

Техника ғылымдары

коррозионной усталости металла магистральных нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. - 1999. - № 6. - С. 31-34.

2. Гареев А.Г., Мостовой А.В. Диагностика коррозионного растрескивания трубопроводов. - Уфа: Гилем, 2003. - 100 с.

3. ВРД 39-1.10-026-2001. Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов. - М.: ОАО «Газпром», ООО «ВНИИГАЗ», 2001.

ТҮ^Н

Газды кері айдау кемірсутекті шиюзаттың ағынды экстракциясын қарқындатуға, кемірсутекті шиюзатын қалпына келтіру жылдамдығын арттыруға мүмкіндік береді. Мақалада Тенгиз кеншілік циклингі процесс қолданумен қазіргі даму жағдайын талдауға сүйене отырып, газды етуетіш кубырлардың техникалық күйін жоғары резервуар қысымының және агрессивті орта жағдайында диагностикалау әдісі негізделген.

Жоғары қысымда және агрессивті ортада жұмыс істейтін кубырлардың жұмыс істеуіне әсер ететін негізгі факторларды анықтауға арналған зерттеулердің нәтижелері газды қалыптастыруға үздіксіз сенімді қамтамасыз етуді қамтамасыз етеді. Газды айдау желінің гидродинамикалық зерттеулері кубырлар мен кубыр арматураларының беріктік қасиеттеріне инъекциялық қысым әсерін анықтайтын, сондай-ақ бұзылмайтын сынау және инспекциялау әдістерін қолдана отырып, жоғары қысымды кубырдың тұтастығын бағалау бойынша зерттеу нәтижелерін ұсынады. Мақалада физикалық қасиеттері зерттеу нәтижелері, кубырдағы ақаулықтар үшін металл магниттік жады әдісін техникалық артықшылықтары мен кемшіліктерін, сондай-ақ жоғары беріктік кубырларды пайдаланудың оңтайлы және технологиялық режимін негіздейді.

RESUME

Reverse injection of gas allows to intensify the current extraction of hydrocarbon raw materials, to increase the rate of hydrocarbon recovery by maintaining reservoir pressure. In the article, based on the analysis of the current state of development of the Tengiz field with the application of the cycling process, the method for diagnosing the technical state of gas-conducting pipes for the conditions of high reservoir pressure and an aggressive environment is substantiated. The results of studies to determine the main factors affecting the performance of pipes operating under very high pressure and in an aggressive environment are provided to ensure an uninterrupted reliable supply of gas to the formation. The analysis of hydrodynamic studies of the gas injection network revealing the effect of injection pressure on the strength properties of pipes and pipeline fittings, and also using the existing methods of nondestructive testing and inspection techniques, presents the results of a study on assessing the integrity of a high pressure pipeline. To solve this problem, the author proposes the most acceptable method of magnetic memory of metal in determining reliability and the possibility of further operation of pipelines, which will ensure safe, trouble-free operation of the gas re-injection system. The article presents the results of physical property studies, technical advantages and disadvantages of the method of magnetic memory of metal for pipeline defects, and the selection and optimal technological regime for the operation of high-strength pipes is justified.

УДК 622.276.4

Рахимов А.А., кандидат технических наук, доцент

Рахимова Л.А., старший преподаватель Мендығалиев

Ж.Ж., магистрант

НАО «Западно-Казахстанский аграрно-технический университет имени Жангир хана», г.

