

**РАЗРАБОТКА ОБВОДНЕННОЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ****И.В. Чижов, Д.А. Кустышев, В.В. Семенов***(Тюменский государственный нефтегазовый университет)****Разработка, обводненная газоконденсатная залежь, горизонтальная скважина, селективный гидравлический разрыв пласта******Water-flooded gas-condensate deposit, selective formation hydraulic fracturing development******Development of water-flooded gas-condensate deposit by horizontal wells. Chizhov I.V., Kustyshev D.A., Semyonov V.V.***

The paper describes the methods of water-flooded gas-condensate deposits development. Methods for achievement of a higher ultimate gas recovery factor in the water-flooded deposit or deposit with a close gas-water contact are analyzed. A new method is proposed for development of such deposits by drilling horizontal wells with placement of their horizontal sections in the top of the productive stratum and performing the multiple formation selective hydraulic fracturings at different rock-breakdown pressures with varying their value using the coil tubing unit pipe. Fig. 1, ref. 7.

Разработка месторождений Западной Сибири на завершающей стадии эксплуатации осуществляется в основном горизонтальными скважинами. Тем не менее повысить величину конечного коэффициента газоотдачи даже использованием горизонтального участка ствола скважины не всегда удается [1]. Основная причина этого – массовое обводнение добывающих скважин в связи с поднятием газовой воды и подтягиванием его водяного конуса к интервалам перфорации, в том числе через негерметичный цементный камень заколонного пространства этих скважин [2].

Дорогостоящие капитальные ремонты по ликвидации притока пластовых вод и промывке песчаных пробок в скважинах могут несколько отсрочить обводнение скважины, но в конечном итоге делают добычу газа и газового конденсата из такой залежи нерентабельной. Увеличение только на один процент газоотдачи по месторождениям Медвежье, Уренгойское и Ямбургское позволит дополнительно добывать не менее 100 млрд м³, что равносильно открытию нового месторождения [3].

Кроме того, по мере проведения капитальных ремонтов по изоляции притока пластовых вод, происходит постепенное отсечение и выбытие из эксплуатации основной эффективной толщины продуктивного пласта. Остается только верхняя часть продуктивного пласта – менее продуктивная. Работы по повышению конечного коэффициента газоотдачи пласта здесь помимо дополнительной перфорации не предусматриваются [4].

Для повышения конечного коэффициента газоотдачи в верхней низкопроницаемой зоне можно воспользоваться технологией бурения горизонтальных скважин в кровле продуктивного пласта и проведении селективного гидравлического разрыва из горизонтального участка ствола горизонтальной скважины в верхнюю часть пласта. При этом образующиеся трещины разрыва не должны достигать глубины газовой воды ближе 20 м.

Технология реализуется следующим образом (рисунок). В обводненной газоконденсатной залежи бурится горизонтальная скважина, при этом горизонтальный участок этой скважины прокладывается в кровле продуктивного пласта. Основным условием прокладки горизонтального участка ствола скважины является расположение его на удалении от обводнившейся части продуктивного пласта на расстояние не менее чем на 2 – 5 м.

После завершения бурения и крепления горизонтальной скважины ее горизонтальный участок перфорируется в тех интервалах, где предполагается осуществить гидравлический разрыв пласта. Причем интервалы гидравлического разрыва пласта выбираются селективно в наиболее газонасыщенной зоне продуктивного пласта, определяемого геофизическими методами.

Затем через образованные перфорационные отверстия последовательно проводится гидравлический разрыв пласта, начиная с дальнего от вертикального участка ствола горизон-

тальной скважины конца. При этом, каждый перфорированный участок, через который делается гидравлический разрыв пласта, изолируется от остальной части колонны установкой изоляционных пакеров, спускаемых на гибкой трубе колтюбинговой установки.

При прокладке горизонтального участка ствола следует руководствоваться следующим.

При близком расположении газоводяного контакта от горизонтального участка ствола скважины последний должен прокладываться перпендикулярно минимальному напряжению в горной породе. В этом случае трещина разрыва будет ориентирована параллельно горизонтальному участку ствола. Она будет располагаться в верхней не обводнившейся части пласта.

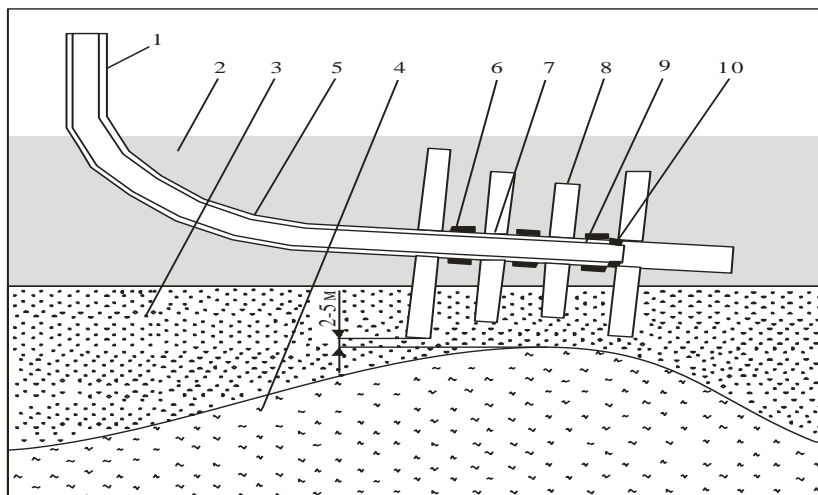


Рисунок. Реализация технологии разработки обводненной газоконденсатной залежи горизонтальными скважинами с применением селективного гидравлического разрыва пласта:

