model Based on the above physical models and the assumptions, a mathematical model for predicting performance of horizontal wells has been derived using the flow resistance principle. In the following derivation of equations, skin factor S is assumed to be negligible. In oil fields, skin factor is usually not equal to zero. If skin factor S can not be ignored, it is easy to include it in the flowing equations.

A Horizontal Well with n Vertical Fractures. Oil flows from the formation into the fractures and then flows from the fractures into the horizontal wellbore. To calculate the total flow rate, what we need to do is to calculate the oil flow rate in each flow region and then sum all the oil flow rates in the whole flow area.

The pressure drawdown caused by oil flow in the formation of a flow region is expressed as

$$\Delta p_1 = \frac{Q_i \mu_0 (L^* - x_f)}{2Kh(L_{f1} + L_{f2})} + \frac{Q_i \mu_0}{2Kh x_f \left(\frac{1}{L_{f1}} + \frac{1}{L_{f2}} \right)} \quad (1)$$

The pressure drawdown caused by oil flow in a fracture is

$$\Delta p_2 = \frac{Q_i \mu_0 x_f}{2K_f h \omega} \quad (2)$$

The pressure drawdown caused by the convergence of oil flow near the horizontal wellbore is given by

$$\Delta p_3 = \frac{1}{2\pi} \frac{Q_i \mu_0}{K_f \omega} \left(\ln \frac{h}{2r_w} - \frac{\pi}{2} \right) \quad (3)$$

Consequently, the total pressure drawdown resulted in one flow region is

$$\Delta p = p_r - p_{wf} = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3 = \frac{Q_i \mu_0}{2} \left[\frac{L^* - x_f}{Kh(L_{f1} + L_{f2})} + \frac{1}{Kh x_f \left(\frac{1}{L_{f1}} + \frac{1}{L_{f2}} \right)} + \frac{x_f}{K_f h \omega} + \frac{1}{K_f h \pi} \left(\ln \frac{h}{2r_w} - \frac{\pi}{2} \right) \right] \quad (4)$$

Customary units are used in Eqs. (1), (2), (3) and (4). In the above equations, L_{f1} the half distance between the interested fracture and the other on its left, while L_{f2} is the half distance between the interested fracture and the other on its right. If the interested fracture is at an end of a horizontal well, then L_f , or L_{f1} is assumed to be equal to the distance between the fracture and the flow boundary. From Eq. (4), the flow rate (in m³/d) of the oil flow into the horizontal wellbore from one fracture is

$$Q_i = \frac{170.54 \Delta p}{A} \quad (5)$$

Where

$$A = \mu_0 B_0 \left[\frac{L^* - x_f}{Kh(L_{f1} + L_{f2})} + \frac{1}{Kh x_f \left(\frac{1}{L_{f1}} + \frac{1}{L_{f2}} \right)} + \frac{x_f}{K_f h \omega} + \frac{1}{K_f h \pi} \left(\ln \frac{h}{2r_w} - \frac{\pi}{2} \right) \right] \quad (6)$$

The units in Eqs. (5) and (6) are SI metric units. If a horizontal well has n vertical fractures, the total flow rate for a well in 10³kg/d is

$$Q = \rho_0 \sum_{i=1}^n Q_i \tag{7}$$

Заключение

В результате выполненной работы, были проанализированы геологические данные месторождения «А», выбрана наиболее благоприятная система разработки, а именно однорядная. Была выбрана наиболее точная аналитическая модель при адаптации к условиям данного месторождения, отклонение от показателей реальной скважины составляет всего 0,2%. Проанализированы различные технологии МГРП и была выбрана наиболее подходящая технология для геолого-физических характеристик месторождения «А», а именно применение раздвижных муфт с разбуриваемыми или растворимыми шарами, разобщение зон ГРП рекомендуется проводить с помощью гидромеханических пакеров.

Согласно цели и задачам выпускной квалификационной работы выполнено:

- Подобрана оптимальная длина горизонтального ствола скважины и расстояние между рядами добывающих и нагнетательных скважин;
- Проведено исследование влияния расстояния между стадиями гидравлического разрыва пласта на запускной дебит скважины;
- Подобрано оптимальное расстояние между стадиями ГРП;
- Подобрана наиболее подходящая технология МГРП для данного месторождения исходя из опыта применения различных технологий;
- Определен экономический эффект бурения.

Был проведен экономический анализ с помощью которого была выявлена вполне ожидаемая закономерность что при увеличении расстояния между рядами добывающих и нагнетательных скважин капитальные затраты уменьшаются, наиболее прибыльным показал себя вариант с длиной ГС семьсот метров и расстоянием между рядами пятьсот метров, дисконтированный поток наличности при этом варианте, составил 250 млн. руб. при капитальных вложения в 2 746 млн. руб.

Исходя из результатов данной работы можно утверждать, что бурение горизонтальных скважин длиной семьсот метров и расстоянием между рядами добывающих и нагнетательных скважин в пятьсот метров является наиболее оптимальным вариантом, при этом расстояние между фрак портами должно составлять сто метров.