

СПОСОБ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДВУХ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ ОДНОЙ СКВАЖИНОЙ

Деряев А.Р.

*Деряев Аннагулы Реджепович - кандидат технических наук, научный сотрудник,
Научно-исследовательский институт природного газа ГК «Туркменгаз»,
г. Ашгабат, Туркменистан*

Аннотация: способ одновременно-раздельной эксплуатации из нескольких продуктивных горизонтов позволяет снизить себестоимость добычи углеводородов за счет сокращения расходов на эксплуатацию и текущий ремонт эксплуатационных скважин, уменьшения капитальных вложений при строительстве коллекторов, нефтесборов и сокращения расходов при их эксплуатации и ремонте, а также уменьшения капитальных вложений на бурение эксплуатационных скважин.

Ключевые слова: пакер расширяющийся, щелевой фильтр, глино-песчаная пробка, двухрядный пакер, лайнер, фильтрация, колтюбинг, газлифтный клапан.

При добыче нефти часто приходится встречаться с проблемой одновременной эксплуатации нескольких нефтеносных горизонтов, имеющих различные характеристики (пластовое давление, проницаемость, пористость, давления насыщения, вязкость нефти, наличие неньютоновских свойств и др.) одной скважиной. К тому же, каждый горизонт иногда содержит несколько пластов с различными характеристиками, требующими индивидуального подхода к их разработке. Даже в пределах одного пласта, отличающегося достаточной геологической однородностью, всегда присутствуют пропластки с различной проницаемостью, разделенные тонкими непроницаемыми прослоями. Фильтрация по таким пропласткам может происходить независимо. Более того, в отдельных пластах могут существовать различные давления и нефти с различными свойствами, что обуславливает необходимость раздельной эксплуатации пластов.

Раздельно эксплуатировать два пласта в зависимости от условий притока жидкости в скважину можно следующими способами.

1. Оба пласта фонтанным способом.
2. Обо пласта механизированным способом.
3. Один пласт фонтанным, другой - механизированным способом.

Согласно установившейся терминологии принято для краткости именовать ту или иную технологическую схему совместной эксплуатации названием способа эксплуатации сначала нижнего, а затем верхнего пласта.

В данной работе рассмотрено предложение о внедрении оборудования для ОРЭ. Технология одновременно-раздельной эксплуатации пластов одной скважиной подтвердила свою перспективность.

При осуществлении метода ОРЭ наблюдаются следующие преимущества:

- практически в 2 раза сокращаются затраты на строительство скважин;
- снижаются затраты на обустройство месторождений;
- снижаются потребности в добывающем оборудовании;
- приобщаются к разработке непромышленные запасы;
- улучшаются условия эксплуатации низкопродуктивных пластов (увеличиваются сроки фонтанирования, периодически работающие скважины переводят на непрерывный режим, возрастают межочистные периоды, предотвращается замерзание водоводов и др.) за счет приобщения к другим объектам разработки.

Известен способ одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух пластов одной скважиной [1].

Способ имеет ряд недостатков, а именно сложность подбора, монтажа и демонтажа оборудования. Использование аналога требует расположения муфт длинного и короткого рядов НКТ в разных местах. Совместить их внутри эксплуатационной колонны диаметрами 168-178 мм, сложно, поэтому их приходится спускать одновременно параллельными рядами. А это требует дополнительного специального устройства для спуска НКТ, что усложняет технологичность способа. Кроме этого, невозможно достичь до интервала фильтра верхнего горизонта из-за концентричного расположения длинного ряда и уменьшения размера кольцевого пространства.

Известен способ последовательного освоения многообъектной скважины [2], включающий перфорирование двух продуктивных интервалов, спуск в скважину компоновки, состоящей снизу вверх из посадочного устройства, хвостовик, пакер располагаемый ниже верхнего продуктивного интервала, колонну труб со сбивным клапаном на уровне верхнего продуктивного интервала и на устье тройник с перекрываемым отводом и перекрываемым патрубком над тройником, посадку пакера, свабирование по колонне труб нижнего продуктивного пласта, построение кривой восстановления уровня для нижнего продуктивного пласта, оценку продуктивности нижнего продуктивного пласта, после свабирования нижнего пласта и восстановления уровня жидкости в скважине сброс в колонну труб и размещение в посадочном устройстве отсекающего устройства, создание давления в колонне труб и открытие сбивного клапана, свабирование по колонне труб верхнего продуктивного пласта, построение кривой восстановления уровня для верхнего продуктивного пласта, оценку продуктивности верхнего продуктивного пласта, подъем компоновки из скважины, спуск глубинно-насосного оборудования и эксплуатацию скважины.

