

СПОСОБ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ И СОВМЕСТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕСКОЛЬКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ ОДНОЙ СКВАЖИНОЙ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

Деряев А.Р.

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

Аннотация: экономический эффект от использования способа одновременно-раздельной эксплуатации выражен от дополнительной добычи нефти и газа, а также от сокращения капитальных вложений на бурение 2-х дополнительных скважин.

Ключевые слова: ОРЭ, ловитель, скребок, цементировочная пробка, контур, пласт, свабивования.

METHOD FOR SIMULTANEOUS-SEPARATE AND JOINT OPERATION OF SEVERAL PRODUCTIVE HORIZONS BY ONE WELL AND DEVICE FOR ITS IMPLEMENTATION

Deryaev A.R.

*Deryaev Annaguly Redzhepovich - Candidate of Technical Sciences, Researcher,
SCIENTIFIC RESEARCH INSTITUTE OF NATURAL GAS OF THE STATE CONCERN "TURKMENGAZ",
ASHGABAT, TURKMENISTAN*

Abstract: the economic effect of using the method of simultaneous-separate operation is expressed from additional oil and gas production, as well as from the reduction of capital investments for drilling 2 additional wells.

Keywords: WEM, catcher, scraper, cementing plug, contour, formation, swabbing.

Разработка многопластовых месторождений самостоятельными сетками скважин, пробуренными на каждый отдельный пласт, с точки зрения рациональной разработки, является наиболее предпочтительной. Однако опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что более половины всех капитальных вложений уходит на бурение скважин. Поэтому разработка многопластовых месторождений самостоятельными сетками скважин на каждый пласт требует огромных капитальных затрат и не всегда экономически и технологически оправдана.

При принятии решения об использовании метода ОРЭ учитывается степень выработанности запасов, близость контура нефтеносности к скважинам, наличие смол и парафина в добываемых нефтяных, толщины продуктивных пластов и разделяющих их, непроницаемых пропластков, состояние эксплуатационной колонны скважин и т.д.

Положительный эффект от применения технологии одновременной раздельной эксплуатации (далее ОРЭ) выражается в сокращении капитальных вложений на строительство скважин для каждого из эксплуатационных объектов, в сокращении эксплуатационных расходов и срока освоения многопластового месторождения, в увеличении добычи углеводородов и срока конечной нефтеотдачи с рентабельной эксплуатацией скважин. Кроме того, применение данной технологии способствует повышению коэффициента использования скважинного оборудования и надежности скважинной установки. Технология внедрения ОРЭ на основании накопленного опыта и с учетом положительного эффекта рекомендуется для необходимого дальнейшего применения ее в западной и восточной части нефтегазовых месторождениях Туркменистана.

Известен способ одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух пластов одной скважиной, основанный на спуске в скважину двух параллельных рядов НКТ и раздельной эксплуатации двух пластов [1].

Известный способ имеет ряд недостатков, а именно сложность подбора, монтажа и демонтажа оборудования. Использование его требует расположения муфт длинного и короткого рядов НКТ в разных местах. Совместить их внутри эксплуатационной колонны диаметрами 177,8 мм, 168,3 мм и 139,7 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 многопластовой скважины, включающий перфорирование двух продуктивных интервалов; спуска в скважину компоновки, состоящей (снизу вверх) из посадочного устройства, хвостовика, пакера располагаемого ниже верхнего продуктивного интервала, колонны труб со сбивным клапаном на уровне верхнего продуктивного интервала и на устье тройник с перекрываемым отводом и перекрываемым патрубком над тройником; посадку пакера; свабивование по колонне труб нижнего продуктивного пласта: построение кривой восстановления уровня для нижнего продуктивного пласта; оценку продуктивности нижнего продуктивного пласта, после свабивования 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; свабивование по колонке 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 [Патент РФ 2483202] [2].

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

Известен, способ одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух продуктивных горизонтов одной скважиной. [3].

Недостатком этого способа является то, что он обеспечивает только нормальную работу двух продуктивных пластови область его применения ограничивается двумя пластами.

