
ПРИМЕНЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.Е. Воробьёв, В.П. Малюков,
В.А. Куценко

Кафедра нефтепромысловой геологии, горного и нефтегазового дела
Российский университет дружбы народов
ул. Миклухо-Маклая, 6, Москва, Россия, 117198

Проанализировано применение колтюбинговых технологий при разработке месторождений углеводородов на АНК «Башнефть» и Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении.

Ключевые слова: безмуфтовые длинномерные трубы, бурение скважин, депрессия, водоизоляционные работы, бустерные установки.

Колтюбинговые технологии находят широкое применение при разработке месторождений углеводородов — при бурении, капитальном ремонте скважин, проведении водоизоляционных работ и др.

В последние годы практически все нефтяные компании России большое внимание уделяют качеству строительства скважин и вскрытия продуктивных пластов. Для этого широко привлекают новые прогрессивные технологии бурения. Одной из таких технологий является бурение на равновесии или при депрессии на пласты. Вскрытие пластов в условиях депрессии создает предпосылки для сохранения естественного состояния вскрываемых продуктивных пород. Традиционно бурение осуществляется на репрессии, когда давление $P_{\text{скв}}$ промывочной жидкости в скважине выше пластового давления $P_{\text{пл}}$. Следствием этого является проникновение промывочной жидкости (ПЖ) в пласты и их кольматация. Бурение в условиях депрессии, когда $P_{\text{скв}} < P_{\text{пл}}$, наоборот, вызывает приток пластового флюида в скважину, сохраняя при этом естественные коллекторские свойства пород. Режим бурения на депрессии наиболее оптимален также для проведения геологогеохимических исследований.

Одним из наиболее технологичных способов бурения, обеспечивающих вскрытие продуктивных пластов на депрессии, является применение колтюбинга. Колтюбинговый способ бурения (англ. coiled tubing — гибкие трубы), основанный на использовании безмуфтовых гибких труб, находит широкое развитие при бурении новых скважин и новых стволов из старых скважин. Высокая техническая и экономическая эффективность достигается при бурении наклонных и горизонтальных боковых стволов из существующих скважин. Особенно эффективным колтюбинг может оказаться на месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, для реанимирования старого фонда скважин путем зарезки боковых стволов.

Для бурения боковых горизонтальных стволов малого диаметра в АНК «Башнефть» начата реализация проекта по разработке и освоению технологии бурения на депрессии с применением облегченных ПЖ и колтюбингового способа бурения. Проект реализуется преимущественно на отечественном оборудовании. Специально разработаны и изготовлены колтюбинговая установка, закрытая циркуляционная система с управляемой системой дросселирования на выходе из скважины, аппаратно-программный комплекс для контроля параметров ПЖ в циркуляционной системе. Гибкая безмуфтовая труба, внутренний диаметр которой 60,3 мм, имеет встроенный 7-жильный каротажный кабель, который используется для передачи информации с забойной телеметрической системы «Надир», разработанной в ОАО НПФ «Геофизика». Система «Надир» позволяет контролировать следующие забойные параметры: зенитный и азимутальный углы, положения отклонителя, давление в трубе и в затрубье, нагрузку на долото, позволяет выполнять гамма-каротаж.

Бурение осуществляется с применением закрытой циркуляционной системы, а в качестве промывочных жидкостей используются несколько типов промывочных жидкостей, в том числе раствор на нефтяной основе, разбавленный азотом. Для поддержания требуемого давления ПЖ в призабойной зоне и регулирования его значения на устье скважины создается избыточное давление, которое поддерживается управляемой системой дросселирования.

Изучение тампонирующих свойств рассматриваемых составов в газонасыщенных ядрах с содержанием остаточной и связанной воды показало, что после вызова притока газа проницаемость их существенно снижается (рис. 1), т.е. в газонасыщенных ядрах газовая фаза не является растворителем водоизолирующих систем и легко вытесняется из ядер.