Уральск, Республика Казахстан

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ВЫЗОВА ПРИТОКА НЕФТИ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Аннотация

В статье на основе обзора литературных источников сделан анализ и выбор оптимального варианта вызова притока при заканчивании скважин для обеспечения максимальной нефтеотдачи пласта. В цикле строительства скважин процесс заканчивания является одним из основных и технологически сложных процессов. От качества выполнения данного этапа в разведочных скважинах во многом зависит оценка перспективности нового месторождения, а в эксплуатационных - дебит и ее надежность как

долговременного объекта. Широко распространенный в последнее время локальный гидроразрыв пласта (ГРП) в нефтяной промышленности рассматривается как эффективный метод воздействия на призабойную зону скважин и как технология, увеличивающая приток нефти. Технология основана на механизме возникновения и распространения трещин в горных породах как при однократном, так и многократном гидравлических разрывах пласта. Опубликованные работы по ГРП в большинстве случаев относятся к вертикальному типу скважин, а информация и опыт проведения ГРП в горизонтальных скважинах (ГС), особенно при многократном ГРП (МГРП), достаточно узки. Это связано с тем, что процессы и теоретические исследования эффективности применения многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах в условиях анизотропного неоднородного коллектора, а также определение оптимального количества стадий гидроразрыва с оценкой расстояний между создаваемыми трещинами практически мало исследованы. Широко применяемое на Карачаганакском месторождении, - технология FracPoint, основанная на открытии муфт ГРП сбросом шара определенного диаметра является наиболее эффективным методом освоения скважин.

Ключевые слова: вызов притока, углеводородоотдача, заканчивание скважины, гидроразрыв пласта, проницаемость призабойной зоны, дебит.

Вызов притока — технологический процесс снижения противодавления на забое простаивающей скважины, ликвидации репрессии на пласт и создания депрессии, под действием которой начинается течение флюида из пласта в скважину. Основной целью вызова притока и освоения является снижение противодавления на забое скважины, заполненной специальной жидкостью глушения, и искусственное восстановление или улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны для получения соответствующего дебита или приемистости.

Основной целью вызова притока и освоения является снижение противодавления на забое скважины, заполненной специальной жидкостью глушения, и искусственное восстановление или улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны для получения соответствующего дебита или приемистости. Даже при однородных коллекторских свойствах пласта можно получить скважины с различной продуктивностью. Качество работ при заканчивании скважин, наряду с выбором оптимальной схемы разработки, является важнейшим фактором, определяющим эффективность эксплуатации месторождений.

В настоящее время положение таково, что существующие технологии вскрытия продуктивных пластов в подавляющем большинстве случаев не обеспечивают сохранения естественной проницаемости пород в околоскважинной зоне.

Широко распространенный в последнее время локальный гидроразрыв пласта (ГРП) в нефтяной промышленности рассматривается как эффективный метод воздействия на призабойную зону скважин и как технология, увеличивающая приток нефти. Технология основана на механизме возникновения и распространения трещин в горных породах как при однократном, так и многократном гидравлических разрывах пласта. Опубликованные работы по ГРП в большинстве случаев относятся к вертикальному типу скважин, а информация и опыт проведения ГРП в горизонтальных скважинах (ГС), особенно при многократном ГРП (МГРП), достаточно узки. Это связано с тем, что процессы и теоретические исследования эффективности применения многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах в условиях анизотропного неоднородного коллектора, а также определение оптимального количества стадий гидроразрыва с оценкой расстояний между создаваемыми трещинами практически мало исследованы.

В условиях широкого развития технологий применения многократного гидроразрыва пласта на практике необходимость теоретических исследований усиливается в связи с тем, что, по данным опытных работ, на Карачаганакском месторождении, при вторичном ГРП от первого (базового) эффективность снижается на 17 %, а на третьем - на 31-35 %. Поэтому возникла необходимость разработки новых критериев успешности применения многократного ГРП в технологиях комплексного воздействия на пласт для использования в промысловых условиях. Такая задача в настоящее время является востребованной и актуальной.

Учет вышеприведенных основных критериев при выборе метода вызова притока позволит получить наилучший технико-экономический эффект.

Метод восстановления проницаемости призабойной зоны выбирают в зависимости от предполагаемых причин и степени снижения естественной проницаемости, свойств коллектора, условий заканчивания скважины. На протяжении десятков лет для восстановления проницаемости призабойной

Техника гылымдары

зоны широко применяются кислотная обработка и гидравлический разрыв пласта (ГРП).

