

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Институт природных ресурсов
Направление подготовки Управление разработкой и эксплуатацией
нефтяных и газовых месторождений
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема диссертации
Комплексный подход к эффективному управлению заводнением на П. нефтяном месторождении ХМАО

УДК 622.276.43 (571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Г	Денисенко Денис Геннадьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель каф. ГРНМ	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., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Крепша Н.В.	к.г.-м.н., доцент		

По разделу ВКР, выполненному на иностранном языке

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Когут С. В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017 г.

Оглавление

Введение	3
1. Общие сведения о месторождении	4
1.1 Краткий физико-географический очерк	4
1.2 Геологический раздел	7
1.3 Стратиграфия месторождения	7
1.4 Тектоническое строение	11
1.5 Нефтеносность продуктивных пластов	12
1.6 Общие представления о строении геологического разреза неокомских отложений.....	13
1.7 Характеристика залежей продуктивных пластов АС10-АС12	14
1.8 Характеристика водоносных комплексов	21
1.9 Физико-химические свойства пластовых флюидов	22
1.10 Оценка запасов нефти	25
2. Технология и техника воздействия на залежь нефти	28
2.1 Цели и методы воздействия	28
2.2 Технология поддержания пластового давления закачкой воды.....	30
Размещение скважин	30
2.3 Основные характеристики поддержания пластового давления закачкой воды	35
2.4 Водоснабжение систем ППД	40
2.5 Техника поддержания давления закачкой воды	45
Водозаборы	45
Насосные станции первого подъема	48
Буферные емкости	49
Станции второго подъема	49
2.6 Оборудование кустовых насосных станций	51
2.7 Технология и техника использования глубинных вод для ППД.....	55

3. Оценка коэффициента извлечения нефти при различных схемах заводнения	66
3.1 Коэффициента извлечения нефти при 5–ти точечной схеме заводнения.....	67
3.2 Коэффициента извлечения нефти при 7–ти точечной схеме заводнения.....	71
3.3 Коэффициента извлечения нефти при 9–ти точечной схеме заводнения.....	75
3.4 Анализ схем заводнения.....	79
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	81
4.1 Расчет времени на перенастройку скважины	81
4.2 Расчет затрат на оплату труда и страховых взносов	82
4.3 Материалы для проведения работ	83
4.4 Расчет стоимости внедрения технологии	83
4.5 Расчёт экономических показателей	85
5. Социальная ответственность	91
5.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование.....	92
Повышенный уровень шума.....	92
Метеорологические условия	94
Электромагнитное излучение	95
5.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	96
Электробезопасность	96
Пожаробезопасность	96
Влияние высокого давления	97
5.3 Охрана окружающей среды	99
5.4 Методика и средства по контролю за выбросами	101
5.5 Мероприятия направленные на охрану окружающей среды	102
5.6 Защита в чрезвычайных ситуациях	104

5.7 Законодательное регулирование проектных решений	106
Заключение	108
Список публикаций студента	109
Список используемых источников	110
Приложение А.....	111

Введение

В последние годы огромное значение приобретает добыча углеводородов, как ресурса, формирующего благосостояние страны.

Расширение практики разработки нефтяных залежей в Западной Сибири ставит определенный круг научных проблем, связанных, в первую очередь, с выбором эффективных систем разработки месторождений. В сложно образованных неоднородных коллекторах зачастую наблюдаются аномалии в переходных зонах водонефтяного контакта (ВНК): несколько ВНК в расчлененных пластах, наличие областей недонасыщенных коллекторов, наклонное положение ВНК, наличие зон с пониженным содержанием нефти. Выбор эффективных систем разработки таких коллекторов определяется путем комплексного анализа пластов и объединение этих данных с традиционными видами петрофизического, геофизического изучения.

Заводнение самый интенсивный и показывающий наибольший экономический эффект способ воздействия, благодаря которому можно уменьшить число добывающих скважин, а так же увеличить их дебит и снизить затраты необходимые для добычи нефти. Для поддержания пластового давления (ППД) нужно применять эффективную систему заводнения, из этого следует, что определение системы ППД является одним из главных факторов, определяющих эффективную разработку месторождения.

Поддержание пластового давления, путем заводнения нефтяных пластов является наиболее эффективным и энергоемким способом воздействия на месторождение. Эффективность систем ППД обуславливает извлечение нефти до 20–35 % от извлекаемых запасов, что подтверждено опытом разработки и эксплуатации месторождений нефти РФ: при сбалансированном режиме работы системы заводнения показатель коэффициента нефтеотдачи стремится к 60–80%.

Заводнение – основной способ поддержания пластового давления во время разработке нефтяных месторождений, а система поддержания пластового давления – одним из наиболее крупных потребителей электроэнергии в нефтедобыче. Системы ППД представляют собой разветвленную сеть водоводов высокого напора, соединяющую кустовые насосные станции с нагнетательными скважинами, и необходимы для искусственного поддержания энергии пласта путем закачки воды в продуктивные горизонты.

В новых условиях (снижение качества запасов на вновь вводимых месторождениях, высокий физический износ основных фондов, поздние стадии разработки, осложненные условия добычи на основных действующих месторождениях) заводнение, как основной метод воздействия на эксплуатируемый объект, должно стать максимально управляемым и расширить диапазон воздействий.

Целью данной работы является определить наиболее эффективную схему заводнения для разработки нового куста скважин на П. месторождении.

Задачи:

- Изучить геологическое строение Приобского нефтяного месторождения;
- Проанализировать теоретические материалы по технологии поддержания пластового давления;
- Рассчитать разные схемы заводнения и определить наиболее эффективную;
- Обосновать экономический суммарный доход применения выбранной схемы заводнения;

Аннотация

В первой части дипломного проекта рассматриваются общие сведения о месторождении, его расположение и характерные особенности территории, геолого-физическая характеристика П. месторождения, представлена оценка запасов нефти данного месторождения, текущее состояние разработки П. месторождения, представлен анализ структуры добывающего и нагнетательного фонда скважин.

Данное месторождение имеет некоторые особенности:

- по запасам нефти многопластовое, крупное, уникальное;
- характерна сильная заболоченность территорий, во время таяния снежного покрова большие части территорий затопляются талыми водами;
- территория месторождения разделяется рекой О., на правобережное и левобережное.

Во второй части дипломного проекта рассматриваются общие сведения о системах поддержания пластового давления, в частности, заводнения, основные виды, параметры, характерные особенности к разного рода месторождениям. На данный момент методы воздействия на залежи нефти имеют огромное значение, за счет данных методов из пластов добывается около 85% нефти. Среди всех методов лидирующую позицию занимает метод поддержания пластового давления путем закачки воды в целевые горизонты.