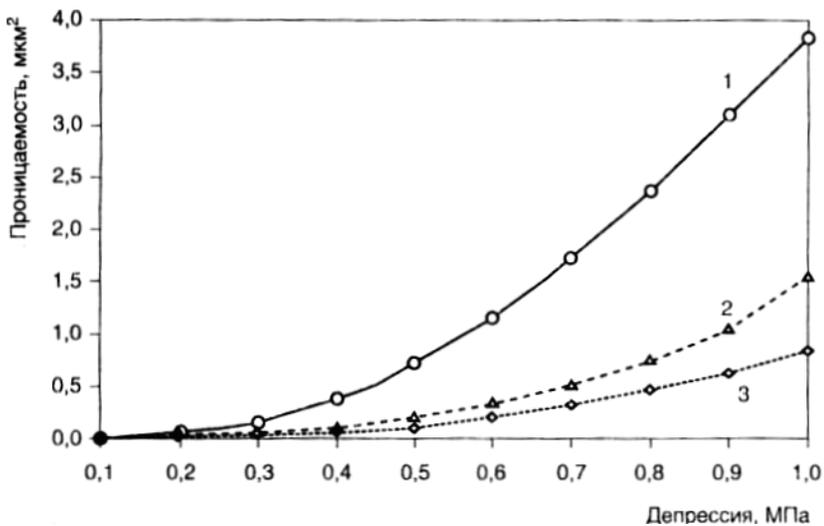


Рис. 1. Изменение проницаемости газонасыщенных ядер после закачивания водоизолирующих составов:

- 1 — исходная проницаемость; 2 — состав на основе А-пласт;
- 3 — состав на основе АКОР МГ

Исследования изменения проницаемости осуществлялись на основе теоретического обоснования компьютерного моделирования, а также с использованием тренажера SHELF 6000 Grill и привлечением практических данных (закупленного по программе ИОП РУДН).

Таким образом, забойное давление регулируется двумя способами: увеличением или уменьшением избыточного давления на устье или обеспечением необходимой плотности ПЖ, которая достигается ее аэрацией инертным газом (азотом).

Информация с забойной телеизмерительной системы и наземных датчиков позволяет определить положение долота относительно продуктивного интервала, а управляемый с устья отклонитель позволяет оперативно вносить коррективы в траекторию ствола скважины.

Проведенная работа является одним из первых опытов разработки отечественной аппаратуры и технологии геолого-технологических исследований в процессе бурения на облегченных ПЖ с применением колтюбинговых установок.

Колтюбинговые технологии находят широкое применение при капитальном ремонте скважин. Специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» и ООО «Газпром подземремонт Уренгой» выполнены интересные разработки технических и технологических решений с использованием колтюбинга для сохранения объемов добычи углеводородов.

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) введено в разработку в 1978 г. Более 10 лет половина добычи газа в стране приходилась на это месторождение.

В настоящее время бездействующий фонд скважин по причине обводненности составляет 30—35 % общего фонда. В связи с этим потребность в изоляционных и ремонтно-восстановительных работах огромная.

Уренгойский нефтегазодобывающий комплекс представляет собой самый крупный в мире инженерный комплекс по добыче, переработке и подготовке к транспорту газа, газового конденсата и нефти. Общий фонд скважин составляет 2520 скважин, из них 1480 газовых, 1040 газоконденсатных и нефтяных скважин и другого назначения. Основные запасы природного газа Уренгойского НГКМ сосредоточены в сеноманских отложениях.

В настоящее время Уренгойское НГКМ вступило в заключительную стадию разработки, для которой характерно истощение продуктивных пластов и падение пластового давления, прогрессирующее обводнение продукции в результате подхода контурных вод, подъема уровня газо-водяного (ГВК) и водо-нефтяного контакта (ВНК), прорывов воды по разрушенному цементному камню за эксплуатационной колонной, нарушения целостности колонны. Острее становится проблема выноса песка, что в значительной степени обусловлено появлением в продукции воды. Разрушение скелета пласта-коллектора ведет к нарушению условий равновесия всего геологического разреза, следствием чего является искривление стволов скважин, негерметичность и смятие эксплуатационных колонн. Все это приводит к снижению продуктивности скважин, значительному увеличению затрат на проведение ремонтных работ и на вывод скважин из простоя и бездействия.

Большинство ремонтных работ на скважинах с помощью безмуфтовых длиномерных труб (БДТ), или гибких труб, выполняются в 2—4, а порой и в 10 раз быстрее и дешевле по сравнению с традиционными технологиями.

