

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Локализация остаточных запасов нефти и последующая их выработка методом зарезки боковых стволов скважин на примере участка месторождения «Х»(Томская область)

УДК 622.24.085.22:622.323(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Г	Щерба Юрий Романович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ГРHM	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭПР	Шарф Ирина Валерьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры ЭБЖ	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРHM	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2017 г

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	6
1.1. Общие сведения о месторождении.....	6
1.2. Геологическое строение месторождения и залежей.....	8
1.3. Тектоника.....	12
1.4. Нефтеносность.....	15
1.5. Обоснование выбора эксплуатационных объектов по геолого- физическим характеристикам.....	22
2 СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	24
2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения.....	24
2.2 Характеристика текущего состояния разработки пласта Ю12 Карайского месторождения.....	26
3 АДАПТАЦИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ УЧАСТКА КАРАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	33
3.1 Внесение в проект данных интерпретации каротажа.....	33
3.2 Распространение свойств продуктивных пластов в пределах трехмерной сетки.....	35
3.3 Подсчет геологических запасов.....	40
3.4 Цифровая фильтрационная модель месторождения.....	40
3.5 Обоснование выбора типа модели фильтрации.....	42
3.6 Адаптация гидродинамической модели.....	50
4 АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ ЗАРЕЗКИ БОКОВОГО СТВОЛА, КАК МЕТОД ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ УЧАСТКА КАРАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	57
4.1 Технология зарезки боковых стволов скважин.....	57
4.2 Бурение бокового ствола с помощью клина-отклонителя.....	58
4.3 Выбор скважин кандидатов на зарезку бокового ствола скважин.....	59
4.3 Обоснование расчетных технологических показателей работы скважин.....	62

4.5 Анализ применения збс и эксплуатационного бурения (эб) по результатам прогноза.....	64
4.6 Сравнение результатов применения збс и эксплуатационного бурения (эб) по результатам прогноза.....	74
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	78
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	104
Список публикаций студента.....	105
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	106
Приложение.....	109

Введение

В настоящее время для добывающей компании одной из основных целей является увеличение уровней добычи нефти при уменьшении ее себестоимости. На Карайском месторождении часть фонда скважин работает со средним дебитом жидкости 600-800 м³/сут, при средней обводненности в 95-99%. Одним из наиболее эффективных методов доразработки остаточных запасов является восстановление фонда малодебитных и аварийных скважин путем зарезки в них боковых стволов. Применение зарезок бокового ствола на данном месторождении особо актуально, так как существует значительная часть фонда скважин, находящаяся в бездействующем состоянии или на грани рентабельности. Данная методика позволяет избежать лишних затрат на обустройство и проведение коммуникаций, а также вовлечь в разработку ранее незадействованные участки залежи углеводородов и трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Целью данной работы является оценка эффективности применимости зарезки боковых стволов скважин для выработки остаточных запасов нефти на участке Карайского месторождения.

Для достижения цели в работе были определены следующие задачи:

1. Оценка текущего состояния разработки Карайского месторождения.
2. Прогноз технологических параметров работы скважин в режиме добычи.
3. Сравнение результатов применения зарезки боковых стволов(ЗБС) и эксплуатационного бурения(ЭБ) по результатам гидродинамического моделирования.

Основным положением, выносимым на защиту, является оценка возможности замены эксплуатационного бурения проектной скважины на зарезку бокового ствола действующей скважины.

Аннотация

Применение технологии восстановления скважин путем зарезки боковых стволов имеет более чем 50-летнюю историю. Практика реализации этого метода свидетельствует о его технико-экономическом превосходстве по сравнению с бурением новых скважин за счет меньшей стоимости одного метра бурения, использования существующей системы сбора, транспорта и коммуникаций.

Зарезка боковых стволов позволяет вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые по ряду геолого-технических условий не могли быть задействованы при выполнении обычных операций. В старых скважинах ЗБС можно считать наилучшим техническим решением, если есть надежное обоснование эффективности вскрытия продуктивной зоны новым стволом. Траектория бокового ствола проходит вблизи старой скважины, где продуктивная зона уже охарактеризована керновыми и каротажными данными, а также результатами испытания и эксплуатации пластов.

Данный дипломный проект посвящен вопросу оценке эффективности применимости зарезки боковых стволов скважин для выработки остаточных запасов нефти на участке Карайского месторождения.