При кислотной обработке происходит растворение породы и загрязняющего породы материала, очищение поровых каналов, трещин, каверн, увеличение размеров и возникновение новых каналов фильтрации. Перед применением кислотного воздействия обычно рекомендуется дополнительная кумулятивная или гидropескоструйная перфорация. Для обработки карбонатных пород применяется раствор соляной кислоты, в случае терригенных коллекторов - смесь растворов плавиковой и соляной кислот.

Если установлено, что после полной замены в скважине бурового раствора на воду нет признаков фонтанирования и для вызова притока из пласта требуется снизить уровень жидкости в скважине в целях снижения забойного давления, то приступают к выполнению работ по вызову притока двухфазной пеной [1].

Прежде всего, буровой раствор в скважине заменяют на водный раствор ПАВ. Концентрацию ПАВ (ОП-10, сульфол, ДС-РАС и др.) принимают в диапазоне 0,1-0,2 % (по активному веществу). Во избежание контакта больших объемов бурового раствора с вскрытой перфорацией толщиной продуктивного пласта замену бурового раствора на водный раствор осуществляют прямой промывкой. Водный раствор закачивают в НКТ, буровой раствор вытесняют через затрубное пространство. После этого приступают к замене водного раствора ПАВ на двухфазную пену. Как правило, такая замена проводится при обратной промывке, т.е. пена закачивается в затрубное пространство, водный раствор ПАВ вытесняется из скважины по НКТ. Вытесняемый водный раствор ПАВ в дальнейшем используют для образования пены. Однако во избежание контакта большого количества водного раствора ПАВ со вскрытой толщиной пласта, как и при замене бурового раствора водным раствором ПАВ, применяют следующий технологический прием.

Сначала водный раствор ПАВ можно заменить на двухфазную пену с малой степенью аэрации (например, $a = 5^{10}$) при прямой промывке до полного удаления из скважины водного раствора ПАВ, а затем приступить к дальнейшим работам по снижению забойного давления путем замены в скважине пены с меньшей степенью аэрации (с большей плотностью) на пену с большей степенью аэрации (с меньшей плотностью). При этом нагнетание осуществляется в затрубное пространство, а вытеснение происходит по НКТ. Описанный технологический прием, т.е. предварительную замену водного раствора ПАВ на двухфазную пену с малой степенью аэрации, можно использовать в тех случаях, когда известно, что такая замена не вызовет притока жидкости и газа из пласта[2].

Следует отметить, что некоторые разновидности вызова притока жидкости и газа из пласта, применяемые иногда в промысловой практике, неправомерно противопоставляются пенным системам. Например, вызов притока с применением азота некоторыми промысловыми специалистами считается особым способом. На самом деле азот, как воздух, природный газ и другие, является газовой фазой пенной системы и его использование для образования пены даст лучшие результаты, чем самостоятельное применение азота для вызова притока из пласта.

Некоторые специалисты считают возможным после уменьшения забойного давления путем постепенного снижения плотности пены в скважине оставшийся столб пены продавить (удалить из ствола скважины) воздухом. Такой способ совершенно неприемлем, так как применение воздуха в момент начала притока нефти или газа может вызвать серьезные осложнения. Мнение сторонников такого технологического приема, считающих, что применение воздуха на конечном этапе вызова притока из пласта несколько ускорит процесс заканчивания скважин, ошибочно. Во-первых, ускорение в этом случае может измеряться часами, не более. Во-вторых, задача состоит не в том, чтобы ускорить вызов притока на несколько часов или даже на сутки, а главным образом в том, чтобы обеспечить в процессе вызова притока при использовании пенных систем высокую продуктивность скважины за счет очистки призабойной зоны пласта и вовлечения в работу низкопроницаемых прослоев.