Известно много способов совместной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной, с множеством вариантов компоновки подземного оборудования при ОРЭ научно-производственной фирмы Пакер (каталоги продукции выпуск №4 2007г и выпуск №7 2009г). На 76-ой странице выпуска №4 показано 2-х и 3-х пакерная компоновка [4], где между пакерами, изолирующими совместно эксплуатируемые пласты установлены узлы сообщения продуктивного пласта с внутренним пространством ряда НКТ. Сообщение в этих узлах, в первом случае - осуществляется с помощью перепускных клапанов типа КП или КУМ, во втором случае - скважинной камерой, а в третьем - трубными фильтрами (фирмы Пакер) или перфорированным патрубком (фирмы Бейкер) с наружным диаметром 80 мм с наружной резьбой для 73 мм НКТ, длиной 1,8 м, и в четвертом - циркуляционным клапаном или песочным фильтром компании Везерфорд, ТАМ Интернационал и Шлюмберже).

Недостатками этих вариантов способа является то, что эти клапаны, скважинные камеры и перфорированные патрубки в силу особенности своих конструкций не обеспечивают полную необходимость эксплуатации скважины [4].

В качестве прототипа принимаем, способ одновременной раздельной эксплуатации двух продуктивных горизонтов одной скважиной [3] условно совмещенный со способом [4], в части межпакерного оборудования, где в качестве узлов сообщения продуктивного пласта с внутренним пространством ряда НКТ установлены перепускные клапаны.

Недостатком этого способа является то, что циркуляционные клапаны обеспечивают только возможность создания циркуляции, но не обеспечивают возможность эксплуатации скважины, дросселирование пластового потока и выравнивания давления на забое скважины, в связи с чем снижают технологические возможности способа. Кроме того, в промышленной практике строительства скважин конструкция скважин для условий ОРЭ не апробированы, поэтому возникает острая необходимость решения и этого вопроса.

Кроме того, по традиционной технологии каждый пласт месторождения разрабатывается по самостоятельной сетке размещения эксплуатационных скважин. Это означает, что на каждый продуктивный пласт закладывается самостоятельная скважина. При этом, каждая скважина имеет следующую типовую конструкцию: - шахтовое направление (720 мм) в интервале 0-5 м с бутобетоном до устья; - кондуктор (426 мм) в интервале 0-600 м с цементом до устья; - первая техническая колонна (324 мм) в интервале 0-1600 м с цементом до устья; - вторая техническая колонна (245 мм) в интервале 0-3500 м с цементом до устья; эксплуатационная колонна (168 или 140 мм) в интервале 0-3700 м с цементом до устья;

Технической задачей заявленного изобретения является повышение технологичности использования способа при закачивании, эксплуатации и ремонте нефтяных и газовых скважин одновременно эксплуатирующих несколько пластов.

Техническим результатом заявляемого технического решения является повышение технологичности использования способа при закачивании, эксплуатации и ремонте нефтегазодобывающих многопластовых скважин, путем совершенствования конструкции скважины (эксплуатационной колонны) и повышения технологичности подземного оборудования скважины.

Устранение вышеуказанных недостатков и одновременно-раздельная и совместная эксплуатация трех горизонтов (двух газовых и одного нефтяного) с одной скважиной (вместо 3-х скважин по проекту) является новизной данной изобретательской работы.

Сущность технического решения заключается, в обеспечении условий равномерной эксплуатации совместно работающих пластов, путем изменения конструкции скважины и дросселирование потока, за счет использования перфорированного патрубка с забойным штуцером, выполненного в сбрасываемом варианте и извлекаемого из скважины с помощью ловителя с эксцентричным приложением центра тяжести по [5], на скребковой проволоке глубиномера.