В первой части дипломного проекта представлена геологическая характеристика Карайского месторождения, включающая: общие сведения о месторождении, геологическое строение месторождения и залежей, тектонику, нефтеносность, обоснование выбора эксплуатационных объектов по геолого-физическим характеристикам.

В геологическом строении описываемого района принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизованные и дислоцированные породы доюрского складчатого фундамента.

Песчано-алевролитовые пласты верхневасюганской подсвиты выделяются как горизонт Ю1, являющийся основным объектом поисков, разведки и разработки залежей УВ в рассматриваемом районе.

Горизонт Ю₁ имеет сложное внутреннее строение, обусловленное разнообразием обстановок осадконакопления отдельных интервалов его разреза в условиях циклических колебаний уровня моря. В его объеме достаточно надежно выделяются и прослеживаются по площади три пачки, отличающиеся по литологии и условиям формирования.

Тектоника рассматриваемого района обусловлена его положением в зоне сопряжения Колтогорской рифтогенной зоны и Нюрольского осадочного бассейна, формирование которого явилось следствием активного прогибания этой территории на рубеже палеозоя и мезозоя.

В строении фундамента выделяется два структурно-тектонических этажа.

Нижний - складчато-блоковый, представлен геосинклинальными, глубоко метаморфизованными, сильно дислоцированными породами докембрия и палеозоя, прорванными интрузивными образованиями различного состава и возраста.

Верхний этаж фундамента занимает промежуточное положение между геосинклинальными образованиями, слагающими складчатое основание, и типично платформенными образованиями чехла.

Вторая часть дипломного проекта посвящена анализу текущего состояния разработки Карайского месторождения. Описываются основные этапы проектирования разработки месторождения, дается характеристика текущего состояния разработки основного продуктивного пласта Ю₁² Карайского месторождения, а также рассматриваются состояния добывающего и нагнетательного фондов.

В третьей части дипломного проекта проводится адаптация геологической и гидродинамической модели участка Карайского месторождения. Адаптация геологической модели включает в себя

структурные построения, расчет трехмерной сетки геологической модели, моделирование проницаемости, пористости, водонасыщенности, подсчет геологических запасов, обоснование выбора типа модели фильтрации.

Адаптация гидродинамической модели проводилась ежемесячно, в режиме заданных отборов жидкости. Соответствие фактических и расчетных показателей адаптации обеспечивалось с помощью изменения следующих параметров: для восстановления истории добычи жидкости – проницаемость, адаптации обводненности – масштабирование относительных фазовых проницаемостей, (SWL, SWCR), соответствия забойных давлений – радиус зоны дренирования скважин и их изменение индекса продуктивности.

Четвертая часть дипломного проекта посвящена анализу применимости зарезки бокового ствола, как метода вовлечения в разработку остаточных запасов нефти участка Карайского месторождения. В главе рассматривается сама технология зарезки боковых стволов скважин, описывается выбранный способ создания бокового ствола с применением клина-отклонителя, производится выбор скважин кандидатов на ЗБС, а также проводится сравнительный анализ применения ЗБС и эксплуатационного бурения по результатам прогноза основных технологических показателей работы скважины.

В пятой части работы проводится экономический расчет сравнения стоимости проведения ЗБС между подрядными организациями А, Б и компанией ОАО “Томскнефть” ВНК, приводится экономическое обоснование целесообразности привлечения подрядной организации А компанией ОАО “Томскнефть” ВНК для выполнения зарезки бокового ствола скважины, а также оцениваются перспективы аутсорсинга в компании ОАО “Томскнефть” ВНК.

В шестой части дипломного проекта описываются вредные проявления факторов производственной среды (вредные вещества, шумы, отклонение показателей климата,), опасные проявления факторов производственной среды (механической опасности, давления,

электробезопасность, пожаровзрывобезопасность), перечисляются мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения, мероприятия по охране недр и окружающей среды. Рассматривается чрезвычайная ситуация и методы ее ликвидации, организационные вопросы обеспечения безопасности.

Заключение

В ходе исследования были проведены:

- оценка текущего состояния разработки Карайского месторождения;
- прогноз основных технологических параметров работы скважин и альтернативных им скважин с боковыми стволами, на основе сааптированной модели.