К недостаткам этого способа относятся: необходимость использования в большинстве случаев регулируемых клапанов, сложность в обработке призабойной зоны скважины и определении дебита (приемистости) каждого эксплуатируемого объекта.

Другим существенным недостатком данного способа является то, что при монтаже многопакерных установок отсутствует возможность опрессовки герметичности пакеров и сложность в извлечении их из-за прихватов оборудования на забое. Причиной прихватов является жёсткая связь между несколькими пакерами, невозможность уравнивания затрубного и внутритрубного давления перед их срывом, присыпание пакеров механическими примесями и продуктами коррозии.

Технической задачей изобретения является повышение технологичности использования способа при заканчивании, эксплуатации и ремонте нефтегазодобывающих скважин.

Технический результат решения технической задачи достигается тем, что проводят перфорирование двух продуктивных интервалов снизу вверх, сначала перфорируют нижний пласт нефилътруемой в пласт полимер-известковой жидкостью для глушения скважин (без глинистых частиц) [3], при следующем соотношении компонентов, масс. %: известь - 25 - 40; кальцинированная сода (Na_2CO_3) - 2 - 2,1; полиакриламид (ПАА) - 0,3 - 0,4; карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ) - 0,9 - 1; крахмал - 1 - 1,1; soapstock - 2,0 - 2,1; вода - остальное. Далее пускают скважину на временную эксплуатацию для исследования параметров пласта, а перфорированный нижний интервал перекрывают глино-песчаной пробкой, перфорируют верхний пласт. Спускают в скважину подземное оборудование, состоящее из двух параллельных рядов НКТ: одного длинного ряда с компоновками, состоящего (снизу вверх) из рабочего хвостовика (с муфтой-раструбом, посадочным устройством, посадочным ниппелем) и нерабочего хвостовика (с посадочным ниппелем закрытым пробкой-заглушкой), двухрядного пакера, располагаемого ниже верхнего продуктивного интервала, колонны длинного ряда лифтовых труб с циркуляционным клапаном, термостабилизатором, (при необходимости и газлифтным клапаном или другим оборудованием), короткого ряда НКТ с компоновками, состоящего снизу вверх из муфты-раструба, посадочного устройства, посадочного ниппеля (при необходимости и газлифтного клапана или другого оборудования), при этом короткий ряд НКТ установлен в подвесном варианте без жёсткой связи с пакером. После промывки глино-песчаной пробки, вызова притока из пластов, освоения скважины по традиционной технологии, нефть из нижнего пласта добывается по длинному ряду НКТ, а из верхнего - по короткому ряду НКТ.

Технологический процесс способа одновременной эксплуатации двух горизонтов одной скважиной показан на схемах рисунков 1-3, характеризующих последовательность осуществления способа.

Рисунок 1 - схема компоновки подземного оборудования длинного ряда колонны НКТ при добыче нефти из нижнего продуктивного пласта. На схеме не показано расположение газлифтных клапанов, устанавливаемых по расчётам газлифта.

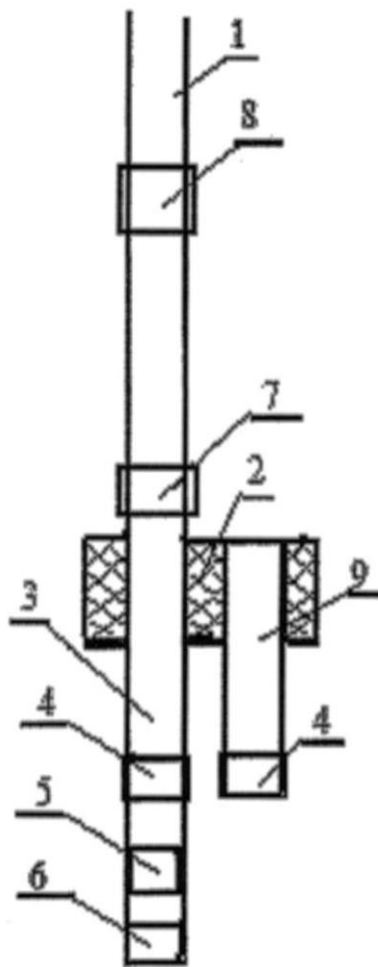


Рис. 1. Схема компоновки подземного оборудования длинного ряда колонны НКТ при добыче нефти из нижнего продуктивного пласта