В третьей части проекта проводится расчет и определение наиболее эффективной системы заводнения для разработки нового куста скважин на П. месторождении. Поддержание пластового давления, путем заводнения нефтяных пластов является наиболее эффективным и энергоемким способом воздействия на месторождение. Эффективность систем ППД обуславливает извлечение нефти до 20–35 % от извлекаемых запасов, при сбалансированном режиме работы системы заводнения показатель коэффициента нефтеотдачи стремится к 60–80%.

В четвертой части проведен экономический расчет перевода скважины из добывающей в систему нагнетательных и ее годовое обслуживание. Компания получает прибыль за счет дополнительной добычи нефти. Проведенные расчеты показали экономическую рентабельность закачки жидкости в пласт.

В пятой части рассмотрена социальная ответственность оператора системы ППД. Описаны виды вредного воздействия на окружающую среду. Проведен анализ всех опасных и вредных факторов рабочей зоны. Описана чрезвычайная ситуация.

Hydraulische frakturierung

Die Frakturierung wurde erstmals in den späten 1940er Jahren zur Verbesserung der Produktion von maritimen Brunnen in Kansas eingesetzt (Abbildung 1). Nach einer Explosion der Praxis in der Mitte der 1950er Jahre und einem erheblichen Anstieg Mitte der 80er Jahre wuchs die massive hydraulische Frakturierung (MHF) zu einer dominierenden Fertigstellungstechnik, vor allem für niederpermeable Resonatoren in Nordamerika. Bis 1993 wurden 40 Prozent der neuen Ölbrunnen und 70 Prozent der Gasbrunnen in den Vereinigten Staaten gebrochen.

Mit verbesserten modernen Bruchmöglichkeiten und dem Aufkommen von hochpermeablen Frakturen (HPF), die im Volksmund als "Frac & Pack" oder Varianten bezeichnet wurden, hat sich die Frakturierung weiter ausgebaut, um die Wahl für alle Arten von Brunnen zu erreichen In den Vereinigten Staaten, aber vor allem Erdgasbrunnen (siehe Abbildung 2).



Abbildung 1 – Eine frühzeitige hydraulische Frakturbehandlung, circa. 1949.

Der enorme Vorteil beim Bruch der meisten Brunnen ist jetzt weitgehend akzeptiert. Sogar in der Nähe von Wasser- oder Gaskontakten, die als Verbrechen von Frac-Turing betrachtet werden, findet HPF Anwendung, da es eine

kontrollierte Frakturausdehnung bietet und den Drawdown begrenzt. Der schnelle Aufstieg der hochpermeablen Frakturierung von einigen isolierten Behandlungen vor 1993 bis zu etwa 300 Behandlungen pro Jahr in den Vereinigten Staaten bis 1996 war der Start von HPF zu einem dominierenden Optimierungswerkzeug für integrierte Fertigstellung und Produktion. Heute ist es eine der bedeutendsten Entwicklungen in der Erdölproduktion.

In der weltweiten Erdölindustrie sowie in anderen Industriezweigen besteht ein erheblicher Raum für zusätzliches Wachstum der hydraulischen Fraktion. Es wird geschätzt, dass hydraulische Frakturen mehrere hunderttausend Barrel pro Tag aus bestehenden Brunnen in einer Reihe von Ländern hinzufügen können.

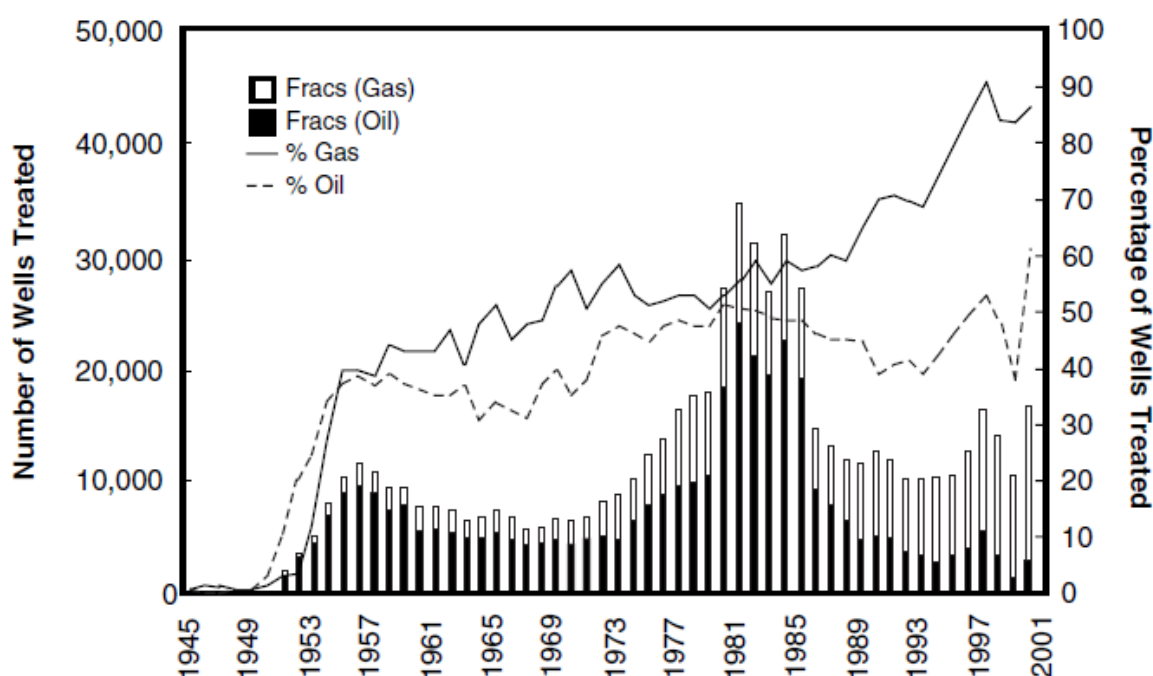


Abbildung 2 – Frakturierung als "Vollendung der Wahl" in U.S. Öl- und Gasbrunnen.

Dies kann erreicht werden, wenn der Prozess in einer ernsthaften und konzertierten Weise durchgeführt wird, so dass die Skaleneffizienz die Kosten der Behandlungen und damit die Gesamtökonomie beeinflusst.