Оценка эффективности применения зарезки боковых стволов для выработки остаточных запасов нефти на участке Карайского месторождения , показала:

- вариант с заменой эксплуатационного бурения скв.53 на зарезку бокового ствола скв. 19_бс, оказался нерентабельным, денежные потери при этом за 30 лет разработки составляют 18,9 млн.руб.;
- вариант с заменой эксплуатационного бурения скв.52 на зарезку бокового ствола скв. 25_бс, напротив дал положительный результат с экономией средств в размере 12 млн.руб. за 30 лет.

Расчет экономической части показал, что привлечение подрядной организации А компанией ОАО «Томскнефть» ВНК позволит снизить затраты в размере 1 081 982,2 руб. , а также сэкономит количество времени на проведение работ по зарезке боковых стволов скважин.

Список публикаций студента

Экономический аспект внедрения GTL технологии утилизации ПНГ в условиях Томской области (на примере Шингинского месторождения) / М. Н. Пуговкин, Ю. Щерба ; науч. рук. И. В. Шарф // Проблемы геологии и освоения недр : труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2016. — Т. 2. — [С. 1069-1071].

Список использованных источников

1. Отчет о научно-исследовательской работе «Дополненная технологическая схема разработки Карайского месторождения том 1 – Томск ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2017г.

2. Конторович В.А., Кривошеев Э.В., Бердникова С.А. Региональная модель неокома юго-восточных районов Западной Сибири // Малоизученные нефтегазоносные регионы и комплексы России (прогноз нефтегазоносности и перспективы освоения): Тезисы докладов научно-практической конференции, Москва, 27-29 ноября 2001 г.. – 2001. – С. 27-29

3. Кошовкин И.Н., Фомин А.И., Шевелев П.В., Молодых П.В., Уткина К.Е., Опыт внедрения зарезок боковых стволов на месторождениях Западной Сибири с юрскими коллекторами // SPE 117409., 2014г.

4. Отчет по теме «Анализ текущего состояния разработки Карайского месторождения на основе проведения аналитического комплекса ГДИС» по договору № 2016/ 55-Д от 06.02.2013 г. в редакции дополнительного соглашения N3 от 04.10.2016

5. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.

6. Гусев С.В. Эффективность методов повышения нефтеизвлечения на месторождениях Западной Сибири // Нефтяное хозяйство.-1990. - № 2.-С. 45-49

7. Шенбергер В. М., Зозуля Г. П., Гейхман М. Г., Матиешин И. С., Кустышев А. В. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007 г.

7. Методическое руководство по проектированию, строительству и эксплуатации дополнительных (боковых) стволов скважин.-Уфа,2000.

8. Гилязов Р.М. Совершенствование техники и технологии бурения боковых стволов: Дис. кан. техн. наук.-Уфа: УГНТУ, 2000.

9. Н.Ш. Хайретдинов, В.Е. Андреев, К.М. Федоров, Ю.А. Котенев. Прогнозирование методов увеличения нефтеотдачи для крупных нефтегазоносных регионов / Гилем.:Уфа, 1997 г.

10. http://www.neftepromcentr.ru/kompleks_oborudovaniya_dlja_zarezki_bokovogo_stvola_kobos.htm – Комплекс оборудования для зарезки бокового ствола «КОБОС».

11. <http://www.drillings.ru/> – Copyright © 2007-20011 Буровой портал, буровые установки.

Нормативная литература

12.ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

13.ГОСТ 12.1.005-88 «Нормативные содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

14.СН 2.2.4/2.1.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий.

15.ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

16.СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

17.ГН 2.1.6.695-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

18.ПУЭ и ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

19.РД 153-39-023-97. Правила ведения ремонтных работ в скважинах.

20.ПБ-08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

6 Sidetracking Methods

The sidetracking operation can be executed in both open and cased wellbores. It can be classified as below:

1. Cased hole sidetracking with a whipstock.
2. Openhole sidetracking with a whipstock.
3. Openhole sidetracking over the whipstock with a mud motor.
4. Openhole sidetracking over the cement plug with a mud motor.
5. Openhole sidetracking without deflection barrier.

The whipstocks for OH sidetrack (method 2) are almost never used today due to a fact that changing trajectory is very complicated and too much experience is demanded to run the tools accurately. Downhole motors are more advanced and relatively less costed tools.

Therefore, they have replaced permanent/removable whipstocks in OH sidetracking operation.