Первоначальная конструкция скважины была выбрана для обеспечения простоты, эффективности и гибкости при бурении каждой скважины. В основе первоначальной конструкции лежит пилотный ствол и участок набора кривизны ствола со средним радиусом, защищенной 7-дюймовым хвостовиком, а также горизонтального участка открытого ствола 5 7/8 дюймов. Данная конструкция позволяет эффективную очистку ствола во время бурения горизонтального участка, сокращает операции после бурения коллектора, сводя до минимума его повреждения, а также позволяет производить интенсификацию притока, используя гибкие НКТ, обеспечивая эффективное заканчивание. Кроме того, конструкция позволит вести мониторинг добычи, используя приборы для эксплуатационного каротажа.

Первоначальная конструкция скважины позволяет произвести оценку разреза коллектора в

пилотном стволе до оптимизации горизонтальной траектории. На участке бурения пилотного ствола, глубина горизонтального участка ствола может быть откорректирована с учётом фактических глубин разреза (если имеется расхождение с прогнозом по сейсмическим данным) и расположению в вертикальном разрезе коллектора участка с наиболее перспективными коллекторскими свойствами. Ожидается, что горизонтальные участки скважин будут располагаться под углами, превышающими 75 градусов. Угол «горизонтального участка» будет выбираться таким образом, чтобы вертикальный участок мог проходить по траектории ствола скважины.

В случае, если в пилотном стволе будет обнаружен достаточно продуктивный интервал, соответствующий целям скважины, будет рассмотрена возможность заканчивания скважины без продолжения бурения горизонтального участка.

В настоящее время также рассматриваются варианты, включающие применение наклонного пилотного ствола. Этот вариант имеет преимущества, сокращая смещение между пилотным стволом и горизонтальным участком ствола для повышения возможности обнаружения перспективных зон в пилотном стволе на горизонтальном участке. Недостатками данного варианта со смещением являются повышенная сложность и необходимость предварительного определения направления ствола и потенциального ограничения последующих направлений горизонтального участка ствола.

По мере накопления опыта при оптимизации окончательной конструкции скважины, в дальнейшем будет рассматривается вариант исключения пилотного ствола из конструкции скважины. Это будет зависеть от уровня прибыли, получаемой в результате снижения затрат, и сложности по сравнению с ценностью информации, получаемой в пилотном стволе. Будет также рассмотрена возможность и практическая целесообразность сохранения пилотного ствола наряду с горизонтальным участком для дальнейшего повышения продуктивности скважин. Разработка коллектора основана на 4 основных принципах, изложенных в Технологической схеме:

1. Добыча богатого конденсата и нефтяной жидкости будет производиться из существующих вертикальных добывающих скважин, с перенесением конечного забоя в нижнюю часть Объекта 2 и Объекта 3, а также из углублённых горизонтальных и вертикальных добывающих скважин, конечный забой которых специально перенесён в нефтяную оторочку Объекта 3. Для повышения продуктивности скважин будут использованы современные методы интенсификации притока и технология бурения горизонтальных скважин.

2. Ведение совместно-раздельной добычи из Объекта 2 и 3 для повышения продуктивности скважин в тех случаях, когда добыча из одного Объекта является экономически нецелесообразной.

3. Внедрение пробной Системы закачки газа наряду с существующей добычей газа и жидких углеводородов для определения (а) работоспособности системы закачки газа и (б) эффективности охвата, которую следует ожидать в коллекторе.

4. Снятие ограничений по давлению начала конденсации с тем, чтобы полностью опробовать предлагаемые в настоящее время теории о подвижности жидких углеводородов.

На последующих стадиях разработки будут пробурены и закончены дополнительные скважины, первоначально в Объекте 3, а затем - в Объекте 2, поскольку потребуется дополнительная добыча газа для увеличения его сбыта. Кроме того, дополнительная производительность скважин будет оценена путём дополнительной перфорации интервалов. Добыча из Объекта 1 остаётся возможным вариантом для удовлетворения потребностей в сбыте газа, хотя она менее приоритетна для разработки.