Es gibt zwei häufig aufgetretene Hindernisse für wesentliche Anwendungen der hydraulischen Frakturierung:

1. Ein weitverbreitetes Missverständnis, dass der Prozeß immer noch nur für Reservoirs mit geringer Permeabilität (z. B. weniger als 1 md) ist oder dass es

die letzte Zuflucht zur Verbesserung der Brunnenproduktion oder Injektionsleistung ist, nur dann versucht zu werden, wenn alles andere fehlschlägt. Letzterer trägt mit sich eine oft ungerechtfertigte Phobie, die das hydraulische Bruch gefährlich macht, dass es den Beginn der Wasserproduktion beschleunigt, dass es den Wasserabbau erhöht oder die Zonenisolation beeinträchtigt und so weiter. Das ernstere assoziierte Problem ist, dass die Verwendung von Frakturen als letzter, manchmal verzweifelteres Resort eine ungeplante Stimulation impliziert, die unter einer Reihe von Problemen (wie gut Abweichung und unzureichende Perforation) leiden kann, was wiederum fast enttäuschen kann Ergebnisse. Ein letztes verwandtes Problem ist die Vorstellung, dass eine hohe Permeabilitätsfraktion nur für die Reservoirs gilt, die eine Sandproduktionskontrolle erfordern. Dies ist eindeutig nicht der Fall, und Reservoirs mit Permeabilitäten von mehreren hundert Millimetern sind nun routinemäßig gebrochen.

2. Manchmal können Ingenieure in verschiedenen Firmen außerhalb von Nordamerika tatsächlich versuchen zu brechen, aber eine Behandlung wird so selten und so zufällig getan, dass es verpflichtet ist, teuer zu sein, so dass die Kosten nicht gerechtfertigt werden können, auch wenn die inkrementelle Produktion erheblich ist. Die hydraulische Frakturierung ist ein massiver Betrieb mit einer sehr großen Komplementierung von Geräten, komplizierten und anspruchsvollen Flüssigkeiten und Stützmitteln sowie ein breites Spektrum an ergänzenden und menschenintensiven Ingenieur- und Betriebsanforderungen. Kosten, die einzelnen, isolierten Jobs zugeordnet sind, z. B. ein oder zwei Behandlungen, die alle drei bis sechs Monate durchgeführt werden, sind im Wesentlichen unerschwinglich. Gepaart mit einem gelegentlichen Jobversagen ist die skizzenhafte und fleckige Anwendung der hydraulischen Fraktur fast von wirtschaftlichem Versagen und der Befeuchtung jeglicher Lust, sie weiter anzuwenden, sichergestellt.

Praktisch keine Petroleum-Operation trägt ein solches differenzielles Preisschild unter den Gebieten, wo es in einer weit verbreiteten und massiven

Weise angewendet wird, wie Nordamerika und Offshore in der Nordsee und anderswo. In Nordamerika sind über 60 Prozent aller Ölbrunnen und 85 Prozent aller Gasbrunnen hydraulisch gebrochen, und die Prozentzahlen steigen noch. Doch betrachten dies: eine 100-Tonnen-Stützmittelbehandlung in den Vereinigten Staaten, zum Zeitpunkt dieses Schreibens, kostet weniger als \$ 100.000. Genau die gleiche Behandlung, mit der gleichen Ausrüstung und dem gleichen Service-Unternehmen, zum Beispiel in Venezuela oder Oman, wird wahrscheinlich mindestens \$ 1 Million kosten, und es kann so viel wie \$ 2 Millionen kosten.

Zur gleichen Zeit, praktisch keine andere Petroleum-Technologie trägt eine größere inkrementelle Asset. Die Hunderte von Tausenden zu Millionen von Fässern pro Tag der weltweiten Produktion steigen, dass wir projizieren, dass der Anteil der bestehenden Brunnen, die hydraulisch gebaut werden, sich der Ölbrunnen in den USA (60 Prozent) nähert und die inkrementelle Produktion realisiert wurde. Von jedem Brunnen ist nur 25 Prozent über den Vorbehandlungszustand. Letzteres impliziert die sehr anspruchsvollen Annahmen, dass alle vorhandenen Brunnen weiter produzieren, und diese Frakturierung würde zu einer sehr erreichbaren durchschnittlichen "Haut" gleich -2 führen. Tatsächlich ist die inkrementelle Produktionskapazität aus einer massiven Anreizkampagne mit ausreichender Ausstattung und gut ausgebildeten Personen wahrscheinlich viel höher.

Grundsätzliche Grundsätze des unifizierten fracture design

Die hydraulische Frakturierung beinhaltet das Einspritzen von Flüssigkeiten in eine unterirdische Formation bei einem Druck, der hoch genug ist, um eine Trennung der Formation zu induzieren. Granulierte Materialien, sogenannte "Stützmittel", die von natürlichen Sanden bis zu teuren synthetischen Materialien reichen, werden als Schlamm in den erzeugten Bruch gepumpt. Sie halten offen, oder "prop", die erzeugte Fraktur, nachdem der Einspritzdruck zur Erzeugung der Fraktur entlastet wurde.

Der mit Stützfuß gefüllte Bruch schafft einen schmalen, aber sehr leitenden Strömungsweg zum Bohrloch. Dieser Strömungsweg hat eine sehr große

Permeabilität, häufig fünf bis sechs Größenordnungen größer als die Reservoirpermeabilität. Es ist am häufigsten schmal in einer horizontalen Richtung, kann aber ziemlich lang in der anderen horizontalen Richtung sein und kann eine signifikante Höhe bedecken. Typische beabsichtigte gestützte Breiten in Niedrigpermeabilitätsreservoirs liegen in der Größenordnung von 0,25 cm, während die Länge mehrere hundert Meter betragen kann. Bei hohen Permeabilitätsreserven ist die gezielte Bruchbreite (bewusst von der Konstruktion und Ausführung betroffen) viel größer, vielleicht so hoch wie 5 cm, während die Länge so kurz wie 10 Meter.

In fast allen Fällen kommt ein überwältigender Teil der Produktion durch die Fraktur in das Bohrloch; Daher ist die ursprüngliche Nah-Bohrloch-Beschädigung "umgangen", und die Vorbehandlungshaut beeinträchtigt nicht die Nachbehandlungs-Bohrleistung.

Fractured Well Leistung

Die Leistung eines gebrochenen Brunnens kann in vielerlei Hinsicht beschrieben werden. Ein gemeinsamer Weg ist, die Produktion von Öl, Gas und sogar Wasser als Funktion der Zeit prognostiziert nach der Frakturbehandlung zu prognostizieren. Allerdings wird die Nachbehandlungsproduktion von vielen Entscheidungen beeinflusst, die für das Behandlungsdesign selbst nicht entscheidend sind. Der produzierende Bohrlochdruck kann zum Beispiel der Vorbehandlungsdruck sein oder auch nicht sein und kann über die Zeit konstant gehalten werden oder auch nicht. Auch wenn, um der Auswertung willen, versucht wird, alle guten Betriebsparameter gleich vor und nach der Behandlung einzustellen, wird der Vergleich über die Zeit noch durch die beschleunigte Beschaffenheit der Reservoirverarmung im Vorfeld eines hydraulischen Bruchs beeinträchtigt.