Currently, the most applied method to sidetrack a well in the openhole is to use a mud motor with a deflection barrier. A deflection barrier can be either openhole whipstock (method 3) or cement plug (method 4) [1].

6.1 Sidetracking Procedure

The steering with a mud motor over the cement plug is one of the most employed techniques in openhole sidetracking and its operational procedure will be described in this section.

Firstly, the cement slurry is pumped to fill across the kickoff interval and then engineers must wait for the cement to be cured in the formation. Afterward, a conventional bit and straight-hole drilling assembly are run into the hole to time-drill the cement plug up to the planned KOP. Drilling with considerably low ROP, WOB, TOB as well as RPM are called “time-drilling”, and time-drilling the cement plug up to KOP is named “dressing off” the cement plug. Usually, the time-drilling is employed to have more chance of success in sidetracking operation. If the DS takes the weight and the motor begins to stall during dressing off the cement plug, it means that the plug is strong enough to commence kicking

off activity. ROP operated for dressing off the cement plug should be, at least, lower than 50% of ROP applied for penetrating the formation.

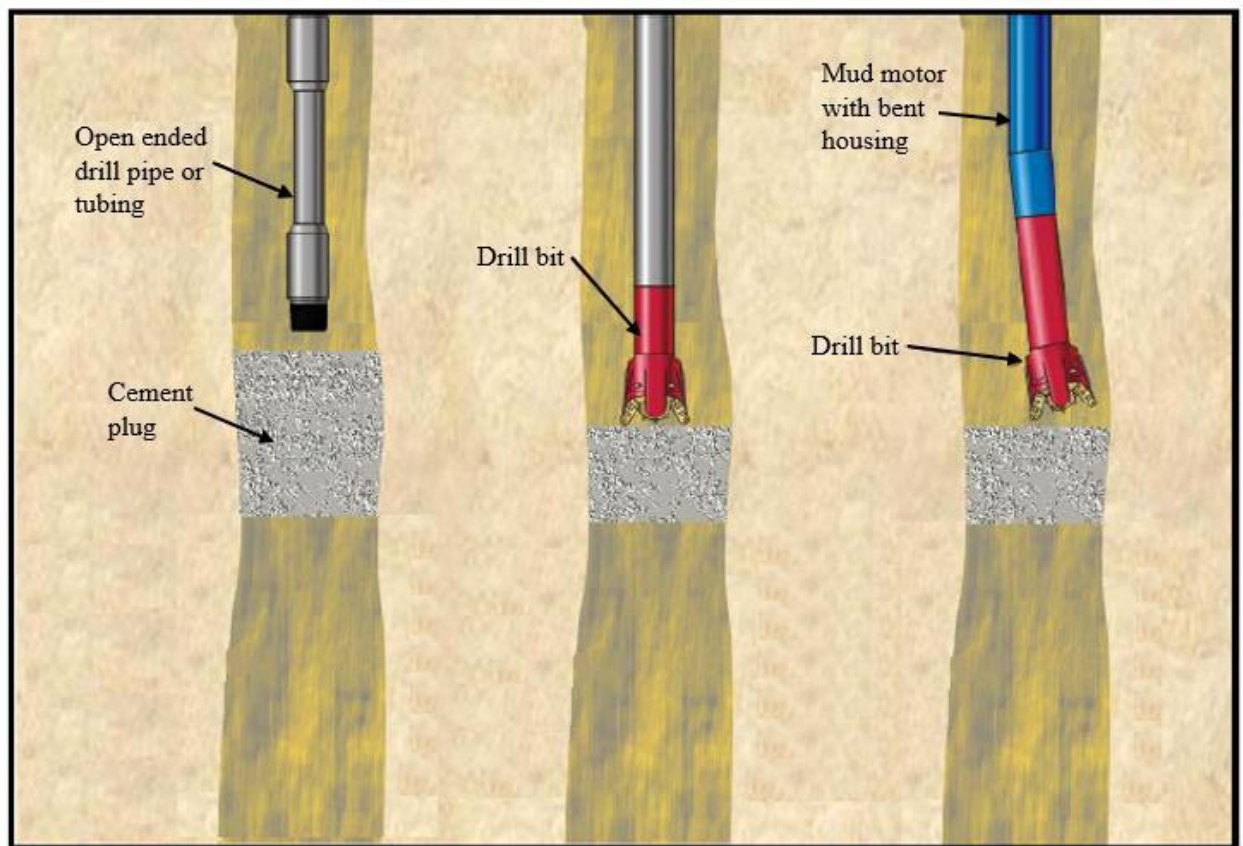


Figure 1. A sequence of operation to kick off the cement plug

If the cement plug is confirmed to be firm, a directional BHA should replace the conventional assembly and shall be run to the dressed top of the cement plug. The toolface of the downhole motor should be then orientated in the formation. Time-drilling is also employed for kicking off the wellbore. Afterward, drilling parameters can be increased for penetrating further to the planned target [2].