Указанный технический результат достигается тем, что согласно предлагаемому способу проводят точный подбор глубины спуска обсадной колонны диаметром 244,5 мм. С целью крепления (перекрытия) двух верхних продуктивных газовых горизонтов необходимо увеличить (в отличие от действующего проекта на строительство скважины) глубину спуска технической колонны диаметром 244,5 мм и, данную техническую колонну использовать в качестве эксплуатационной колонны. А также спуском обсадной колонны диаметром 177,8 мм в виде хвостовика обеспечивается перекрытие и крепление нижнего нефтяного горизонта. С целью повышения надежности крепление 177,8 мм хвостовика на 244,5 мм техническую колонну производят с «системой подвески хвостовика» с использованием расширяемых пакеров (на схеме не показано) без ее цементирования. Затем проводится последовательное перфорирование нескольких продуктивных интервалов

снизу вверх, в соответствии с технологией прототипа [3]. Нефтяной пласт от нижнего газового пласта разобщается с помощью одноствольного концентричного пакера в 177,8 мм хвостовике, верхние газовые пласты разобщаются двухрядным эксцентричным пакером. При этом заглушенный ствол двухрядного пакера дополнительно снабжен снизу специальным перфорированным патрубком, внутри которого установлены извлекаемый штуцер или пробка-заглушка, которые обеспечивают условия, эксплуатации скважины и выравнивают давления совместно эксплуатируемых газовых пластов в короткий ряд НКТ.

Ниже на рисунке 1 приведена схема компоновки нижней части длинного ряда подземного оборудования ОРЭ по прототипу [4]. Где в интервале перфорации между пакерами установлены перепускные клапана типа КП или КУМ (а в другом случае циркуляционные клапана Везерфорд модели „WXA“).

Совместная эксплуатация нескольких пластов с различными пластовыми давлениями (без их выравнивания) в один ствол, может привести:

- к межпластовому перетоку флюидов (из пласта имеющего большее давление в пласт с меньшим давлением);

- к передавливанию пласта имеющего меньшее пластовое давление пластом большего давления;

- к неравномерности выработки пластов во времени;

- к преждевременному обводнению (или проявлению песка) одного из продуктивных пластов, который может приостановить добычу из других пластов.

Циркуляционный клапан, используемый по прототипу не обеспечивает эти требования условия совместной эксплуатации пластов. Этим и объясняется основной недостаток прототипа, который характеризует ее низкую технологичность, в связи с чем, возникает острая необходимость ее совершенствования.

На рисунке 2 приведена схема компоновки подземного оборудования ОРСЭ по заявленному способу. Где в интервале перфорации вместо перепускных клапанов (или циркуляционного клапана Везерфорд модели „WXA“) в качестве узла сообщения использован перфорированный патрубок со сменными штуцерами (или заглушкой-пробкой), устанавливаемые (извлекаемые) канатной техникой. Перфорированный патрубок размещен в заглушенном стволе двухрядного пакера над посадочным nippleм с заглушкой и обеспечивает возможность дифференцировать пластовое давление нижнего газового пласта в соответствии с пластовым давлением верхнего газового пласта.

Наличие этого отличительного признака в компоновке заявленного способа, то есть наличие перфорированного патрубка со сменным забойным штуцером исключает вышеназванные недостатки прототипа и обеспечивает возможность дифференцирования (выравнивание равенства давлений) пластового давления, нормальные условия эксплуатации совмещенных газовых пластов. А наличие воронки над двухрядным пакером обеспечивает возможность беспрепятственного прохождения колтюбингом через двухрядный пакер и осуществления промывки поверхности нижнего одноствольного пакера.