So ist es in einer vorläufigen Dimensionierungs- und Optimierungsphase unabdingbar, einen einfachen Leistungsindex zu verwenden, der die erwartete und tatsächliche Verbesserung der Leistungsfähigkeit durch die Behandlung beschreibt.

Im einheitlichen Bruchentwurf eine sehr einfache und geradlinige Leistungsindikator: den pseudo-stationären Produktivitätsindex. Die Verbesserung dieser Variablen beschreibt die tatsächliche Wirkung der gestützten Fraktur auf die Leistungsfähigkeit. Die Realisierung des maximal möglichen Pseudostabilitäts-Produktivitätsindex für alle praktischen Zwecke bedeutet, dass der Bruch keine andere mögliche Realisierung des gleichen gestützten Volumens unterbindet, auch wenn der Brunnen für eine beträchtliche Zeitspanne drückt. Das sogenannte "transiente" Regime. Während diese Aussage zunächst nicht plausibel erscheint, wird der erfahrene Produktionsingenieur es verstehen, indem man an die Überlaufzeit als kontinuierliche Zunahme des Entwässerungsbereichs denkt, in dem bereits der pseudo-stationäre Zustand festgestellt wurde. Eine beträchtliche kumulative Produktion kann nur aus einem großen, entwässerten Bereich kommen, und daher muss der pseudo-stationäre Produktivitätsindex maximiert werden, was dem schließlich gebildeten Drainagebereich entspricht.

Bruchlänge und dimensionslose Bruchleitfähigkeit sind die beiden primären Variablen, die den Produktivitätsindex eines gebrochenen Brunnens steuern. Dimensionslose Bruchleitfähigkeit ist ein Maß für die relative Leichtigkeit, mit der produzierte Fluide innerhalb der Fraktur im Vergleich zu der Fähigkeit der Formation, Flüssigkeiten in den Bruch zu füttern, fließen. Es wird als das Produkt der Bruchdurchlässigkeit und Bruchbreite berechnet, geteilt durch das Produkt der Reservoirpermeabilität und des Bruches (durch Konvektion, halbe) Länge.

Bei niedrigen Permeabilitätsreservoirs ist die Bruchleitfähigkeit de facto groß, auch wenn nur ein schmaler gestützter Bruch entstanden ist und eine lange Bruchlänge benötigt wird. Eine Nachbehandlungshaut kann so negativ sein wie -7, was zu mehreren Falten der Leistungssteigerung im Vergleich zum unstimulierten Brunnen führt.

Für hochpermeable Reservoirs ist eine große Bruchbreite für eine ausreichende Bruchleistung essentiell. In den letzten Jahren wurde eine Technik entwickelt, die als Tip-Screenout (TSO) bekannt ist, was es uns ermöglicht, das laterale Wachstum eines hydraulischen Bruchs absichtlich zu stoppen und

anschließend seine Breite aufzublasen, um genau eine größere Leitfähigkeit zu beeinflussen.

Für ein festes Volumen des Stützmittels, das in die Formation gelegt wird, liefert ein Brunnen die maximale Produktions- oder Einspritzrate, wenn die dimensionslose Bruchleitfähigkeit nahe der Einheit ist. Mit anderen Worten, eine dimensionslose Bruchleitfähigkeit um ein ist das physikalische Optimum, zumindest für Behandlungen, bei denen es sich nicht um extrem große Mengen an Stützmittel handelt. Größere Werte der dimensionslosen Bruchleitfähigkeit würden relativ kürzere als optimale Bruchlängen bedeuten und somit die Strömung aus dem Reservoir in die Fraktur unnötig eingeschränkt werden. Dimensionlose Fraktionswerte, die kleiner als eins sind, würden eine weniger als optimale Bruchbreite bedeuten, was den Bruch als Engpass für eine optimale Produktion macht.

Es gibt eine Reihe von Sekundärproblemen, die das Bild- Frühzeit-Transientenströmungsregime, den Einfluss von Reservoirgrenzen, Nicht-Darcy-Flow-Effekten und die Proppant-Embedation komplizieren, um nur einige zu nennen. Dennoch können diese Effekte nur dann korrekt berücksichtigt werden, wenn die Rolle der dimensionslosen Bruchleitfähigkeit verstanden wird.

Es ist möglich, dass in bestimmten Theatern des Betriebes das praktische Optimum anders sein kann als das physikalische Optimum. In manchen Fällen kann die theoretisch angezeigte Bruchgeometrie aufgrund körperlicher Einschränkungen, die entweder durch die verfügbare Ausrüstung, Grenzen in den Bruchmaterialien oder die mechanischen Eigenschaften des zu zerbrechenden Gesteins auferlegt werden, schwierig zu erreichen sein. Allerdings ist mit dem Ziel, die Produktivität oder Injektivität zu maximieren, ein geeigneter erster Schritt in der Frakturgestaltung.

Dimensionierung und Optimierung

Der Begriff "Optimum" wie oben verwendet bedeutet die Maximierung der Produktivität eines Brunnens innerhalb der Einschränkung einer bestimmten Behandlungsgröße. Daher sollte eine Entscheidung über die Behandlungsgröße

tatsächlich eine Optimierung auf Basis des dimensionslosen Fraktionsleitfähigkeitskriteriums vorausgehen.

Für eine lange Zeit, die Praktizierenden als Bruch halbe Länge als eine bequeme Variable, um die Größe der verursachten Fraktur zu charakterisieren. Diese Tradition entstand, weil es nicht möglich war, die Bruchlänge und -breite selbständig zu verändern, und weil die Länge einen primären Effekt auf die Produktivität in Formationen mit geringer Permeabilität hatte. Bei einer einheitlichen Frakturgestaltung, bei der sowohl nieder- als auch hochpermeable Formationen betrachtet werden, ist die beste Einzelvariable, um die Größe eines erzeugten Bruches zu charakterisieren, das Volumen des Stützmittels, der in den produktiven Horizont gelegt wird, oder "bezahlen".