Объектом разработки коллектора на данном этапе является малоразработанные участки Объекта 3. Данные участки предположительно имеют наиболее высокий потенциал увеличения добычи на месторождении и достижения дополнительного объёма добычи при низком газовом факторе для целей поддержания уровня добычи.

Объект 3 представляет собой интервал между -4950 м (предполагаемый ВНК) и ВНК (ранее - на отм. -5150 м. а. о.). Основной объект коллектора находится в разрезе C5- C9. Данный интервал состоит из смешанных известняков и доломитов, сочетающих микробинальные биогермные фации и биогермные фации крыльев возрастом от раннесерпуховского (C5-C6) до поздне-визейского (C7-C8). Кавернозные межкристаллические и межзерновые типы пористости наиболее часто связаны с биогермными фациями. Мощности коллектора в бобриковском и турнейском стратиграфических подразделениях ниже тульского горизонта (C9) считаются второстепенным объектом коллектора, так как петрофизические характеристики и распределение коллектора в данном интервале в целом неудовлетворительные, исходя из результатов углубления скважин.

Было решено, что горизонтальное бурение является основной технологией для улучшения

Техника гылымдары

характеристик новых скважин, которые бурятся на неосвоенных участках Объекта 3. По мере получения дополнительных данных, будет продолжено рассмотрение вариантов применения новых технологий по последующим скважинам. Выбор оптимальной технологии определяется как существующими неопределённостями по месторождению, так и связью между различными технологиями и сложным характером неоднородности месторождения.

Целью выбора оптимального технологического варианта является получение максимальной прибыли. Возможно, что применение более простой, но менее эффективной, или же более сложной и более дорогостоящей конструкции скважины может обеспечить высокую прибыль, в зависимости от ожидаемых дебитов, выхода продукции, добычи и затрат, связанных с различными типами конструкций. За последующие 2-4 года конструкция скважин будет оптимизироваться на основе практического опыта бурения и эксплуатации по каждой новой скважине, вместе с предполагаемым опытом в ходе усовершенствования конструкции скважин.

Широко применяемое на Карачаганакском месторождении, - технология FracPoint, основанная на открытии муфт ГРП сбросом шара определенного диаметра. При проведении

МГРП с раздвижными муфтами первый ГРП проводят на гидропорт или на фильтр хвостовика, затем сбрасывают шар самого малого диаметра, после посадки шара в муфту происходит герметизация хвостовика с мгновенным поднятием и давления до момента срезки штифтов. При их срезке центральный поршень передвигается вниз совместно с седлом под шар и открывает окна для закачки жидкости последующего ГРП. После выполнения операции ГРП сбрасывается шар большего диаметра и так повторяется до выполнения всех стадий ГРП. Оборудование позволяет проводить до 7 и 11 стадий ГРП на соответственно 102- и 114-мм хвостовиках.

Единственный относительный недостаток технологии требуется время для разбухания пакера (14 сут). В случае необходимости начала освоения скважины сразу же после бурения необходимо разобщить интервалы ГРП гидромеханическими пакерами. Они активируются давлением при ГРП и не требуют времени на разбухание. В результате внедрения технологии FracPort цикл ввода скважин сократился с 68 (технология с мостовыми пробками (ПГРМ)) до 24 сут.

В настоящее время горизонтальные скважины находят все большее применение при разработке месторождений природного газа и нефти (Рисунок 1).



1
Т П

Рисунок 1 - Схема проведения технологии МГРП с применением раздвижных портов, активируемых сбросом шара

Скважина 196-1 расположена на юге центрального участка месторождения в зоне осуществления обратной закачки газа в пласт (Рисунок 2). Была пробурена в период с октября 1986 г. по сентябрь 1987 г. в качестве добывающей на 1-2 объекты с открытым стволом. Скважина была введена в эксплуатацию в апреле 1988 г.