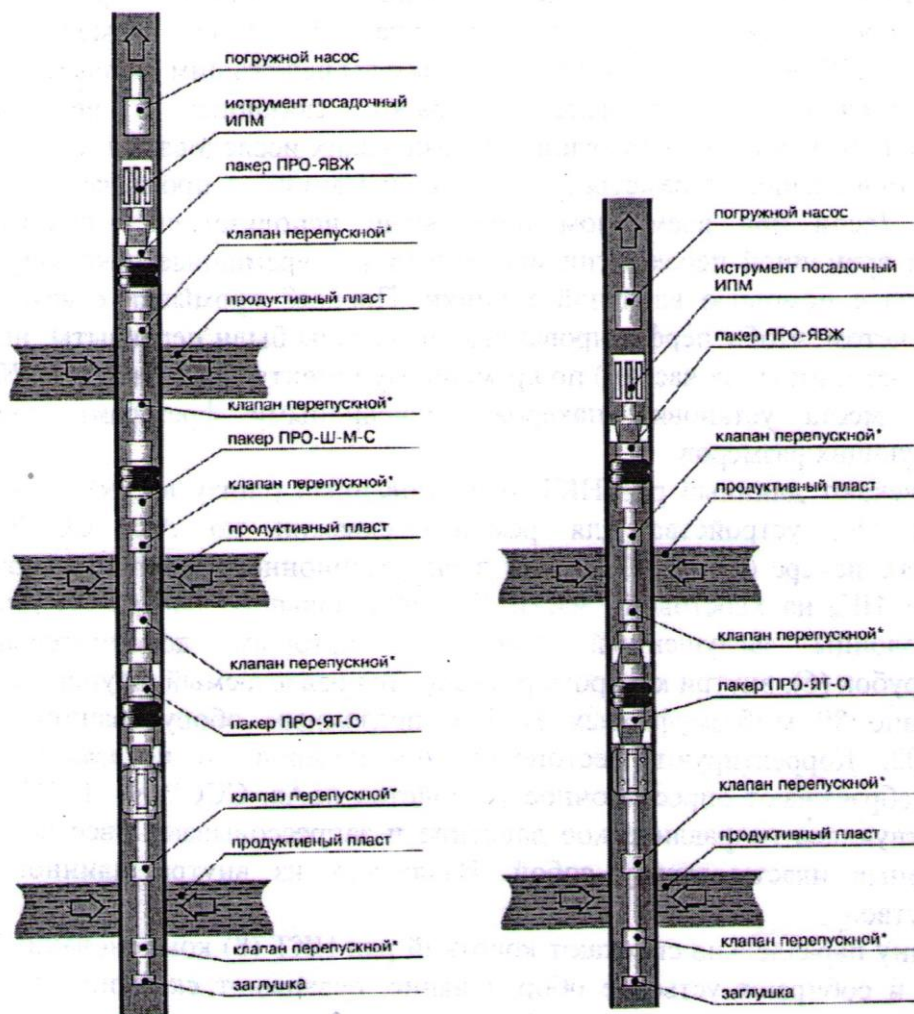


Рис. 1. Схема компоновки нижней части длинного ряда по прототипу [4]

На рисунке 1 схематично изображена компоновка нижней части длинного ряда подземного оборудования по прототипу [4]. Условные обозначения комплектующих оборудований даны в виде текста на рисунке.

На рисунке 3 схематично изображен перфорированный патрубок с приведенными к нему ниже обозначениями. Аналогично на рисунке 4 схематично приводится забойный штуцер с принятыми перечисленными ниже обозначениями. Рисунок 5 схематично отображает перфорированный патрубок в комплекте с забойным штуцером с принятыми нижеследующими обозначениями. На рисунке 6. приводится ловитель забойного штуцера с эксцентричным приложением центра тяжести по Авт.свид. СССР № 1406337.

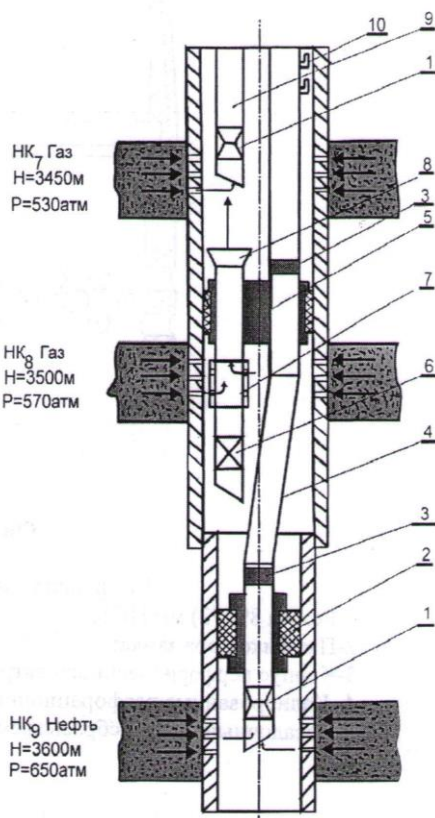


Рис. 2. Схема компоновки подземного оборудования OPCЭ по заявленному способу:

1- посадочный nipple устройства для ремонта скважин [5]; 2 - разделительный; однорядный пакер (разобцитель); 3 - циркуляционный клапан; 4 - рабочий хвостик длинного ряда колонны НКГ (89 мм НКГ); 5 - разделительный двухрядный пакер (разобцитель); 6 - посадочный nipple с пробкой-заглушкой; 7 - перфорированный патрубок с забойным штуцером; 8 - направляющая воронка; 9 - короткий ряда колонны НКГ (73 мм безмуфтовые трубы); 10 - газлифтные клапаны (при необходимости)

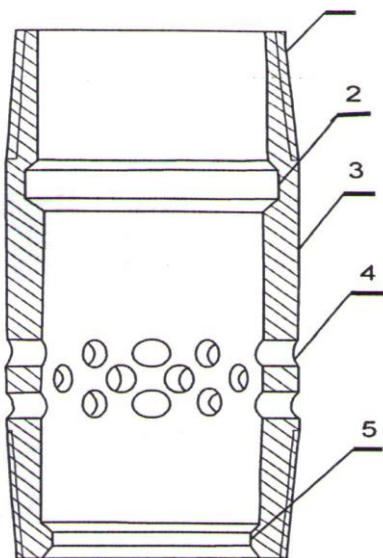


Рис. 3. Перфорированный патрубок (усовершенствованный):

1 - резьба 89 (73) мм НКГ; 2 - паз фиксатора замка; 3 - корпус перфорированного патрубка; 4 - калиброванные перфорационные отверстия; 5 - посадочный буртик сбрасываемого штуцера

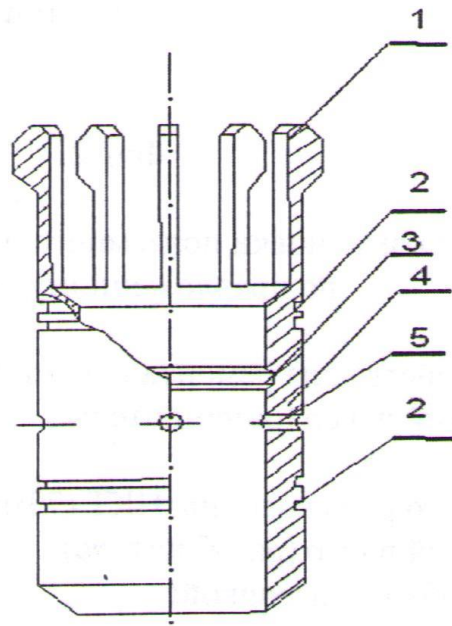


Рис. 4. Извлекаемый забойный штуцер (дополнительно введенный): 1 - упругий замковый фиксатор; 2 - канавки для уплотнительных колец; 3 - захватное место для работы с канатной техникой; 4 - корпус штуцера; 5 - калиброванные отверстия штуцера

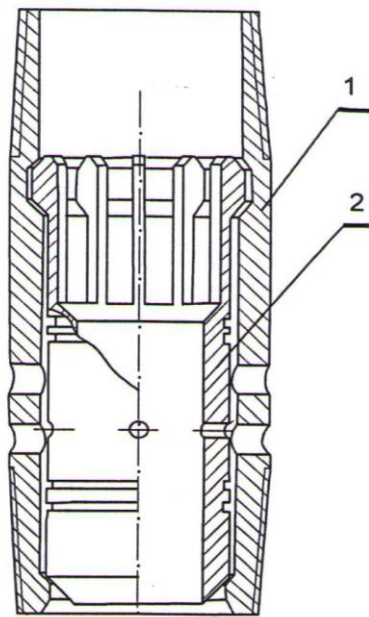


Рис. 5. Перфорированный патрубок с забойным штуцером: 1 - перфорированный патрубок; 2 - забойный штуцер