- 1 – вертикальный участок горизонтальной скважины; 2 – кровля продуктивного пласта; 3 – газонасыщенная часть продуктивного пласта; 4 – обводнившаяся часть продуктивного пласта; 5 – горизонтальный участок горизонтальной скважины; 6 – заколонный пакер; 7 – интервал перфорации; 8 – трещина разрыва; 9 – гибкая труба; 10 – изоляционный пакер

При расположении газоводяного контакта на достаточном расстоянии от горизонтального участка ствола скважины его прокладку можно осуществлять параллельно минимальному напряжению в пласте. В этом случае трещина разрыва будет ориентирована перпендикулярно стволу. Она будет дренировать большую толщину пласта.

Для повышения эффективности гидравлического разрыва пласта рекомендуется при создании трещин разрыва применять холодную жидкость разрыва, а остальную часть горизонтального участка ствола скважины, изолированную изоляционным пакером, заполнять горячей жидкостью. Охлаждение призабойной зоны пласта в районе создания трещин разрыва будет способствовать уменьшению естественной напряженности горных пород, которая может быть снижена по утверждению Б.М. Сучкова на 1-2 МПа по сравнению с разрывом с применением нагретой жидкости [5].

В процессе проведения селективного гидравлического разрыва пласта выборочно изменяется величина давления разрыва от максимальной величины, не превышающей предельно допустимой величины для пород данного пласта, до минимальной, при котором возможно получение трещины разрыва, и вновь до максимальной или какой-то средней величины. Величина давления разрыва определяется в зависимости от продуктивной характеристики пород данного интервала по результатам геофизических исследований.

В процессе гидравлического разрыва пласта будут образовываться двусторонние от оси скважины трещины вертикальной ориентации, плоскости которых пройдут через ось горизонтального участка ствола скважины. Это утверждение хорошо согласуется с результатами

исследований Б.М. Сучкова, М. Экономидес, Р. Олини и П. Валько, а также с результатами гидравлического разрыва пласта на нефтяных месторождениях Среднего Приобья [6, 7].

Двусторонность означает, что одна половина трещины разрыва окажется в продуктивном пласте над горизонтальным участком ствола, а вторая – под ним. Такая ориентация трещин разрыва объясняется тем, что толстостенный цилиндр с большим внешним радиусом, каким является горная порода, окружающая скважину, при внутреннем давлении всегда разрывается по образующей.

Поэтому при проведении гидравлического разрыва пласта из горизонтального участка ствола скважины, расположенного на расстоянии, близком к подошвенным водам (2-5 м), трещины разрыва должны быть короткими и широкими, а на более удаленном от газоводяного контакта они могут быть длинными и узкими.

Реализация предлагаемой технологии позволяет осуществлять разработку и эксплуатацию обводненной газоконденсатной залежи с увеличением коэффициента конечной промышленной газоотдачи по сравнению с традиционными методами разработки месторождения.

При этом могут быть обеспечены высокие дебиты скважин, напрямую зависящие от длины образовавшихся трещин разрыва в результате проведенных многократных гидравлических разрывов пласта, причем периодичность или хаотичность изменения величин давлений разрыва способствуют получению максимальных дебитов из проперфорированных интервалов.

В то же время большие площади тех частей трещин, которые будут располагаться внутри продуктивного пласта, позволят значительно снизить депрессии давления на пласт.

Снижение депрессии давления на пласт позволит предотвратить разрушение скелета горных пород, слагающих продуктивный пласт.

Использование коротких, но широких трещин разрыва из горизонтального участка ствола, расположенных вблизи подошвенных вод, позволит получать большие дебиты газа при небольших депрессиях давления на пласт, не допуская подтягивания подошвенных вод к скважине.

Использование длинных трещин разрыва в условиях удаленности подошвенных вод от горизонтального участка ствола скважины позволит достичь этими трещинами газонасыщенную часть горных пород и получать из продуктивной части большие дебиты газа.

Особенностью технологии является возможность проведения гидравлического разрыва пласта и всех подготовительно-заключительных операций по установке изоляционных пакеров, по закачиванию проппанта, закрепляющего трещину разрыва в раскрытом положении, вымыванию остатков проппанта после завершения гидравлического разрыва пласта за один цикл перемещением гибкой трубы по горизонтальному участку ствола, начиная с конца, дальнего от вертикального участка ствола скважины.