Offensichtlich ist das Gesamtvolumen des Stützmittels, das in dem Lohnintervall platziert wird, immer kleiner als das gesamte Stützmittel injiziert. Aus praktischer Sicht bedeutet die Behandlungsgröße, wie viel Stützmittel zu injizieren ist. Bei der Bearbeitung der Behandlung muss sich ein Ingenieur bewusst sein, dass die Erhöhung der eingespritzten Menge an Stützmittel um eine bestimmte Menge x nicht zwangsläufig die Menge an Stützmittel, die die Lohnschicht erreicht, um die gleiche Menge x erhöht. Wir beziehen uns auf das Verhältnis der beiden Stützmittelvolumina (d.h. das Volumen des Stützmittels, das in dem Lohnintervall geteilt durch das Gesamtvolumen, das in die Vertiefung eingespritzt wird, als die volumetrische Stützmittelwirkung.

Bei weitem der kritischste Faktor bei der Bestimmung der volumetrischen Stützmittelwirkung ist das Verhältnis der erzeugten Bruchhöhe zur Netto-Lohndicke. Umfangreiche Höhenwachstum begrenzt die volumetrische Stützmitteleffizienz und ist etwas, was wir in der Regel versuchen zu vermeiden. (Die Möglichkeit, einen nahe gelegenen Wassertisch zu verbinden, ist ein weiterer wichtiger Grund, um ein übermäßiges Höhenwachstum zu vermeiden.)

Die tatsächliche Auswahl der für die Injektion angegebenen Stützmittelmenge beruht in erster Linie auf der Wirtschaftlichkeit, wobei das am häufigsten verwendete Kriterium der Nettobarwert (NPV) ist. Wie bei den meisten

Ingenieur-aktivitäten steigen die Kosten mit der Grösse der Behandlung nahezu linear an, aber nach einem gewissen Punkt steigen die Erlöse nur geringfügig an. So gibt es eine optimale Behandlungsgröße, der Punkt, an dem der NPV der erhöhten Einnahmen, ausgeglichen gegen die Behandlungskosten, ein Maximum ist.

Die optimale Größe kann bestimmt werden, wenn eine Methode verfügbar ist, um die maximal mögliche Produktivitätssteigerung vorherzusagen, die mit einer bestimmten Menge an Stützmittel erreichbar ist. Einheitliches Bruchdesign macht diese Tatsache ausgiebig, da die maximal erreichbare Produktivitätssteigerung bereits durch das Volumen der Stützmittel in der Bezahlung bestimmt ist. Viele der operativen Details werden durch die grundlegende Entscheidung über die Behandlungsgröße subsumiert, was einen einfachen, aber robusten Entwurfsprozess ermöglicht.

Daher setzen wir das Konzept des "Volumen des Stützers, das die Bezahlung erreicht" oder einfach "gestütztes Volumen in der Bezahlung" als die entscheidende Entscheidungsvariable in der Dimensionierungsphase des einheitlichen Fraktur Entwurfs. Um es richtig zu behandeln, muss die für die Injektion angegebene Stützfläche und die volumetrische Stützmittelwirkung bestimmt werden.

Bruch-zu-Well-Konnektivität

Während die maximal erreichbare Produktivitätssteigerung durch das gestützte Volumen im Lohn beeinträchtigt wird, müssen einige zusätzliche Bedingungen auf dem Weg zu einer Fraktur erfüllt werden, die diese potenzielle Verbesserung tatsächlich realisiert. Einer der entscheidenden Faktoren ist es, einen optimalen Kompromiss zwischen der Länge und der Breite zu schaffen (oder von dem Optimum nur so weit wie nötig abzuweichen, wenn dies durch operative Einschränkungen erforderlich ist). Wie bereits erwähnt, ist die optimale dimensionslose Fraktionsfähigkeit die Variable, die uns hilft, den richtigen Kompromiss zu finden. Eine andere Bedingung ist aber gleichermaßen wichtig. Es steht im Zusammenhang mit der Konnektivität der Fraktur an den Brunnen.

Ein Stauraum in der Tiefe befindet sich unter einer Belastung, die durch drei Hauptbeanspruchungen charakterisiert werden kann: eine Vertikale, die in fast allen Fällen von tiefen Stauseen (Tiefe größer als 500 Meter) die größte der drei ist, und Zwei horizontale, ein Minimum und ein Maximum. Eine hydraulische Fraktur wird normal zu den kleinsten Stress,

Was zu vertikalen hydraulischen Frakturen in fast allen Erdölproduktionsanwendungen führt. Der Azimut dieser Frakturen wird durch den natürlichen Zustand der Erdbeanspruchungen vorgeordnet. Als solche sollten abweichende oder horizontale Brunnen, die gebrochen werden sollen, in einer Orientierung gebohrt werden, die mit diesem Azimut übereinstimmt. Vertikale Brunnen fallen natürlich natürlich mit der Bruchebene zusammen.

Wenn der Brunnen-Azimut nicht mit der Bruchebene übereinstimmt, wird der Bruch wahrscheinlich in einer Ebene initiiert und dann verdreht, was zu einer vermeintlichen "Tortuosität" auf dem Weg zu seinem endgültigen Azimut-normal zur minimalen Spannungsrichtung führt. Vertikale Brunnen mit senkrechten Brüchen oder perfekt horizontalen Bohrungen, die bewusst entlang der erwarteten Fraktionsebene gebohrt werden, führen zu den am besten ausgerichteten Brunnenbruchsystemen. Andere Bruchkompositionen unterliegen "Choke-Effekten", was die Produktivität des gebrochenen Brunnens unnötig verringert. Perforationen und ihre Orientierung können auch eine Quelle von Problemen während der Durchführung einer Behandlung sein, einschließlich mehrerer Bruchinitiationen und vorzeitiger Screenouts, die durch Tortuositätseffekte verursacht werden.

Die dimensionslose Bruchleitfähigkeit in Reservoirs mit niedriger Permeabilität ist natürlich hoch, so dass der Einfluss von Choke-Effekten aus den oben beschriebenen Phänomenen im Allgemeinen minimiert wird; Um Tortuosität zu vermeiden, wird häufig Punktquellenfrakturen angewendet.

Die Bruch-zu-Well-Konnektivität wird heute als ein kritischer Punkt im Erfolg des Bruches hoher Permeabilität betrachtet, wobei oft der Bohrlochazim (z.B. Bohrungen S-förmige Vertikalkämme) diktiert werden oder horizontale

Vertiefungen angeben, die längs der Bruchrichtung gebohrt werden. Perforieren wird überarbeitet, und Alternativen, wie das Hydro-Jetting von Slots, werden von den fortgeschrittensten Praktikern bestätigt. Während einige Modelle komplexe Bruchfrakturen mit Choke und anderen Effekten enthalten, verhindern die vielen Unsicherheiten, dass wir die Leistung voraussagen. Vielmehr sind wir begrenzt, um die Leistung zu erklären, sobald Nachbehandlung gut Test und Produktionsinformationen verfügbar sind. In der Entwurfsphase versuchen wir, Entscheidungen zu treffen, die die Wahrscheinlichkeit einer solchen unnötigen Produktivitätsreduzierung minimieren.