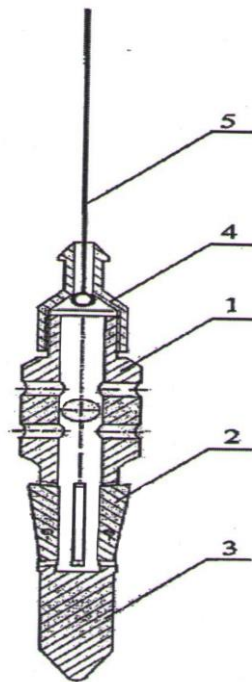


Рис. 6. Ловитель забойного штуцера: 1 - Корпус ловителя; 2 - Захватные кулачки смещенного центра тяжести; 3 - Направляющий толкатель; 4 - Головка ловителя; 5 - скребковая проволока глубиномера

При просмотре других известных в данной области технических решений, предлагаемая совокупность существенных признаков, позволяющая достигать технический результат, автором не обнаружена и не найдено идентичное техническое решение, что позволяет сделать вывод о соответствии заявленного способа изобретательскому критерию „новизна“.

Сущность предлагаемого способа.

По способу совершенствование конструкции (эксплуатационной колонны) скважины обеспечивается тем, что верхние газовые пласты перекрывают 245 мм эксплуатационной колонной, а нижний нефтяной пласт перекрывают 177,8 мм эксплуатационным хвостовиком с заколонными расширяющимися пакерами, повышение технологичности подземного оборудования скважины) обеспечивается тем, что спускается длинный ряд безмуфтовых НКТ с пакерами и разобщается нижний нефтяной пласт от верхнего газового пласта с помощью одноствольного пакера, а верхние газовые - с помощью двухствольного пакера, при этом заглушенный ствол двухрядного пакера дополнительно снабжен снизу специальным перфорированным патрубком, внутри которого установлен извлекаемый штуцер (или пробка-заглушка), который обеспечивает условия эксплуатации скважины и, выравнивает давления совместно эксплуатируемых газовых пластов, затем в скважину параллельно спускают короткий ряд безмуфтовых НКТ и пускают скважину в эксплуатацию. При этом газ добывают из двух пластов совместно по короткому ряду НКТ, а нефть добывают раздельно по длинному ряду НКТ.

В предлагаемом способе:

- в качестве длинного и короткого рядов НКТ применяют стандартные 89 (73) миллиметровые безмуфтовые насосно-компрессорные трубы, при необходимости в антикоррозионном исполнении. Они предназначены, для раздельной добычи нефти и газа из каждого пласта в отдельности и осуществления независимых технологических процессов в отдельности без прекращения добычи, при этом длинный и короткий ряды НКТ устанавливаются эксцентрично;

- по предлагаемому способу, в качестве разобщителя двух верхних газовых пластов используют эксплуатационный пакер с двумя эксцентрично расположенными стволами, при этом достигается смещение НКТ от центра скважины и обеспечивается свободный доступ до верхней поверхности пакера (для осуществления промывки осевших механических примесей перед ее распакеровкой);

- в качестве узла сообщения применяют новый перфорированный патрубок с забойным штуцером с взаимно ответными контактными местами. При этом наличие этого узла обеспечивает возможность осуществления процесса добычи из каждого пласта, что является важным, новым и отличительным фактором повышающим технологичность способа;

- новый узел сообщения, т.е. перфорированный патрубок, представляет собой укороченный патрубок перфорационные отверстия которого, сконцентрированы в узком поясе корпуса и расположены в шахматном порядке, благодаря чему он приобретает новое качество камеры для размещения в ней забойного штуцера или заглушки-пробки, позволяющей оказывать воздействие на поток из пласта. Предлагаемый перфорированный патрубок имеет небольшую длину (не более 0,25 м), что делает оборудование компактным и удобным в работе. При этом, перфорированный патрубок (изнутри) дополнительно снабжен посадочным буртиком и пазом для

замкового фиксатора штуцера, что позволяет прочно устанавливать сменные штуцера или заглушку-пробку. Таким образом, заявленный перфорированный патрубок коренным образом отличается от применяемых узлов сообщения.