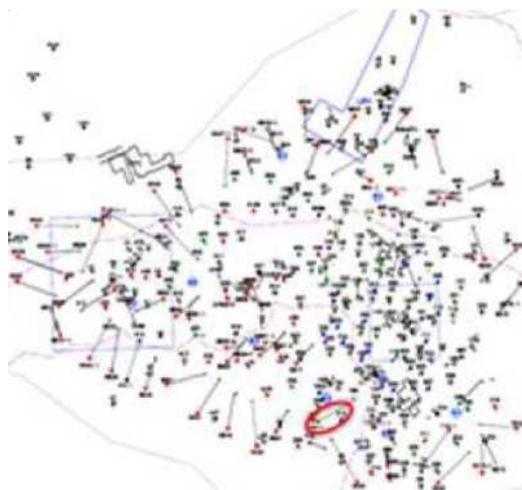


Рисунок 2-Скважина 196-1 на юге центрального участка месторождения в зоне осуществления

обратной закачки газа в пласт

С ноября 1988 г. по февраль 1989 г. на скважине был проведен КРС с целью ликвидации утечки газа. В апреле-июне 2002 г., был проведен КРС в целях ликвидации затрубного и

Техника гылымдары

межколонного давления, после чего скважина была повторно закончена в качестве добывающей на 2 объект со спуском 4,5' хвостовика обсадной колонны для изоляции 1-го объекта и верхнего интервала 2-го объекта.

Скважина была возвращена в эксплуатацию в июле 2003 г. (Рисунок 3). До забурирования бокового ствола, использовалась в качестве резервной в виду высокого газового фактора ($\Gamma\Phi=3000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ в январе 2014 г.).

В сентябре 2014 г., перед забурированием бокового ствола была проведена изоляция газопроводящего интервала (закачкой 230 бареллей реагента H2Zero). Попытка была неудачной.

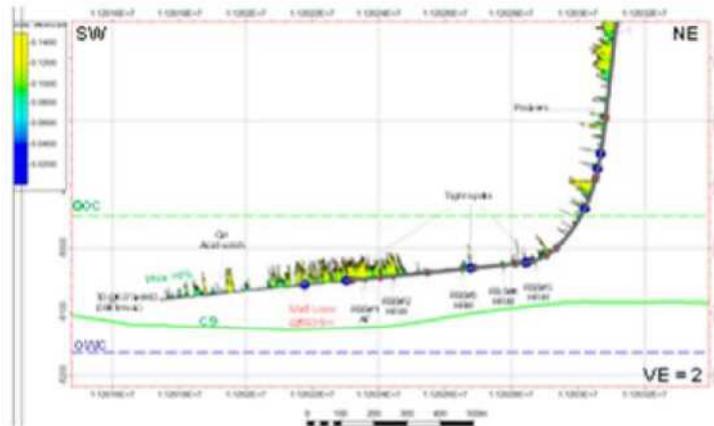


Рисунок 3 - Разрез вдоль траектории ствола скважины 196-1. Траектория ствола скважины демонстрирует значительное отклонение от газонефтяного контакта и водонефтяного контакта

Боковой ствол скважины 196-1 был забурен 10 ноября 2015 г. прорезкой окна в 7-ми дюймовой обсадной колонне на отметке ~4423 м. изм. Гл. Участок 5,5 дюймовый был пробурен до конечного забоя на отметке 6375 м изм. Гл. (1952 м открытого ствола). Поглощение бурового раствора отмечалось в нескольких зонах. Скважина была закончена 4,5 дюймовой компоновкой и 9 расширяющимися пакерами и 5 скользящими муфтами RSS (Рисунок 4).

Скважина введена в эксплуатацию 6 июня 2016 г.

Рисунок 4 - Траектория ствола скважины 196-1

Для интенсификации притока в скважину было проведено диагностическое исследование. С использованием рабочей жидкости на углеводородной основе проводились испытания на гидроразрыв/приемистость и испытания ступенчатым изменением давления.

Анализ падения давления предоставили информацию о давлении смыкания трещины,

эффективности жидкости гидроразрыва и фильтрации в пласт. Были установлены внутрискважинные манометры и проанализированы данные для калибровки расчетного забойного давления.