Das tip screenout konzept und andere probleme in hoher permeabilität fracturing

Da das Hochpermeabilitäts-Brechen die fruchtbarste Möglichkeit für die Expansion im Erdölbetrieb weltweit hat, werden nachfolgend Schlüsselfragen für diese Art von Brunnenbearbeitung beschrieben. Ziel ist es, jene Merkmale zu identifizieren, die eine hohe Permeabilitätsfrakturierung von konventionellen hydraulischen Frakturen unterscheiden.

Tip Screenout Design

Die kritischen Elemente der Behandlung mit hoher Permeabilitätsfrakturierung, der Ausführung und der Behandlungsverhaltensinterpretation sind wesentlich anders als bei herkömmlichen Frakturierungsbehandlungen. Insbesondere setzt HPF auf eine sorgfältig zeitgesteuerte "Tip-Screenout" oder TSO, um das Frakturwachstum zu begrenzen und Bruchaufblasen und Packen zu ermöglichen. Der TSO tritt auf, wenn genügend Stützmittel an der Vorderkante des Bruchs konzentriert hat, um eine weitere Bruchdehnung zu verhindern. Sobald das Bruchwachstum verhaftet worden ist (und unter der Annahme, dass die Pumpenrate größer ist als die Leckrate an der Formation), wird ein fortgesetztes Pumpen die Fraktion aufblasen, d.h. die Bruchbreite erhöhen. Tip-Screenout und Bruch-Inflation sollten von einem Anstieg des Netto-Bruchdrucks begleitet werden. So kann die Behandlung in zwei verschiedenen Stadien konzipiert werden: Bruchbildung (gleichbedeutend mit

konventionellen Entwürfen) und Fragmentierung Inflation / Verpackung (nach Tip-Screenout).

Die Schaffung des Bruches und die Verhaftung seines Wachstums (dh der Spitzenabschirmung) erfolgt durch Einspritzen eines relativ kleinen "Polsters" von sauberem Fluid (kein Sand), gefolgt von einer "Aufschlammung", die 1 bis 4 Pfund Sand pro Gallone enthält Der Flüssigkeit (ppg). Sobald das Bruchwachstum verhaftet worden ist, baut die weitere Injektion die Bruchbreite und ermöglicht die Injektion einer Aufschlammung mit hoher Konzentration (z.B. 10-16 ppg). Final Areal Stützkonzentrationen von 20 lbm / sq ft sind möglich. Eine übliche Praxis ist es, die Einspritzrate nahe dem Ende der Behandlung zu verzögern (zufällig beim Öffnen des Ringes zum Fließen), um den Bruch in der Nähe des Bohrlochs zu dehydrieren und zu packen. Geschwindigkeitsreduktionen können auch verwendet werden, um ein Spitzen-Screenout in Fällen zu erzwingen, in denen kein TSO-Ereignis auf der Bohrlochdruckaufzeichnung beobachtet wird.

Häufige Felderfahrungen deuten darauf hin, dass die Spitze Screenout schwierig zu modellieren, zu beeinflussen oder sogar zu erkennen. Es gibt viele Gründe dafür, darunter eine Tendenz zu übermäßig konservativen Designmodellen (was zu keinem TSO führt), teilweise oder mehrfache Tip-Screenout-Ereignisse und unzureichende Drucküberwachungspraktiken.

Präzise Bohrlochmessungen sind für eine sinnvolle Behandlungsbewertung und Diagnose unerlässlich. Berechnete Bodenloch-Vorhänge sind aufgrund der beträchtlichen und komplexen Reibdruck-Effekte, die mit dem Pumpen von hohen Stützmittelkonzentrationen durch Rohrleitungen mit geringem Durchmesser und Service-Werkzeug-Überkreuzungen verbunden sind, unzuverlässig.

Die Oberflächen-Daten können darauf hindeuten, dass ein TSO-Ereignis aufgetreten ist, wenn die Unterschiede-Daten keine Beweise zeigen und umgekehrt.

Netto-Druck und Leckage in der hohen Permeability-Umgebung

Der gesamte HPF-Prozess wird durch Nettodruck und Flüssigkeitsverlust berücksichtigt. Zuerst sind die Permeabilitätsformationen typischerweise weich

und weisen niedrige Elastizitätsmodulwerte auf, und zweitens sind die Fluidvolumina relativ klein und die Leckrate hoch (hohe Permeabilität, kompressible Reservoirflüssigkeiten und nichtwandige Frakturflüssigkeiten). Während traditionelle Praktiken, die für die Konstruktion, Ausführung und Auswertung in der hydraulischen Frakturierung gelten, weiterhin in HPF verwendet werden, sind diese häufig nicht ausreichend.

Nettodruck

Nettodruck ist die Differenz zwischen dem Druck an irgendeinem Punkt in der Fraktur und dem Druck, bei dem der Bruch schließen wird. Diese Definition bedeutet die Existenz eines einzigartigen Verschlussdrucks. Ob der Verschlussdruck eine konstante Eigenschaft der Formation ist oder stark vom Poren- druck abhängt (oder vielmehr auf die Störung des Poren- drucks bezogen auf den langfristigen stationären Wert) ist eine offene Frage.

In hochpermeablen, weichen Formationen ist es schwierig (wenn nicht unmöglich), ein einfaches Rezept vorzuschlagen, um den Verschlussdruck zu bestimmen, der klassisch aus geschlossenen Druckabfallkurven abgeleitet wird. Darüber hinaus werden aufgrund der niedrigen Elastizitätsmodulwerte auch geringe induzierte Unverzichtungen im Nettodruck in große Unsicherheiten in der berechneten Bruchbreite verstärkt.