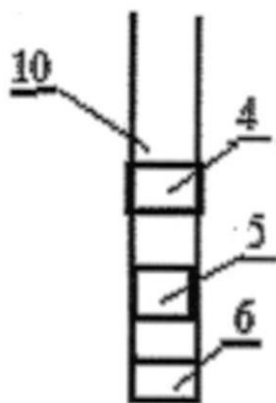


Рис. 2. Схема компоновки подземного оборудования короткого ряда колонны НКТ при добыче нефти из верхнего продуктивного пласта

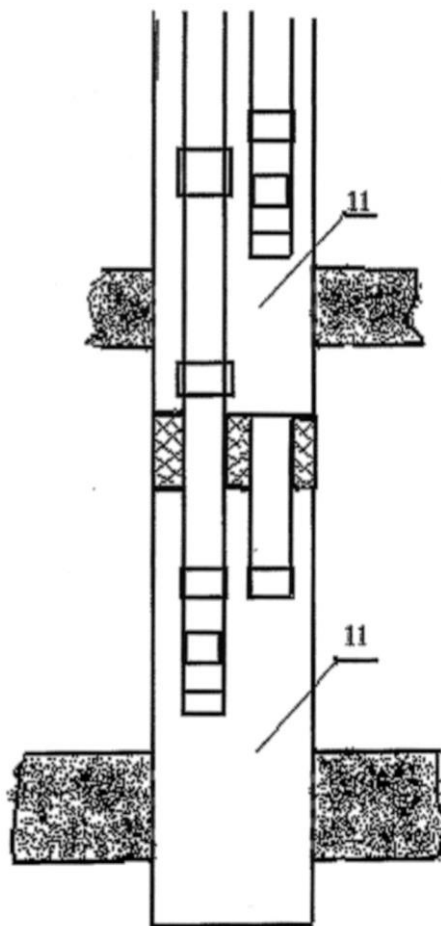


Рис. 3. Схема полной компоновки подземного оборудования для одновременно-раздельной добычи нефти из двух пластов двумя рядами НКТ

На рисунках 1, 2, 3 следующие обозначения:

1 - длинный ряд колонны НКТ (73 мм труб); 2 - двухрядный пакер с заглушкой; 3 - рабочий хвостовик; 4 - ниппель для установки в ней забойного клапана-отсекателя (при необходимости забойного штуцера или пробки - заглушки); 5 - посадочное место устройства для ремонта скважин по [4]; 6 - муфта-раструб; 7 - циркуляционный клапан с гидромониторными соплами; 8 - термокомпенсатор удлинения (укорочения) НКТ (он устанавливается в составе НКТ предпочтительно в ее средней части); 9 - нерабочий хвостовик с пробкой-заглушкой. 10 - короткий ряд колонны НКТ (73 мм труб), 11 - жидкость для глушения скважины [3].

Способ осуществляется следующим образом.

Последовательно перфорируют два продуктивных интервала (снизу вверх): сначала нижний горизонт специальной жидкостью без глинистых частиц, осваивают скважину, определяют параметры пласта и работы скважины, после чего перфорированный интервал нижнего горизонта перекрывают глинопесчаной смесью. Затем перфорируют верхний горизонт. Спускают в скважину длинный ряд 1 с компоновками, состоящий (снизу вверх): из рабочего хвостовика 3 (с муфтой-раструбом 6, посадочным устройством 5, посадочным ниппелем 4) и нерабочего хвостовика 9 (с посадочным ниппелем 4 закрытым пробкой-заглушкой), двухрядного пакера 2, располагаемого ниже верхнего продуктивного интервала, колонны лифтовых труб (с циркуляционным клапаном 7, термостабилизатором 8, при необходимости и газлифтным клапаном или другим оборудованием). После чего запакеровывают пакер, путём создания внутри НКТ требуемого давления, в пределах 8,0 МПа - 12,0 МПа и дальнейшего увеличения давления до 18,0 МПа - 35,0 МПа, опрессовывают запакерованный пакер на герметичность. Затем спускают другой короткий ряд НКТ с компоновками 10, состоящий снизу вверх из муфты-раструба 6, посадочного устройства 5, посадочного ниппеля 4 (при необходимости и газлифтного клапана или другого оборудования, на рис. не показаны), при этом короткий ряд НКТ 10 установлен в подвесном варианте без жёсткой связи с пакером 2. После отмывки глинопесчаной пробки с помощью колтюбинга, вызова притока из пластов, освоения скважины по традиционной технологии, нефть из нижнего пласта добывается по длинному ряду НКТ 1, а из верхнего - по короткому ряду НКТ 10.