If the cement plug is not sufficiently firm to commence sidetracking, the cement will be washed away during dressing off and extra trips will become mandatory to set a new cement plug. The success of OH sidetrack from the cement plug with a mud motor are primarily dependent on the followings:

- formation compressive strength;
- downhole temperature/ pressure;
- cement plug depth;
- wellbore deviation;

- quality of cement;
- cure time of cement;
- BHA design and deflection tool.

6.1.2 Design Considerations

There are three main parameters to consider for the planning phase of sidetracking activity in order to accomplish the operation efficiently and successfully.

1. Strength of a formation

The sidetracking point in the openhole should be selected in the softest formation to increase the chance of success. Preferably, it should be softer than the cement plug or should place between harder formations. Since the bit always has a tendency to penetrate into the least resistance zone, trying to enter into a hard rock can be very problematic. The strength of the rock is measured by the parameter, called unconfined compressive strength (UCS). This parameter represents the maximum compressive load, which a rock can withstand before the failure. If the formation rock is very hard ($UCS > 25\,000$ psi), a whipstock is more likely to be used due to low possibility of the cement to be harder than the formation. For a medium formation, where UCS is between 15000 and 25000 psi, a motor with a good cement plug can be considered to execute sidetracking. For a soft formation ($UCS < 15\,000$ psi), sidetracking can be successful by operating a mud motor toward the high side of the hole with a good cement plug or to the low side of the hole without cement plug [4].

2. Inclination angle of the wellbore

The inclination is necessary to consider during the planning of the sidetracking operation in order to obtain the gravity assistance. If the sidetrack point is in the vertical section of a well, inclination has nothing to support the activity and there is no preferable direction to orient the toolface to obtain the assistance of the gravity. Therefore, cutting efficiency of the stabilizer and BHA against borehole will be minimized leaving more challenging condition for the operation. But, if the point is located in an inclined wellbore, the orientation of the

toolface to the low side of the hole will support technical sidetracking due to a gravity effect that will try to drag the BHA down (*Figure 2*). When a mud motor or RSS is applied, it is the best to sidetrack at the point where the wellpath has a high inclination or azimuth change [3].