Bruchausbreitung, die Verfügbarkeit anspruchsvoller 3D-Modelle trotzdem, ist ein sehr komplexer Prozess und schwer zu beschreiben, auch in den besten Fällen, wegen der großen Anzahl und oft komplizierten physikalischen Phänomenen. Die Physik der Frakturausbreitung in weichem Gestein ist noch komplexer, aber es wird vernünftigerweise erwartet, dass sie inkrementelle Energieverzehrung und stärkere Tip-Effekte einbeziehen, wenn sie mit harten Gesteinsbrüchen verglichen werden. Wiederum kann aufgrund der niedrigen Modulwerte eine Unfähigkeit, das Nettostruckverhalten vorherzusagen, zu einer signifikanten Abweichung zwischen der vorhergesagten und der tatsächlichen Behandlungsleistung führen. Letztendlich können die klassischen

Frakturausbreitungsmodelle nicht einmal die Hauptmerkmale des Ausbreitungsprozesses in Hochpermeabilitätsfelsen widerspiegeln.

Es ist übliche Praxis für einige Praktiker, "Prognose" Fraktur Ausbreitung und Netto-Druck-Features ex post facto mit einem Computer Bruch Simulator. Die Tendenz, klare Modelle und physikalische Annahmen mit "knobs" -eg, willkürlichen Stressbarrieren, Reibungsänderungen (auf Erosion, wenn abnehmende und Sandresistenz bei zunehmender) zuzuweisen, und weniger als gut verstandene Eigenschaften der Formation, die als dimensionslose Faktoren ausgedrückt werden, Hilft nicht, das Problem zu klären. Andere Techniken sind gerechtfertigt und mehrere sind in der Entwicklung.

Leckage

Bei der Laboruntersuchung des Flüssigkeitsleckprozesses für hochpermeable Kerne wurden erhebliche Anstrengungen unternommen. Die Ergebnisse stellen einige Fragen auf, wie effektiv flüssiges Leckage durch Filterkuchenbildung begrenzt werden kann. In allen Fällen, aber vor allem in hochpermeablen Formationen, ist die Qualität der Frakturflüssigkeit nur einer der Faktoren, die das Leck beeinflussen, und oft nicht die bestimmende. Der translatorische Fluidstrom in der Formation könnte einen gleichen oder sogar größeren Einfluss haben. Eine vorübergehende Strömung kann nicht einfach verstanden werden, indem man einfach eine empfindliche Gleichung an Labordaten anpasst. Die Verwendung von Modellen, die auf Lösungen für die Fluidströmung in porösen Medien basieren, ist ein unvermeidbarer Schritt, und einer, der bereits von vielen aufgenommen wurde.

Kandidatenauswahl

Der Nutzen der Hochpermeabilitäts-Frakturierung erstreckt sich über die nachteiligen Produktivitätsvorteile, die mit der Umgehung von Nah-Schäden verbunden sind, um die Sandkontrolle zu umfassen. Bei HPF handelt es sich jedoch nicht um die bloße Sandkontrolle, was die meisten mechanische Beibehaltung von wandernden Sandpartikeln (und Verstopfung), sondern vielmehr eine Sanddekonsolidierungskontrolle impliziert.

In zunehmendem Maße sollte die Bohrlochstabilität in einem ganzheitlichen Ansatz mit horizontalen Brunnen und hydraulischen Frakturbehandlungen betrachtet werden. Proaktive Vertiefungsstrategien sind entscheidend für die Bohrlochstabilität und die Sandproduktionskontrolle, um den Druckabbau zu reduzieren und dabei wirtschaftlich attraktive Raten zu erzielen. Die Reservekandidatenerkennung für die korrekten Brunnenkonfigurationen ist das Schlüsselement. Notwendige Schritte in der Kandidatenauswahl sind die entsprechende Reservoirtechnik, die Formationscharakterisierung, die Bohrlochstabilitätsberechnungen und die Kombination von Produktionsprognosen mit Einschätzungen des Sandproduktionspotentials.

Komplexe Brunnenbruchkonfigurationen

Vertikale Brunnen sind nicht die einzigen Kandidaten für die hydraulische Frakturierung. Abbildung 3 zeigt einige einfache Einzelbruchkonfigurationen für vertikale und horizontale Brunnen. Horizontale Vertiefungen, die eine konventionelle oder besonders hohe Permeabilitätsfraktur mit dem Bohrlochbohrer im erwarteten Bruchazimut (Akzeptieren eines Längsbruches) anwenden, scheinen zumindest begrifflich eine sehr vielversprechende Perspektive zu haben, wie in Kapitel 5 diskutiert. Eine Längsbruchkonstruktion müsste entlang der maximalen horizontalen Belastung gebohrt werden. Und dies kann neben gut verstandenen Bohrproblemen zu langfristigen Formationsstabilitätsproblemen beitragen.

Abbildung 4 zeigt zwei Multi-Bruch-Konfigurationen. Eine ziemlich anspruchsvolle konzeptionelle Konfiguration würde die Kombination von HPF mit mehrfach gebrochenen vertikalen Zweigen beinhalten, die von einer horizontalen "Mutter" gut gebohrt über die produzierende Formation ausgehen. Natürlich sind horizontale Brunnen, die senkrecht zur vertikalen Belastung sind, genauer anfällig für Bohrlochstabilitätsprobleme. Eine solche Konfiguration würde es ermöglichen, das horizontale Bohrloch in einem kompetenten, nicht produzierenden Intervall zu platzieren. Es gibt noch andere Vorteile, um einen vertikalen Schnitt über einen stark abweichenden oder horizontalen Schnitt zu behandeln: Mehrfachstarterfrakturen, Bruchdrehen und Tortuositätsprobleme werden

vermieden; Konvergenz-Fließhäute (Choke-Effekte) sind viel weniger betroffen;
Und die Perforierungsstrategie wird vereinfacht.