Проведен анализ экспериментальных исследований разработки технологии водоизоляционных работ с использованием колтюбинговых установок в нефтяных, газовых и газоконденсатных скважинах, которые учитывают условия Уренгойского НГКМ и обеспечивают повышение эффективности эксплуатации скважин.

Поскольку эксплуатация Уренгойского НГКМ ведется в условиях водонапорного режима, одной из основных причин пескопроявления газовых скважин является постепенное их обводнение как подошвенной, так и конденсационными водами. Увеличение влагосодержания приводит к размыву глинистого цемента, разрушению глинистых частиц горной породы, выносу песка и образованию отдельных каналов повышенной проводимости в газонасыщенных интервалах. Поэтому ремонтно-изоляционные работы (РИР) на газовых скважинах всегда сопровождаются восстановлением забоя — промывкой песчаной пробки.

Фильтрационно-емкостные параметры коллекторов: открытая пористость — 28—35%; проницаемость — 300—3500 мД; газонасыщенность — 70—74%; начальное пластовое давление — 12,2 МПа, которое с начала разработки снизилось в среднем в два раза; текущее давление 5,2—6,9 МПа; средняя пластовая температура 31 °С; плотность газа — 0,757—0,815 кг/м³; плотность газового конденсата — 730—740 кг/м³; плотность нефти — 750—850 кг/м³. Пластовые воды гидрокарбонатнонатриевые, минерализация не превышает 20,1 г/л, в среднем 18 г/л.

Аномально высоких давлений в сеноманских залежах не обнаружено, повсеместно имеются высокопроницаемые пласты с низким поровым давлением. Пластовые давления как в сеноманских, так и в неокомских объектах эксплуатации снижены относительно первоначальных, что является причиной поглощения технологических жидкостей.

Исследования фильтрационно-емкостных свойств образцов кернов позволили выявить связи между типом коллектора по минералогическому составу и его фильтрационными характеристиками. Отмечена анизотропия фильтрационно-емкостных параметров, прежде всего проницаемости, по основным литологическим направлениям. Учет горизонтальной анизотропии имеет большое значение не только для выбора системы и методов регулирования разработки, но и для разработки технологий РИР, так как рабочие растворы при обработке коллектора проникают в него неравномерно.

Обводнение продукции является одной из основных причин перевода скважин в бездействие, что, в свою очередь, способствует другому осложнению — неравномерности выработки запасов. Участки месторождения в районе обводненных скважин практически не разрабатываются. Это создает условия для неравномерного дренирования продуктивных пластов по площади и разрезу и, в конечном счете, к значительным потерям углеводородов.

Эксплуатация скважин с дебитами, не обеспечивающими вынос жидкости потоком газа, приводит к накоплению жидкости в скважине, постепенному увели-

чению высоты ее столба на забое, созданию противодействия на пласт и самоглушению скважин. Дальнейшая их эксплуатация возможна при достаточно частых продувках (относительно кратковременных увеличениях отбора для увеличения скорости восходящего потока, газа) с целью очистки забоя от воды.

Для скважин с диаметром насосно-компрессорных труб 168 мм при значении депрессии на пласт до 0,1 МПа количество продувок может быть 1—2 раза в неделю.

Остановка обводненных скважин либо заметное снижение дебитов продукции приводят к необходимости проведения РИР. На капитальный ремонт скважин (КРС) с целью изоляции притока пластовых вод расходуются значительные средства, кроме того, скважины продолжительное время не дают продукции.

Все это приводит к снижению коэффициента эксплуатации скважин и увеличению себестоимости добычи газа. На этой стадии разработки месторождения проблема обводнения скважин становится особенно актуальной.

Разработка обводняющихся залежей сопровождается большими осложнениями и требует проведения мероприятий по повышению эффективности работы эксплуатирующихся скважин, скорейшему выводу скважин из консервации и простаю. К таким мероприятиям относятся и водоизоляционные работы.

Перспективным является направление проведения РИР без глушения скважин, что стало возможным при внедрении технологий с использованием колтюбинговых установок. Это позволяет в 2—3 раза и более сократить продолжительность РИР и снизить затраты на их проведение.

На Уренгойском НГКМ в опытно-промышленной эксплуатации находятся семь колтюбинговых установок (РАНТ 10-01 и модернизированные установки М-10 и М-20). Установки укомплектованы БДТ диаметром 33,5 мм (38,1 мм), толщиной стенки 3 мм и длиной 1600 м (3500 м).