Первоначально ГПП планировалось проводить во всех зонах RSS. На основании результатов испытаний на приемистость, во всех зонах RSS, за исключением зоны RSS №1 была проведена матричная кислотная обработка. В зоне RSS 1 было проведено кислотная ГПП. В открытом участке ствола была проведена кислотная промывка через гибкие НКТ (ГНКТ) после разбуривания шаров и перегородок и удаления бурового раствора на нефтяной основе.

Заключение. Основное преимущество горизонтальных скважин - многократное увеличение площади фильтрации пластового флюида за счет длины горизонтального ствола, соответственно уменьшение депрессии на пласт. Существенными преимуществами горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными являются:

- увеличение производительности горизонтальных скважин при любых емкостных и фильтрационных свойствах продуктивных пластов;
- обеспечение рентабельности разработки низкопродуктивных, пластов с малой толщиной,
- увеличение продолжительности периода постоянной добычи газа и доли начальных запасов, отбираемых в периоды нарастающей и постоянной добычи;
- увеличение коэффициента извлечения нефти маломощных нефтяных месторождений;
- вскрытие каждого пропластка пропорционально их емкостным и фильтрационным свойствам, и удельным запасам газа и нефти;
- снижение возможности образования глубоких депрессионных воронок;
- устойчивая длительная эксплуатация скважин в условиях возможного разрушения призабойной зоны пласта и обводнения скважин;
- возможность регулирования подъема конуса подошвенной воды изменением конструкции фонтанных труб, спущенных в горизонтальную часть ствола.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: учебник для вузов по направлению «Нефтегазовое дело». -М. - Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2005. - 496 с.
2. Назарова Л.Н, Теоретические основы разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. - М.: Изд-во РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2006. - 444 с.
3. Абдульмянов С.Х. Интенсификация выработки запасов нефти из пласта АВ11-2 («рябчик») Самотлорского месторождения с применением комбинированных технологий // НТЖ «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений». - М.: ВНИИОЭНГ, 2010. - № 8. - С. 52-54.
4. Агафонова Н.Н. Гражданское право: учебное пособие для вузов / под ред. А.Г. Калпина. - Изд. 2-е, перер. и доп. - М.: Юрист, 2003. - 542 с.

ТҮҒІН

Мацалада эдебиет кездерш шолу непзведе уцгымалардыц аяцталуына келш тҮсетін юрю цоцырауыныц оптималды нусцасын талдау және тацдау резервуардыц мунайдыц ец кеп алынуын цамтамасыз ету Үшін жасалды. Ұцгымаларды салу циклінде аяцтау ҮРДісі непзп және технологиялыц жагынан кҮРделі процестердц бірлі болып табылады. Іздеспру уцгымаларында осы кезеңдц сапасы непзшен жаца кен орныныц перспективаларына байланысты, ал пайдалану кезшде - дебет және узац мерзімді объект ретінде оныц сешмдшгй

Мунай енеркэсібшдеп резервуардыц кешнен тараган жергшкп гидравликалыц сынуы уцгымалыц уцгыма аймагына эсер етудц тшмді эділі және мунай агынын арттыратын технология ретінде царастырылады. Технология цурылыстыц бір және бірнеше гидравликалыц сыныцтарымен цатар жыныстарда пайда болган жарыцтар мен таралу механизмше непзделген. Кептеген жагдайларда уцгымалардыц ткі типтерц сондай-ац келденец уцгымаларда (HS) гидравликалыц сынудыц аппараты мен тэжірибесц эсіресе бірнеше сыну (MGRP), ете тар болып табылады. Бул анизотропты біркелкі емес резервуардагы келденец уцгымаларда кеп сатылы гидравликалыц жарудыц тшмдшп мен теориялыц зерттеулершц, сондай-ац, жарылган сызаттар арасындагы цашыцтыцты багалау арцылы сыну сатыларыныц оцтайлы санын аныцтауга байланысты болды. Кдрашыганац кен орнында кешнен цолданылатын - белгш бір диаметрі бар шарики шыгару арцылы сынудыц цосылыстарыныц ашылуына непзделген FracPoint технологиясы уцгымаларды эзірлеудіц ец тшмді эділі болып табылады.