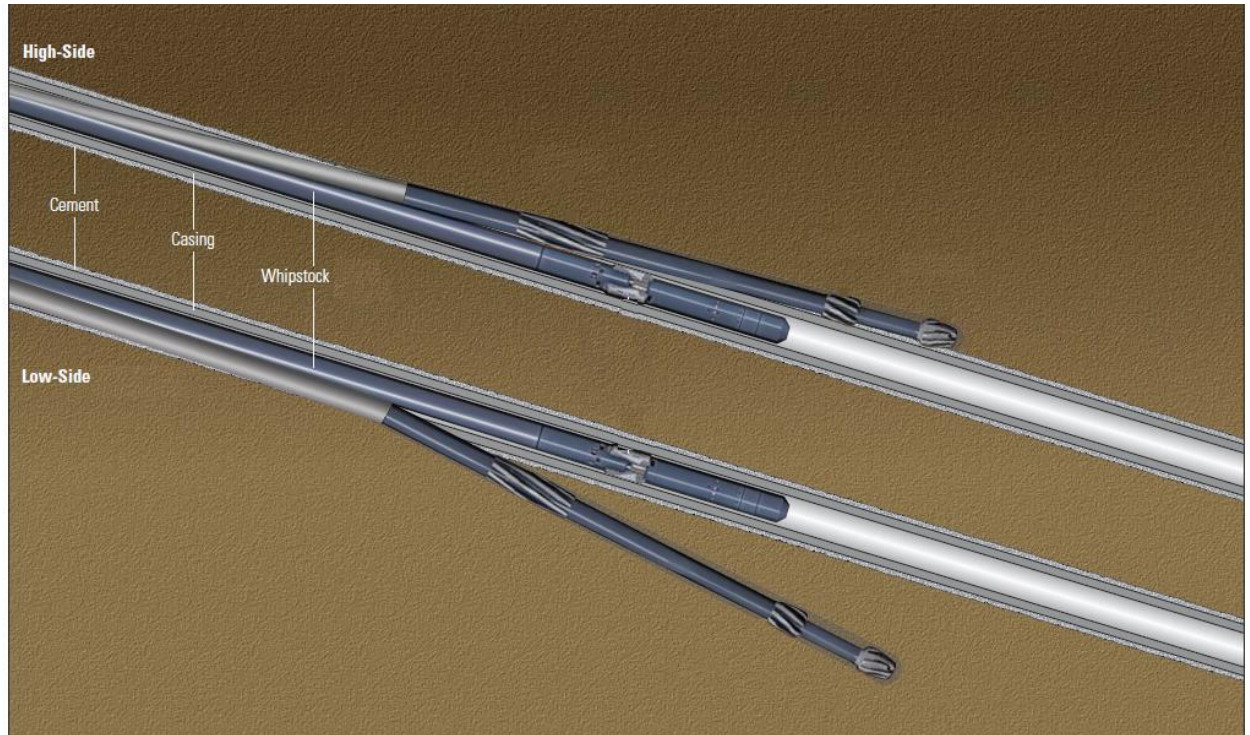


Figure 2 – The gravity effects over a sidetracking operation. The gravity supports sidetracking if the toolface is oriented to the low-side

3. Depth of a sidetrack point

The depth of a sidetrack point determines the DLS required for reaching a target that, in turn, identifies the required BHA configuration and deflection tool. Sometimes, the sidetrack depth can also establish whether the activity will be performed in the cased or open hole.

If the sidetracking can be executed in either location in the wellbore, it is often recommended to perform the operation in the openhole in order to avoid milling activity and generation of sharp dogleg angle.

6.2 Sidetracking with solid expandable tubulars overcomes challenges

When sidetracking a well, an operator will lose one entire casing size, reducing the ID in the target zone, decreasing production and challenging the economic viability of the project. Solid expandable tubulars (SET) are becoming a viable means to overcome certain challenges to existing operations and to offset some of the higher expense. Recent technological breakthroughs, developing and deploying modified expandable tubulars and making use of the latest advances in multilateral window milling systems have enabled SET technology to become a reliable method to overcome the unique challenges faced by older operations. The combination of SET technology and multilateral window milling systems allows operators to slim their wells, resulting in reduced capital outlay, minimized environmental impact, maximized reservoir potential and a superior rate of return. The most obvious advantage is larger ID in the target zone, thereby increasing production. More importantly, the two complimentary applications have the potential to significantly reduce capital expenditures for the life of a field. These savings are realized in the productivity enhancements in fields where the operator has already capitalized the exploration and development outlay [6].

6.2.1 Solid expandable tubulars technology

There are presently two distinct situations where solid expandable systems would prove both beneficial and economically viable. One such case is field development using SET where the operator chooses to drill and produce a well with solid expandables from the outset. Another situation involves the recompletion of wells in which the original wellbore is no longer meeting productivity expectations, or it is identified that optimal drainage could be achieved by having the wellbore in another location of the reservoir. A well can be recompleted as a larger producer through a casing sidetrack using SET technology [5].

6.2.2 Business cases

Two applications of SET in conjunction with side-tracking technology are in older platforms with no remaining template slots and deepwater recompletions on a tension-leg platform through a riser. In the former case, the only economically-feasible method to reactivate a field is to re-enter existing wells using SET to preserve a larger ID. In the latter scenario, SET can be run through a milled casing window using the smaller production riser. This can save expensive rig time and reduce nonproductive time to pull the production riser, install a larger drilling riser to perform the recompletion and then rerun the production riser [6].



Figure 3 – A combination of SET technology and multilateral window milling systems can result in slimmer wells, reduced CAPEX and minimal environmental impact.