В ходе операций максимальная глубина СПО БДТ достигала 2950 м, максимальное внутреннее гидравлическое давление в БДТ равнялось 20 МПа, максимальное наружное — 16,5 МПа.

С помощью колтюбинговых установок монтаж-демонтаж технологического оборудования (превентора, герметизатора, инжектора) выполнялся без использования автокрана. При проведении технологических операций не требовался демонтаж фонтанной елки, а прерывистый процесс свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб (НКТ) заменялся на непрерывный спуск БДТ. Высокая эффективность операций при ремонте скважин по такой технологии по сравнению с традиционными методами достигается за счет целого ряда преимуществ, главными из которых являются:

- исключение в технологическом процессе спуско-подъемных операций (СПО);
- возможность выполнения работ в газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах без их предварительного глушения;
- обеспечение герметичности устья скважины использованием устьевого герметизатора и превентора;

- уменьшение влияния технологических растворов на продуктивные пласты;
- безопасность проведения СПО вследствие устранения необходимости свинчивания и развинчивания резьбовых соединений и перемещения НКТ;
- возможность выполнения операций подземного ремонта в сильно искривленных и горизонтальных скважинах;
- возможность быстрой транспортировки и монтажа установки.

Колтюбинговая техника в наибольшей степени отработана для КРС и широко используется при выполнении операций, связанных с нагнетанием в скважину технологических агентов — различных жидкостей, газа или пены и не требующего спуска внутрискважинного оборудования. К этим операциям относятся: вызов притока посредством газирования жидкости, промывка скважины с целью удаления пробок, тепловая и кислотная обработка призабойной зоны. По сути, номенклатура операций, выполняемых колтюбинговыми агрегатами в РФ, исчерпывается этим списком. К операциям более высокого уровня в числе других относится и селективная изоляция обводненного интервала пласта. Еще более сложными являются операции по исследованию скважин, каротажные работы, визуальное обследование состояния скважины и проведение гидроразрывов пласта (ГРП) всех видов.

Колтюбинговые установки значительно повышают эффективность работ по подготовке скважин к РИР, ликвидации песчаных пробок, продувке забоя от воды, испытанию колонн на герметичность снижением уровня, пенокислотным обработкам, обработкам призабойной зоны пласта азотом, продувкам и опрессовкам трубопроводов (шлейфов), очистке от гидратов и парафинов ствола скважины, освоению. На месторождениях с аномально низким пластовым давлением и высокой проницаемостью пластов выполнение ремонта скважин сопряжено с большими трудностями и часто приводит к отрицательным результатам. В таких условиях невозможно выполнять работы с циркуляцией растворов, даже вспененных.

Проведенные специалистами Уренгойского УИРС гидравлические расчеты циркуляционной системы колтюбинговой установки показали, что в условиях низких пластовых давлений для эффективной работы колтюбинговых установок при промывке пробок и освоении скважин после КРС во многих случаях не хватает энергии пластового газа. Поэтому с 2001 г. стали использоваться установки нагнетания газа — газо-бустерные (англ. booster от boost — повышать давление, напряжение) установки УНГ-8/15, осуществляющие нагнетание газожидкостной смеси поршневыми насосами. При газо-бустерном режиме работы проводится компримирование природного газа низкого давления (1,5—2,5 МПа) до 15 МПа. Возможность с помощью бустерной установки увеличить давление подачи газа на эжектор позволяет изменять технологию освоения скважин и эффективно проводить изоляционные работы.

Перед проведением водоизоляционных работ в большинстве скважин сеноманской залежи требуется очистка забоя от песчаных пробок. Они перекрывают интервал перфорации и делают невозможным закачивание водоизолирующего состава. Промывка песчаных пробок является трудоемким процессом. Значительное увеличение эффективности этого процесса стало возможным при совместном использовании колтюбинговой и бустерной установок. Данная технология позво-

ляет промывать песчаные пробки в скважинах с полностью перекрытым интервалом перфорации и отсутствием давления.

Технология промывки песчаной пробки с использованием колтюбинговой установки (рис. 2) основана на выносе пластового песка из скважины восходящим потоком газа в условиях равновесного давления.