Новизна способа состоит в том, что:

- в качестве длинного и короткого рядов НКТ применяют стандартные 73 миллиметровые безмуфтовые насосно-компрессорные трубы, при необходимости в антикоррозионном исполнении. Они предназначены для раздельной добычи нефти из каждого пласта в отдельности и осуществления независимых технологических процессов в

отдельности без прекращения добычи, при этом длинный ряд НКТ устанавливается эксцентрично, а короткий ряд НКТ в подвесном варианте;

- в качестве разобщителя нижнего пласта используют эксплуатационный пакер с двумя эксцентрично расположенными стволами, один ствол которого закрыт пробкой - заглушкой в нерабочем хвостовике, а второй используется для длинного ряда НКТ. При этом исключается смещение НКТ и обеспечивается свободный доступ (проход) в подпакерную зону скважины канатной техникой или колтюбингом, что является важным фактором повышающим технологичность способа. По прототипу, в качестве разобщителя нижнего пласта используют эксплуатационный пакер, с одним концентрически расположенным стволом, при котором имеет место смещение НКТ длинного ряда;

- в качестве жидкости для глушения скважины используют нефилльтруемый в пласт полимерно-известковый раствор (без глинистых частиц) по В.П. Туркменистана № 380 [3], а по прототипу в качестве жидкости глушения используют специальную дорогостоящую жидкость на основе бромистого кальция;

- в качестве срезанного клапана используют посадочный узел устройства для ремонта скважин (УРС) [4], который обеспечивает возможность осуществления опрессовки НКТ на канатной технике.

Сопоставительный анализ технического решения с прототипом показывает, что существенными отличиями изобретения являются: использование двухрядного эксплуатационного пакера с эксцентрично расположенными стволами, один ствол которого закрыт пробкой - заглушкой в нерабочем хвостовике, а второй используется для длинного ряда НКТ; использование устройства для ремонта скважин по [4]; обеспечение возможности проверки каждого ряда НКТ на герметичность в отдельности; использование нефилльтруемого в пласт полимерно-известкового раствора (без глинистых частиц) по [3]; и использование особого способа срыва и извлечения пакера. Следовательно, заявленное техническое решение соответствует критерию изобретения „изобретательский уровень“.

При просмотре других известных в данной области технических решений, предлагаемая совокупность существенных признаков, позволяющая достигать технический результат, автором не обнаружена и не найдено идентичного технического решения, что позволяет сделать вывод о соответствии критерию изобретения „новизна“.

Пример промышленного применения:

По окончании строительства скважины, после ожидания затвердения цемента и опрессовки эксплуатационной колонны, буровой раствор заменяют на жидкость глушения скважины, то есть на полимерно-известковый раствор (без глинистых частиц) по [3].

На первом этапе работ осуществляют перфорационные работы, то есть прострел нижнего продуктивного пласта. После чего в скважину спускают временный лифт, осваивают его и пускают на временную эксплуатацию. При этом осуществляют всевозможные исследования и определяют первичные параметры пласта и работы скважины.

На втором этапе работ скважину глушат водой и фильтровую часть засыпают глинопесчаной смесью, с таким расчетом, чтобы верхняя часть фильтра перекрывалась на 2 м - 5 м. После чего, опрессовывают глино-песчаную пробку. Эта процедура необходима в последующем для опрессовки пакера. Затем скважинную жидкость (в данном случае воду) заменяют на жидкость для глушения скважины, то есть на полимерно-известковый раствор (без глинистых частиц) по [3] и извлекают из скважины временный лифт. После этого осуществляют перфорационные работы, то есть прострел верхнего продуктивного пласта. После окончания работ по перфорации, как правило, этот интервал несколько раз прорабатывают грушеобразным фрезом-шаблоном, для очистки внутренней части эксплуатационной колонны от оставшихся после прострела пуль и заусенцев, а также скрепером (специальной щёткой) для удаления глинистой, возможно цементной корки и окарины.