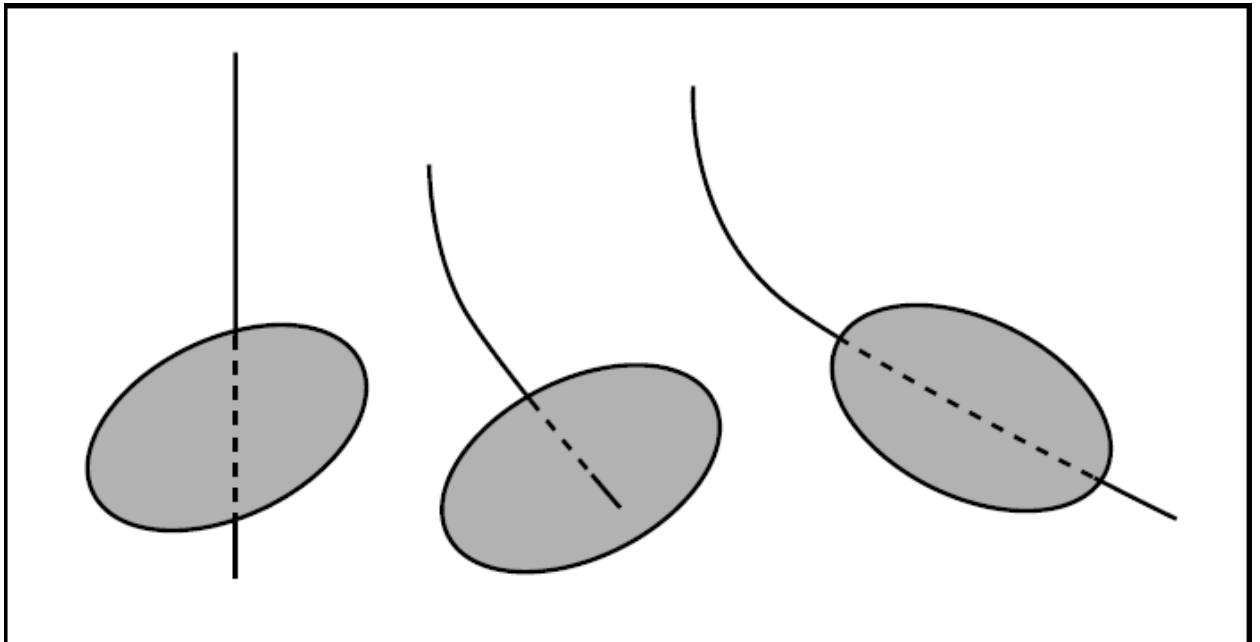


Abbildung 3 -. Einzelbruch-Konfigurationen für vertikale und horizontale Brunnen.

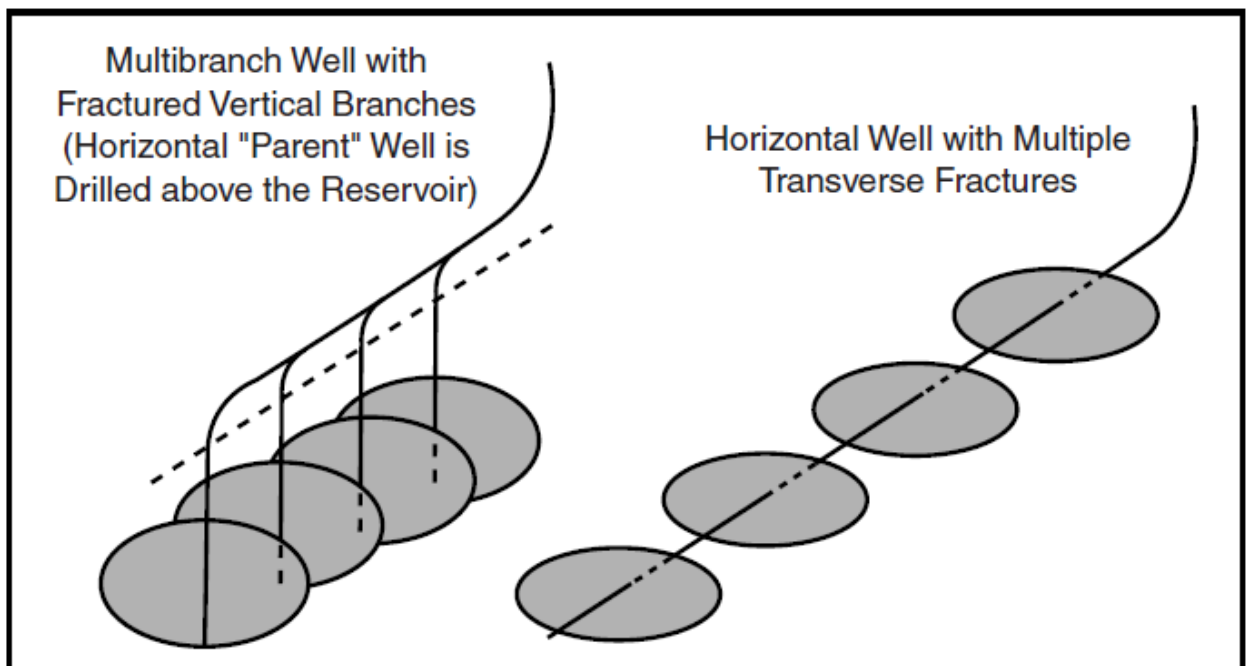


Abbildung 4 - Multibranch-, Mehrfach-Bruch-Konfigurationen für horizontale Brunnen.

"Zurück des umschlags" fracture design

Designlogik

In einheitlichen Fraktur-Design, betrachten wir Behandlung Größe, speziell gestützt Volumen in der Bezahlung, als die primäre Entscheidungsvariable. Sobald die grundsätzliche Entscheidungsgröße erfolgt, wird die optimale Länge und Breite

bestimmt. Diese Parameter werden dann angesichts der technischen Einschränkungen überarbeitet und die Zielmaße der erzeugten Fraktur gesetzt. Es wird ein vorläufiger Einspritzzeitplan berechnet, der die Zielmaße realisiert und eine einheitliche Platzierung der angegebenen Stützmenge gewährleistet. Wenn die optimale Platzierung nicht mit herkömmlichen Mitteln realisiert werden kann, ist eine TSO-Behandlung angegeben. Auch wenn die eingespritzte Menge an Stützmittel bereits fixiert ist, kann sich der volumetrische Stützmittelwirkungsgrad während des Entwurfsprozesses ändern. Es ist äußerst wichtig, dass die Grundentscheidungen in einer iterativen Weise getroffen werden, ohne jedoch unnötige Details der Bruchmechanik, der Fluid-Rheologie oder der Ingenieurtechnik zu übernehmen.

Заключение

На данный момент методы воздействия на залежи нефти имеют огромное значение, за счет данных методов из пластов добывается около 85% нефти. Среди всех методов лидирующую позицию занимает метод поддержания пластового давления путем закачки воды в целевые горизонты.

Согласно задачам дипломного проекта выполнено:

- изучил геологическое строение П. месторождения;
- проанализировал теоретический материал по технологии поддержания пластового давления;
- рассчитал разные схемы заводнения и определил наиболее эффективную;
- объяснил экономический суммарный доход применения выбранной схемы заводнения.

В результате выполненной работы, была выбрана наиболее эффективная схема заводнения для разработки нового куста скважин П. месторождения.

В результате выполненной работы, проведенных расчетов была определена наиболее эффективная схема заводнения (7–ми точечная схема) для разработки нового куста скважин П. месторождения. Критериями оценивая были: коэффициент нефте отдачи, дисконтированный доход и рентабельность. По результатам расчетов КИН увеличивается на 100%, доход от дополнительной добычи может составить от 20 до 50 млн. рублей.