

ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ СКВАЖИН НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ТИГР» (ВЬЕТНАМ)

Фам Ван Хоанг

Научный руководитель – профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разработка и эксплуатация нефти и газа во Вьетнаме в настоящее время является передовой отраслью с наивысшей экономической эффективностью по сравнению с другими секторами. Однако при бурении, эксплуатации, заканчивании и ремонте скважины вызывает загрязнение на призабойной зоне скважин, что приводит к снижению притока нефти.

Снижение проницаемости призабойной зоны пласта обусловлено влиянием глинистого раствора при вскрытии пласта в **процессе бурения**: выпадение глинистых частиц из раствора в проводящие каналы пласта; формирование глинистой корки на поверхности ствола скважины (блокирование водой, разбухание глинистых частиц, затруднение притока нефти из пласта). В пласте буровые растворы могут реагировать с минеральной водой и образуется осадок, содержащий нерастворимые соли. С другой стороны, устойчивые эмульсии также могут образовываться, закупоривают трещины, вследствие этого приводятся к снижению эффективной проницаемости горных пород.

После **цементирования обсадных колонн** цементированные загрязненные участки имеют нулевую проницаемость. Восстановление естественной проницаемости пласта затрудняется, так как увеличение местной гидравлической потери на границе раздела между забойной зоной и продуктивными пластами частично устраняет пластовое давление и снижает продуктивный коэффициент. Кроме того, продукты, образованные в результате реакции между добавкой и буферного раствора, также загрязняют призабойную зону скважин.

Типы загрязнения жидкостью для **заканчивания скважин** вызвало аналогичные буровые растворы: уменьшает проницаемость и способность эксплуатировать скважины из-за закупорки твердых веществ и полимеров в растворе; из-за набухания и распространения глин, инфильтрации эмульсий и оседания твердых и грязных частиц. Особенно в скважинах с низким давлением, необходимо обратить внимание на меры по контролю за потерей жидкости, глушения скважины.

Совершенные скважины по гидродинамике – скважины, вскрытые по всей толщине продуктивного пласта без обсадных колонн для сохранения естественной проницаемости пласта. При вскрытии пласта обсадными колоннами и цементированием загрязнение призабойной зоны цементом, обломками, и т.п. уменьшает продуктивный коэффициент.

В **процессе эксплуатации**, мелкие частицы (каолиновая глина, щебень, мелкий песок, и т.п.) сдвинуты и забивают, герметизируют поры, трещины в ПЗС. Кроме того, когда происходит изменение в пластовых температурно-кинематических условий (изменения температуры, давления, фазовый состав, упорядоченную структуру, и т.п.) часто происходит осаждение парафина, асфальтена, смолы, соли, и приводит к уменьшению проницаемости ПЗС.

Таким образом, при загрязнении ПЗС, необходимо осуществить методы увеличения проницаемости, увеличения связи между забоем и пластом, чтобы уменьшать потери энергии в ПЗС, увеличивать производство добычи скважины.

Процесс ремонта скважин также загрязняет призабойную зону из-за растворов для ремонта скважин, материалы для цементирования и остаточного цемента в скважине и т.п. Жидкости глушения скважин (как правило, в качестве используются растворы морской воды, обработанной поверхностно-активными веществами и глинистыми растворами) имеют большую плотность, поэтому легко проникают глубже в пласт, чем буровой раствор и раствор для вскрытия пласта, и легко образуют осадки (соли и т.п.). При перемещении поршня ремонта скважин и при использовании комплектов контрольно-измерительного оборудования проблема усугубляется.

Кроме того, процесс также может образовать осадки путем использования продуктов, содержащих ионы, вызывающие образование осадков или железных осадков в обсадных трубах и скважинном оборудовании. Составные частицы при растрескивании пласта также являются причиной загрязнения продуктивного пласта.

Для преодоления причин загрязнения призабойной зоны на нефтяном месторождении Белый Тигр СП Вьетсовпетро провело ряд технологических решений.

Метод **гидравлического разрыва пласта (ГРП)** эффективен на отложении олигоцена. Для технологии трещинообразования требуется много времени, усилий и оборудования для обработки. Не рекомендуется проводить ГРП в скважинах с техническими проблемами, такими как канал трубопровода деформирует и плохое качество цементирования и в скважинах, расположенных близко от контура водоносности, газовой шапки.

Метод гидравлического разрыва пласта был впервые применен в Соединенных Штатах в 1947 году, с тех пор этот метод все более совершенствуется в техническом, специализированном оборудовании. Сов-предприятие Вьетсовпетро начало свою работу в 1994 году известными компаниями: Schumberger, Halliburton.

Сущность процесса гидравлического разрыва пласта заключается в том, что жидкость (на нефтяной или водной основе) нагнетается в проницаемый пласт при давлении, под действием которого пласт расщепляется вдоль естественных трещин или по плоскостям напластования и создаются новые трещины. На месторождении Белый Тигр давление, зарегистрированное на поверхности для каждой скважины, колеблется в интервале 350-500 атм. Объем используемой жидкости составляет 120-150 м³.