На третьем этапе работ собирают компоновку длинного ряда НКТ, который состоит снизу вверх из муфты-раструба, посадочного узла устройства для ремонта скважин, посадочного ниппеля, эксплуатационного пакера с двумя эксцентрично расположенными стволами, один ствол которого закрыт пробкой - заглушкой, а второй используют для длинного ряда НКТ, левого переводника-разъединителя, циркуляционного клапана и термокомпенсатора удлинения (укорочения) НКТ. Затем компоновку длинного ряда НКТ спускают в скважину на 73 мм без муфтовых насосно-компрессорных трубах. Перед посадкой пакера, с целью предотвращения попадания уплотнительных элементов в полости муфтовых соединений и перфорированную часть эксплуатационной колонны, производят их корректирование по результатам каротажных исследований, по данным магнитного локатора муфт (МЛМ) и гамма-каротажа (ГК). Эксплуатационный пакер запрессовывают путем создания гидравлического давления (80 атм - 120 атм) внутри эксплуатационной колонны на не фильтруемой жидкости глушения, заполняющей скважину труб, после чего создают гидравлическое давление (180 атм - 350 атм) внутри длинного ряда НКТ. При этом запрессовываются насосно-компрессорные трубы и качество герметичности установленного пакера, что невозможно сделать по прототипу.

На четвёртом этапе работ собирают и спускают в кольцевое пространство параллельный короткий ряд НКТ (из 73 мм безмуфтовых НКТ) с компоновкой, который состоит снизу вверх из муфты-раструба, посадочного узла устройства для ремонта скважин, посадочного ниппеля в подвесном состоянии, без жёсткой связи с эксплуатационным пакером. После чего, внутрь длинного ряда НКТ спускают колтюбинг с промывочной гидромониторной насадкой и промывают глино-песчаную пробку до искусственного забоя скважины. Таким образом, скважина готова к освоению и эксплуатации. Вышеописанный способ характеризуется способом эксплуатации пластов технологической схемой фонтан-фонтан, при эксплуатации другими способами, например, фонтан-газлифт или газлифт-газлифт, в составе лифтовых труб устанавливаются газлифтные клапана по принятой

методике расчёта газлифта, а, в случае необходимости, перейти на способ насос-насос, то лифтовые трубы комплектуют глубинными штанговыми насосами, а устье оборудуют станками качалками.

Извлечение подземного оборудования осуществляют следующим образом. С целью исключения возможного прихвата пакера, при её извлечении из скважины, необходимо промыть надпакерную часть скважины. Этот процесс осуществляют либо спуском гибких труб колтюбинг через короткий лифт до пакера и циркуляцией промывочной жидкости, после чего извлекают гибкие трубы, короткий лифт и отрывают пакер натягом длинного ряда НКТ, либо, после извлечения короткого лифта, открытием циркуляционного клапана и циркуляцией промывочной жидкости. После промывки поверхности пакера, отрывают пакер от посадочного места путём создания натяга, при этом, не продолжая подъем, повторяют циркуляцию промывочной жидкости при сорванном пакере и выдерживают пакер в таком состоянии на время релаксации пакерного элемента. Затем свободно извлекают длинный ряд НКТ вместе с эксплуатационным пакером.

Из вышеизложенного можно выявить следующие преимущества нового способа, которые позволяют - исключить жесткую связь длинного и короткого рядов НКТ, исключить соосное смещение длинного ряда труб, достичь возможности спуска НКТ для каждого ряда в отдельности, осуществить контрольно-измерительные измерения для каждого пласта и отдельное воздействие на них, исключить прихват пакера при извлечении.

Таким образом, использование высоко технологичного способа в производстве позволяет: исследовать и регулировать добычу углеводородов из каждого эксплуатационного объекта в соответствии с их характеристиками; оптимизировать технологический режим скважины в целом по скважине и режимы каждого из эксплуатационных объектов, как за счет изменения их характеристик, так и за счет изменения параметров скважинной установки; независимо воздействовать на каждый пласт и обрабатывать призабойную зону каждого объекта в отдельности.

Экономический эффект указанной технологии выражается в дополнительной добыче нефти или сокращении капитальных вложений на бурение дополнительных скважин.