Рис. 2. Схема промывки песчаной пробки

При определении объема закачиваемого в пласт состава учитывается вид водопритока, количество изолируемых интервалов, величина вскрытой части продуктивного интервала или его обводненной толщины, тип коллектора и приемистости пласта, пластовая температура и планируемый размер радиуса водоизолируемого экрана.

Время нагнетания и продавливания состава в водоносный пласт, определяется по формуле

$$\tau_n = \frac{V_c + V_{пр}}{qP_n}, \quad (1)$$

где V_c — объем состава, m^3 ; $V_{пр}$ — объем продавочной жидкости, m^3 ; P_n — ожидаемое давление нагнетания, МПа; q — приведенная приемистость скважины, $m^3/ч \cdot МПа$.

Объем водоизолирующего состава V_c , m^3 , для создания планируемого радиуса водоизолирующего экрана (не менее 1—2 м) определяется по формуле

$$V_c = \frac{\pi(D_k^2 - D_{э/к}^2)}{4} \cdot H_{из} \cdot m, \quad (2)$$

где D_k — диаметр контура изолирующего экрана, м; $D_{э/к}$ — диаметр эксплуатационной колонны, м; $H_{из}$ — толщина изоляционного экрана, м; m — пористость пласта, относит. ед.

Определение расхода при продавливании изолирующего составов проводится по уравнению Дюпюи для плоскорадиальной фильтрации:

$$Q = \frac{2\pi k H_{из} (P_3 - P_{пл})}{b\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (3)$$

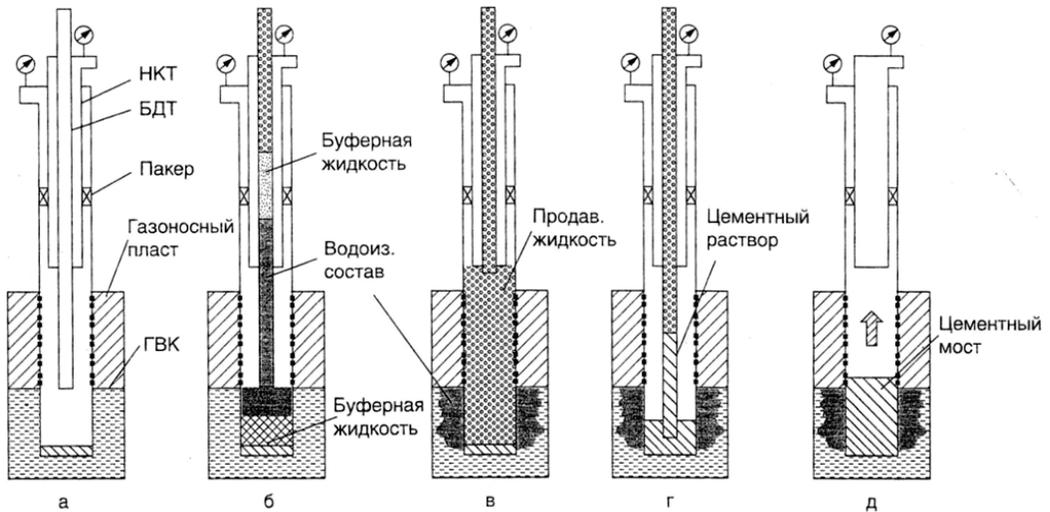
где k — средняя проницаемость пласта, мкм^2 ; b — объемный коэффициент продавочной жидкости; μ — динамическая вязкость продавочной жидкости, $\text{Па}\cdot\text{с}$; R_k — радиус контура изолирующего экрана, м ; r_c — радиус скважины (эксплуатационной колонны), м .

Забойное давление, при котором будет происходить фильтрация в ПЗП изолирующего состава с расходом Q , $\text{м}^3/\text{с}$, определяется из выражения (3):

$$P_3 = \frac{Qb\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi k h_{из}} + P_{из}. \quad (4)$$

Если расчетное значение P_3 превышает фактически полученное, над столбом жидкости необходимо создать дополнительное давление на величину полученной разницы, например, путем подачи газа от скважины-донора или от газо-бустерной установки.

Изоляция притока пластовых вод при подъеме ГВК до уровня интервала перфорации в газовых и при заколонных перетоках в нефтяных скважинах осуществляется в указанной последовательности (рис. 3).