A common perception is that big bore completions deliver high rates above and beyond that of conventional completions. In these cases, a well's outflow performance increases as a result of decreased pressure drop in the larger diameter

tubing. The problem occurs when the size of the production casing in many of the wells limits the size of tubing that can be used to improve productivity. More generally, the size of any of the casing strings set in a well limits the size of the next string and ultimately limits the size of the completion string. This situation constrains the internal diameter available for production or injection. Solid expandable tubulars, however, provide the ability to turn a tubing-constrained completion into a big bore producer whether incorporated in the original well plan or used as a result of a challenge encountered during drilling. For example, performance modeling by one operator on a well with 7-in. tubing in 9 5/8-in. production casing showed only a 10% increase in well deliverability from a tubing change-out completion to 7 5/8-in. tubing, the largest size tubing that can be run. Alternatively, recompletion using 7 5/8-in. solid expandable tubulars showed a 40-50% increase in well deliverability and a 50-100% increase in production. A successful field pilot test of a solid expandable tubular workover by this operator proved the viability of the application. Operators also regularly deploy recompletion technology in wells producing at less-than-optimal performance or to expand the drainage reach of individual wells. Operators recognize the many benefits the SET technology offers, which have been driven by slot availability on aging platforms, better reliability and feasibility of casing whipstock and milling systems, and increased reservoir knowledge. These two technologies used in concert present the potential application of larger multi-lateral sidetracks. The combined benefits of these applications include increased productivity using wells and facilities already in place, and the availability of a larger ID for recompletion and stimulation [6].

6.2.3 Design challenges

A natural progression led to SET being introduced into deviated wells. The technology has been proven to work in sidetracked wells, and tests were positive when solid expandable tubulars were run through specially-cut casing windows. However, certain mechanical challenges had to be overcome. A previous unsuccessful installation of SET in a deviated well with high dogleg severity

provided insight into some of the mechanics that affect the successful deployment. A contributing factor of the unsuccessful installation was determined to be damage to a connection, and a solution was implemented. After the potential risks were mitigated, attention was turned to the specific parameters affecting a successful SET installation through a casing-sidetracked well. Those parameters included dogleg severity; casing material; whipstock material; length and width of the casing window; quality of the milled window; and stiffness of the solid expandable tubular running assembly. Subsequent to the unsuccessful installation in a deviated well, solid expandable tubulars could still be run in a casing sidetracked well, but preparation requirements called for milling a 100 ft section. In some cases, because of time requirements, this option could be uneconomic [7].

6.2.4 Engineering and testing

One of the most influential factors affecting the successful implementation of SET through a milled casing window is the physical characteristics of the window itself. A way to mitigate or eliminate this problem was a necessity. Recent advancements in multilateral technology provided the key. These advancements resulted in window milling systems that produce an enhanced window in which nearly the total window length is full gauge. Benefits of a longer full-gauge window include trouble-free entries and reentries through the window for drilling and completion of laterals; ideal parameters for short radius departure; sidetracking in hard formation without drilling a rat hole; compensation for any mismatch in depth tally calculations; and eliminating problems associated with a skewed window. It was predicted that coupling newer multilateral technology with SET technology could offer a viable and economical method of exploiting the benefits available from big bore multilateral sidetrack completions. A series of lab tests, surface tests and surface simulation tests were devised. A field trial was performed to prove the viability of the technology application. Throughout the project, weaknesses were identified, solutions were implemented and lessons learned in each test were carried into the design of subsequent tests to improve the product [6].

Lab Tests

Following the early unsuccessful installation of SET system in a deviated well, it was determined that damaged connections was a major factor contributing to the failure. The damage sustained in running the casing string, coupled with bending stresses induced in the damaged connections by the deviated well trajectory, resulted in the loss of pressure integrity when the connection was subjected to the expansion forces. A means of enhancing the connection was developed and data was collected to determine the maximum dogleg in which protected connections could be successfully expanded.

Surface Test

A surface test was performed with a string of several joints of solid expandable casing snaked around offset spikes driven into the ground. This arrangement roughly simulated the bending stresses that would be induced in a deviated/doglegged well. The casing string was then successfully expanded and data was collected from this surface test to provide a basis for further simulation testing.

Surface Simulation Tests

Two surface simulation tests were designed and conducted in cooperation with specialists in multilateral technology. These tests simulated actual operating conditions by using a horizontal cement test block with a joint of base casing cemented within the block. A window was milled in the base casing and the lateral was drilled by a different commercial milling system in each test. Solid expandable tubular casing was then run and expanded and data was collected for post-test analysis.