- забойный штуцер по заявленному способу представляет собой цилиндр с калиброванными отверстиями, имеющего снаружи уплотнительные кольца; сверху упругие фиксаторы замка: изнутри захватный пояс для канатной техники.

Установка забойного штуцера внутри перфорированного патрубка выполнена в сбрасываемом варианте (штуцер через лубрикатор сбрасывается в короткий ряд НКТ, при этом свободно падая вниз он садится на посадочный буртик перфорированного патрубка, а упругий замковый фиксатор штуцера взаимодействуя с фиксирующим пазом патрубка стопорит забойный штуцер внутри перфорированного патрубка), ее извлечение осуществляется с помощью ловителя по А.с. СССР №1406337 на скребковой проволоке глубиномера. Благодаря наличию внутри штуцера захватного паза, установку и извлечение или замену забойного штуцера, возможно осуществить и с помощью канатной техники Слик-Лайна с использованием ударного яса и зацепа оборудования, однако это может повысить стоимость процесса

Сопоставительный анализ технического решения с прототипами показывает, что существенным отличием заявленного изобретения, является использование перфорированных патрубков, внутри которых герметично размещены забойные штуцера, позволяющие дифференцировать входное давление пластов в НКТ и оптимизировать процесс совместной эксплуатации двух газовых пластов в один лифт, что в итоге свидетельствует о соответствии заявленного технического решения изобретательскому критерию „существенные отличия”.

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 изобретательскому критерию „новизна”.

Сопоставительный анализ технического решения с прототипами и другими известными техническими решениями в данной области с ретроспективой в 25-30 лет показывает, что предлагаемая совокупность существенных отличительных признаков, позволяющая достигать запланированный технический результат, автором не обнаружена, что позволяет сделать вывод о соответствии критерию изобретения „изобретательский уровень”.

Пример промышленного применения

Рассмотрим вопрос на примере условной скважины месторождения Алтыгуйы, которая должна вскрыть продуктивные пласты красноцветного отложения НК₇, НК₈ и НК₉, причем пласты НК₇ и НК₈ являются газовыми, а НК₉ - нефтяным. Продуктивные пласты нижнего красноцвета (НК) расположены в среднем на глубинах: НК₇ - 3450; НК₈ - 3500 ; НК₉ - 3600 метров и имеют пластовые давления: НК₇ - 53,0 МПа; НК₈ - 57,0 МПа, НК₉ - 65,0 МПа.

Для практической реализации способа сначала бурят скважину на точно подобранную глубину под 244,5 мм эксплуатационную колонну, так чтобы она перекрыла верхние газовые пласты НК₇ и НК₈, затем спускают эксплуатационную колонну и цементируют ее до устья. После углубляют скважину до проектной глубины под 177,8 мм эксплуатационный хвостовик с заколонными расширяющимися пакерами, так чтобы она перекрыла нижний нефтяной пласт НК₉.

Сначала перфорируют нижний нефтяной пласт перекрытый хвостовиком диаметром 177,8 мм на полимерно-известковом растворе (без глинистых частиц) по временному патенту Туркменистана № 380, спускают в скважину временный лифт, на башмаке которого установлен перфорированный патрубок со штуцером, осваивают скважину, исследуют работу скважины и снимают параметры самого нижнего пласта, в нашем случае НК₉.

При этом газогидродинамические исследования необходимо осуществлять полным (достаточным) набором забойных штуцеров и инструментальными замерами забойных и устьевых давлений, а также замеры дебитов нефти, воды и газа на каждом режиме забойного штуцера.

После, временно перекрывают созданный фильтр скважины (глинисто-песчаной пробкой или извлекаемой пакер-пробкой) и перфорируют нижний газовый пласт НК₈ перекрытый обсадной колонной диаметром 245 мм, аналогично предыдущему, на полимерно-известковом растворе (без глинистых частиц). Спускают в скважину временный лифт, на башмаке которого установлен перфорированный патрубок со штуцером, осваивают скважину, исследуют работу скважины и снимают параметры второго пласта снизу, в нашем случае НК₈. Затем, временно перекрывают созданный фильтр пласта НК₈ и осуществляют эти работы с вышележащим газовым пластом НК₇.