Испытания разработанных технологий водоизоляционных работ с использованием колтюбинговых установок на скважинах Уренгойского НГКМ показали значительное сокращение материальных затрат и продолжительности проведения

технологических операций (не менее чем в 1,5 раза по сравнению с технологией использования подъемных установок), простоту и безопасность их выполнения, а также повышение текущих дебитов скважин.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Сервисные технологии с применением колтюбинговых установок при капитальном ремонте газовых скважин / А.А. Ахметов, Н.В. Рахимов, Р.Р. Сахабутдинов и др. // Нефть и капитал. Технологическое приложение к журналу «Колтюбинг, опыт, исследования, технологии, практика». — 2001. — № 1. — С. 33—35. [Servisnye tehnologii s primeneniem koltyubingovykh ustanovok pri kapitalnom remonte gazovykh skvazhin / A.A. Axmetov, N.V. Raximov, R.P. Saxabutdinov i dr. // Neft i kapital. Tehnologicheskoe prilozhenie k zhurnalu «Koltyubing, opyt, issledovaniya, tehnologii, praktika». — 2001. — № 1. — S. 33—35.]
- [2] *Тагиров К.М., Нифантов В.И.* Бурение скважин на депрессии. — М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. [Tagirov K.M., Nifantov V.I. Burenie skvazhin na depressii. — M.: Nedra-Biznescentr, 2003.]
- [3] Методика выбора технологии водоизоляционных работ с применением колтюбинговых установок на Уренгойском НГКМ / Р.Р. Сахабутдинов, Н.В. Рахимов, Д.Н. Хадиев и др. — М.: ИРЦ Газпром, 2003. — Т. 1. — С. 81—84. [Metodika vybora tehnologii vodoizolyacionnykh работ s primeneniem koltyubingovykh ustanovok na Urengojском NGKM / R.P. Saxabutdinov, N.V. Raximov, D.N. Xadiev i dr. — M.: IRC Gazprom, 2003. — T. 1. — S. 81—84.]
- [4] Проблемы и перспективы колтюбинговых технологий в газодобывающей отрасли / М.Г. Гейхман, Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев и др. // Обз. инф. — М.: ИРЦГазпром, 2007. [Problemy i perspektivy koltyubingovykh tehnologij v gazodobyvayushhej otrasli / M.G. Gejxman, G.P. Zozulya, A.V. Kustyshev i dr. // Obz. inf. — M.: IRCGazprom, 2007.]
- [5] *Кустышев А.В., Дмитрук В.В., Рахимов С.Н.* Инновационные технологии: колтюбинг на Уренгойском месторождении // Наука и техника в газовой промышленности. — 2010. — № 4. — С. 25—31. [Kustyshev A.V., Dmitruk V.V., Raximov S.N. Innovacionnye tehnologii: koltyuting na Urengojском mestorozhdenii // Nauka i tex-nika v gazovoj promyshlennosti. — 2010. — № 4. — S. 25—31.]
- [6] *Рахимов Н.В., Кустышев А.В., Дмитрук В.В., Шестакова Н.А., Федосеев А.П., Рахимов С.Н.* Водоизоляционные работы с использованием колтюбинговой техники и полимерных составов на скважинах Уренгойского НГКМ: Обз. инф. — М.: Газпром экспо, 2012. [Raximov H.B., Kustyshev A.V., Dmitruk V.V., Shestakova N.A., Fedoseev A.P., Raximov S.N. Vodoizolyacionnye raboty s ispolzovaniem koltyubingovoj texniki i polimernyx sostavov na skvazhinax Urengojского NGKM: Obz. inf. — M.: Gazprom ekspо, 2012.]

INNOVATIVE TECHNOLOGIES OF COILED-TUBING IN DEVELOPMENT OF FIELDS OF HYDROCARBONS

A.E. Vorob'ev, V.P. Malyukov, V.A. Kutsenko

Peoples' Friendship University of Russia
Miklukho-Maklaya str., 6, Moscow, Russia, 117198

Use of coiled-tubing technologies when developing fields of hydrocarbons on ANK 'Bashneft' and the Urengoy oil-gas condensate field is analysed.

Key words: coiled-tubing, drilling of wells, depression, isolation operations, booster systems.