RESUME

In the article, based on the review of literature sources, the analysis and choice of the optimal variant of the inflow call at the completion of wells is made to ensure maximum oil recovery of the formation. In the well construction cycle, the completion process is one of the main and technologically complex processes. The quality of this stage in exploratory wells largely depends on the prospectivity of the new field, and in the operational - the debit and its reliability as a long-term object. The widespread local hydraulic fracturing of a reservoir (fracturing) in the oil industry is considered as an effective method of influencing the bottomhole well zone and as a technology that increases the flow of oil. The technology is based on the mechanism of occurrence and propagation of cracks in rocks both with single and multiple hydraulic fractures of the formation. The published fracture treatment works are in most cases vertical type of wells, and the information and experience of hydraulic fracturing in horizontal wells (HS), especially with multiple fracturing (MHF), are rather narrow. This is due to the fact that the processes and theoretical studies of the effectiveness of multistage hydraulic fracturing in horizontal wells under conditions of an anisotropic inhomogeneous reservoir, as well as the determination of the optimum number of stages of fracturing with an estimate of the distances between the created cracks have been little studied. Widely used in the Karachaganak field, the FracPoint technology, based on the opening of the couplings of the hydraulic fracturing system, by dumping a ball of a certain diameter is the most effective method of well development.

УДК 622.279.72

Чурикова Л.А., кандидат технических наук, доцент

Ахметжанова А.А., магистрант

НАО «Западно-Казахстанский аграрно-технический университет имени Жангир хан», г.

Уральск, Республика Казахстан

АНАЛИЗ СПОСОБОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ ПРИ ДОБЫЧЕ
ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК

Аннотация

Процесс образования гидратов зависит от физико-химических характеристик газа и вероятность гидратообразования увеличивается с повышением давления и понижением температуры, снижает дебит скважины на 18-19% для начальной температуры ниже равновесной на 20 К. В настоящее время для предупреждения образования гидратов применяют ингибиторы гидратообразования. На Карачаганакском нефтегазоконденсатном месторождении образованию гидратов способствуют наличие в составе газа сероводорода (3,82%) и углекислого газа (6,57%), при добыче природного газа на месторождении образуются смешанные гидраты.

В статье приведен анализ методов очистки систем добычи газов на промысле, предложено устройство, предотвращающее образование гидратопарафиновых отложений в линейной части промысловых трубопроводов, технологией предусмотрен нагревательный электрод (расходуемый анод), расположенный снаружи защищаемого участка трубопровода, за счет которого обеспечивается снижение гидравлического сопротивления трубопровода, тем самым создавая безгидратный режим работы линейной части промысловых трубопроводов. Работа такого устройства основана на защите промыслового трубопровода за счет действия нагревательного электрода.

Ключевые слова: образование гидратов, борьба, газовый поток, ингибитор, парафино- гидратные отложения.

Технология добычи, транспорта, хранения и переработки газа осложнена проблемой газовых гидратов. В общем случае образование газовых гидратов обусловлено наличием в потоке газа водной фазы. Процесс образования гидратов зависит от физико-химических характеристик газа. Вероятность гидратообразования увеличивается с повышением давления и понижением температуры. Образование гидратов в призабойной зоне вызывает падение дебита скважины на 18-19 % для начальной температуры ниже равновесной на 2⁰ К [1].

Наиболее благоприятные условия для образования газовых гидратов создаются при неконтролируемом выбросе пластовой воды, поступающей в газотранспортную систему с газом со скважин месторождения. Остро стоят вопросы подготовки газа для его транспортировки по газопроводам большой