После осуществления вышеперечисленных работ, связанных с перфорацией всех продуктивных пластов, проведения всех газогидродинамических исследований по каждому пласту в отдельности и установления параметров их эксплуатации, промывают скважину до искусственного забоя (если при временном перекрытии использовались глинисто-песчаные пробки), если же при временной перекрытии использовались временные пакера-пробки, то их извлекают из скважины с помощью канатной техники. Процесс промывки скважины до забоя завершают с таким расчетом, чтобы перфорированные интервалы были перекрыты на полимерно-известковом растворе (без глинистых частиц) по временному патенту Туркменистана № 380.

Прорабатывают места установки пакеров грушевидными фрезерами, скреперами и шаблонами

соответствующих размеров.

В скважину спускают длинный ряд НКТ компонованный (снизу вверх) из оборудования: посадочного ниппеля (1), устройства для ремонта скважин по А.с. СССР №1406337; одноствольного нижнего пакера (2) для 177,8 мм эксплуатационного хвостовика, размещенного между пластами НК₉и НК₈ на хвостовой части (3); двухствольного пакера (4) для 244,5 мм эксплуатационной колонны заглушенный ствол (5) которого дополнительно снабжен перфорированный патрубок (6), внутри которого размещается извлекаемый штуцер направляющую воронку (7) на колонне 89 мм безмуфтовых НКТ с подземным оборудованием по патенту Туркменистана № 603. Корректируют местоположения пакеров по показаниям магнитного локатора муфт, затем сбрасывают опрессовочное устройство по Ас. СССР № 1406337 и создают внутри НКТ соответствующее гидравлическое давление и запрессовывают все пакера, которые разобщают продуктивные пласты между собой. Извлекают изнутри длинного ряда НКТ опрессовочное устройство.

Затем, в скважину параллельно спускают короткий ряд НКТ (8) компонованный по патенту Туркменистана №603 и собирают устьевое оборудование, осваивают скважину и пускают ее в эксплуатацию. При этом, пласт НК₉ работает нефтью по длинному ряду раздельно, а пласты НК₈. НК₇ работают газом по короткому ряду совместно, но раздельно от пласта НК₈.

Технологические эффекты от использования предлагаемого способа обуславливаются: высокой технологичностью; возможностью исследования и регулирования добычу углеводородов из каждого эксплуатационного объекта; оптимизацией технологического режима работы скважины в целом по скважине и режимы работы 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 и газа и сокращении капитальных вложений на бурение и строительство дополнительных скважин. По действующим проектам разработки месторождений предусматривается эксплуатация каждого пласта отдельной сеткой размещения эксплуатационных скважин, т.е. для эксплуатации продуктивных горизонтов НК₇, НК₈, НК₉ необходимо закладывать 3 скважины, а по заявленному способу эта работа реализуется одной скважиной. Следовательно, суммарный экономический эффект от использования заявленного способа будет складываться от дополнительной добычи нефти и газа, а также от сокращения капитальных вложений на бурение 2-х дополнительных скважин.

Таким образом, заявляемое техническое решение соответствует критериям изобретений «новизны», «изобретательский уровень», «промышленной применимости», то есть является патентоспособным.

Список литературы / References

1. *Задора Г.И.* Оператор по добыче природного газа. М. «Недра», 1980 (стр. 55).
2. Патент РФ 2483202, Способ последовательного освоения многообъектной скважины.
3. ОП Туркменистана № 603 (от 06.06.2014). Способ одновременно-раздельной эксплуатации двух продуктивных горизонтов одной скважиной.
4. Пакер (каталоги продукции оборудования при ОРЭ научно-производственной фирмы выпуск № 4, 2007 г. и выпуск № 7, 2009 г.)
5. А.с. СССР № 1406337, E21В 43/13. Устройство для ремонта скважин.