Паровые пули для создания высокого давления. Этот метод эффективен на отложении олигоцена. Преимущество метода заключается в том, что требуется меньше времени и рабочих, а также в создании новых трещин и расширении старых трещин. Недостатком является то, что трещины легко закрываются, трубка легко искажается. Эти недостатки влияют на качество работы скважины.

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Сущность метода: пуля спускается по силовому кабелю на призабойной зоне скважины и взрывается, при взрыве создается давление, которое позволяет разрыву пласта. Регулируемое время взрыва длится несколько минут до доли секунды (0,01-1 секунд), что приводит к созданию высокого давления 100-250 МПа. Интенсивность изменения зависит от массы взрывчатого вещества (от 20 до 500 кг).

Обработка кислотой: кислотные ванны, кислотные эмульсии и кислотные пены. Кислотная обработка может применяться для низкотемпературных и высокоэффективных пластов на отложении миоцена. Основное преимущество - простое и быстрое время обработки. Этот метод имеет тот недостаток, что вызывает высокую скорость коррозии. Сущность этого метода обработки заключается в закачке кислотного раствора в ПЗС. Реакция кислотного раствора с некоторыми присутствующими в породах веществами, такими как известняки, доломиты или карбонатные цементирующие вещества, и с некоторым типом загрязненных отложений, почвы в ПЗС будет очищать эту зону или образовывать и (или) расширять поры, трещины, что приводит к повышению проницаемости породы.

Кислотные ванны являются простой формой СКО. В отличие от других методов обработки, при кислотной ванне кислотный раствор закачивается в забойную зону, и не закачивается в нижнюю части ПЗС. Объем кислотного раствора равен объему скважины от забоя до коровли обрабатываемого интервала. Раствор закачивается через башмак НКТ, который спускается до забоя скважин или подошвы пласта.

Метод **кислотной эмульсии** является наиболее эффективным методом обработки кислотой и применяется для залежи олигоцен и фундамента. Главное преимущество этого метода: эмульсия обладает определенным периодом стабильности, которые и контролирует время замедления реакции, причем это замедление не зависит от величины раскрытости трещин. Это исключительно важно при проведении кислотных обработок в скважинах с высокими температурами.

Сущность обработки **кислотными пенами** заключается в том, что вместо соляной кислоты HCl в пласт закачивается аэрированный (или газированный) кислотный раствор ПАВ, который представляет собой двухфазную кислотную пену. Преимуществами является тем, что кислотная пена может глубоко проникать в пласт, вследствие этого эффективность действия кислоты в пласте повышается процесс освоения скважин после обработки улучшается. Ограниченность этого метода заключается в сложной технологии и высокой опасности.

В таблице приведена экономическая эффективность методов обработки ПЗП, применяемых на месторождении «Белый Тигр» в периоде 1988-2014 гг.

Таблица

Экономическая эффективность методов обработки ПЗП на м. «Белый Тигр» в периоде 1988-2014 гг.

Метод обработки	Общее число обработки	Общее число успеш. обработки	Успешная обработка, %	Дополн. добыча нефти, тонн
Кислотные обработки	88	70	79,5	153046
Кислотные эмульсии	229	184	80,3	1394850
Кислотные пены	6	4	66,7	15600
ГРП	55	37	69,0	181710
Паровые пули	33	16	48,5	117590

По фактическим результатам обработки ПЗП на месторождении «Белый Тигр» в период 1988 - 2014 гг. подтверждаем, что качество и количество обработок увеличиваются: было проведено 411 обработок различными методами, дополнительная добыча нефти составила 1,862,796 тонн. Результаты обработки (таблица) показывает, что:

- Обработка кислотной эмульсией проведена в 229 раз (55,7%), число успешной обработки составилось 184 раз (80,3 %), дополнительная добыча нефти - 1394850 тонн нефти (74,9%). Этот метод является наиболее эффективным и экономичным методом.

- Метод гидравлического разрыва были проведен в 55 раз (13,4%) и успешно в 38 раз (69,0%) с дополнительной добычей нефти только 181710 тонн (9,75%).

- Обработка паровыми пулями была проведена в 33 раз (8,0%), в том числе был 16 успешных раз (48,5%), дополнительная добыча нефти - 117590 тонн (6,3%).

- Метод кислотного раствора был проведен в 88 раз (21,4%), в том числе был 70 успешных раз (79,5%) с дополнительной добычей нефти - 153046 тонн (8,2%). Экономическая эффективность достаточно высока.

- Метода обработки кислотными пенами проводили в 6 раз (1,2%), в том числе успешно проводили в 4 раза (66,7%), и получили 15600 тонн дополнительных добыч нефти (0,84%), экономическая эффективность на самом деле незначительна.

Таким образом, метод обработки ПЗП кислотной эмульсией является наиболее широким применяемым методом также является наиболее экономичным и эффективным методом на месторождении «Белый Тигр».

Литература

1. Выбор технология обработки призабойной зоны скважины на месторождении Белый Тигр / Нгуен Ван Ким, ЧиньНьТуан, ЛеФьюкХао и др. - Институт технических наук и нефтяной геологии, Хошимин политехнический университет, 2006. -
2. Обработка скважин для увеличения добычи нефти / Фунг Динь Тхук, ДуонгЗань Лам, Ле Ба Туан и др. // Наука и технологии. - 2014. - № 6.