Данный новый способ одновременно-раздельной эксплуатации двух горизонтов с одной скважиной был патентован автором и зарегистрирован в Государственной службе интеллектуальной собственности министерства экономики и развития Туркменистана за № 603 от 06.06.2014 года.

Данная патентованная конструкция способа одновременно-раздельной эксплуатации двух горизонтов с одной скважиной была использована при уточненном проекте разработки на месторождение «10 лет Независимости», для бурения 4 газовых скважин с одновременно-раздельной эксплуатацией (I-II пачек) первого горизонта и (III-IV пачек) второго горизонта. (Конструкция скважины способ одновременно-раздельной эксплуатации двух горизонтов с одной скважиной на месторождения «10 лет Независимости» приведен на рисунке 4.

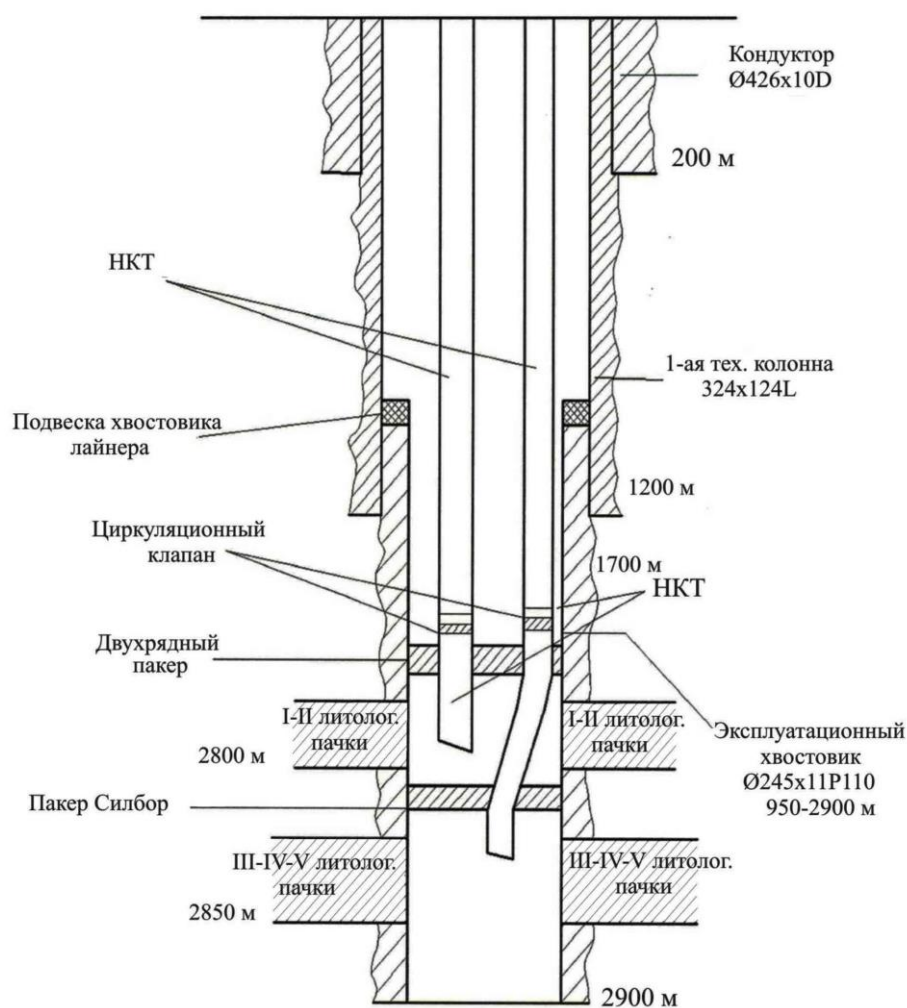


Рис. 4. Конструкция для одновременной раздельной эксплуатации двух пластов на месторождении «10 лет Независимости»

Список литературы

1. Задора Г.И. Оператор по добыче природного газа. М., «Недра», 1980. С. 261 (стр. 55).
2. Патент РФ 2483208. Способ последовательного освоения многообъектной скважины.
3. ВП Туркменистана №380, 19.10.2004 С09К 7/02, Жидкость для глушения скважин.
4. А.С. СССР №1406337, Е21В 43/13, Устройство для ремонта скважин.