Предлагаемая технология позволяет осуществлять многократные селективные ГРП при различных давлениях разрыва с изменением по желанию разработчика их величины и получать проектные объемы добычи нефти и газа из казавшихся ранее нерентабельных залежей.

Список литературы

1. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. - М.: Недра, 2001. - С. 78.
2. Кустышев А.В. и др. Ремонт скважин на месторождениях Западной Сибири / А.В. Кустышев, И.И. Клещенко, А.П. Телков. - Тюмень: Вектор Бук, 1999. - 204 с.
3. Применение гидроразрыва пласта для интенсификации притока на газоконденсатных скважинах Ямбургского месторождения и перспективы применения метода в процессе дальнейшего освоения залежей / И.А. Зинченко, С.А. Кирсанов, О.А. Маршаев, М.Г. Гейхман, Ю.Ф. Юшков. - М.: ИРЦ Газпром, 2007. - 118 с.
4. Кононов А.В., Дубровский В.Н., Кустышев Д.А., Губина И.А. Восстановление простаивающих скважин на Вынгапуровском газовом месторождении // Материалы IV Международной научно-практической конференции «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышение нефтеотдачи пластов. Перспективы развития» (г. Геленджик, 2009). - Краснодар: НТЖ Интеграл, 2009. - С. 64-68.
5. Сучков Б.М. Горизонтальные скважины. - М. - Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. - 424 с.
6. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта от теории к практике. - М. - Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. - 236 с.

7. Кочетков Л.М. Методы интенсификации процессов выработки остаточных запасов нефти.- Сургут: РИИЦ «Нефть Приобья», 2005.- 112 с.

Сведения об авторах

Чижов И. В., аспирант, кафедра «Ремонт и восстановление скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, тел.: (3452) 20-09-89, e-mail: rivs_tyumen@mail.ru

Кустышев Д. А., аспирант, кафедра «Ремонт и восстановление скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, тел.: (3452) 20-09-89

Семенов В. В., аспирант кафедры «Ремонт и восстановление скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, тел.: (3452) 20-09-89

Chizhov I.V., postgraduate student, Department «Well repair and recovery», Tyumen State Oil and Gas University, phone: (3452) 20-09-89, e-mail: rivs_tyumen@mail.ru

Kustyshev D.A., postgraduate student, Department «Well repair and recovery», Tyumen State Oil and Gas University, phone: (3452) 20-09-89

Semenov V.V., postgraduate student, Department «Well repair and recovery», Tyumen State Oil and Gas University, phone: (3452) 20-09-89

УДК 622.276

**РАЗДЕЛЕНИЕ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ НА НАНОУРОВНЕ
УПРАВЛЯЕМЫМИ ЭЛЕКТРОННЫМИ ПОТОКАМИ**

Ю.А. Савиных, С.И. Грачев, А.В. Савиных, Р.М. Галикеев, Х.Н. Музипов

*(Тюменский государственный нефтегазовый университет,
Тюменский нефтяной научный центр)*

***Управляемые электронные потоки, деэмульсация, дипольные молекулы
Controlled electron flows, demulsification, dipole molecules***

Oil-water sludge separation on nanolevel by means of controlled electronic flows. Savinyh J.A., Gra-
chev S.I., Savinyh A.V., Galikeev R.M., Muzipov N.N.

In this paper a method of oil-water sludge separation, based on reorientation of dipole molecules of water on the magnetic induction lines created by electromagnetic field is proposed. The method was tested in the laboratory of Tyumen State Oil and Gas University on samples of oil from the fields Zapadno-Noyabrsk (well cluster No. 513, well 36, layer BS12) and Vyngapur (well cluster No. 391, well 1802, layer BV8). The water content in oil decreased from 30 % to 0.2 % after the sample was treated by the method proposed. Fig.5, ref.3.

В настоящее время в нефтедобыче в результате увеличения обводненности месторождений возникла проблема подготовки нефти. Наиболее эффективным направлением решения проблемы повышения производительности действующих установок подготовки нефти является ускорение процесса разрушения эмульсии с целью отделения воды от нефти в небольших аппаратах и без подогрева всего объема жидкости. Такой эффект частично достигается при применении внутритрубной деэмульсации, которая получила широкое распространение почти во всех нефтяных районах страны. Использование этой технологии не всегда обеспечивает глубокое обезвоживание нефти из-за невозможности достижения полного разрушения эмульсии. Поэтому ее применение зачастую связано с использованием резервуаров для длительного отстаивания, требуя нагрева эмульсии. Не исследованы также возможности этой технологии для разрушения особо стойких подтоварных эмульсий.

Разрушения нефтяных эмульсий можно добиться центрифугированием. При этом способе разрушение эмульсий происходит из-за центробежных сил, возникающих во вращающейся центрифуге [1]. Недостатком данной технологии является сложность конструкции, наличие вращающихся элементов конструкции.

Такой недостаток отсутствует в электрическом способе деэмульсации нефтей. Эмульсия, то есть вся ее дисперсная система, электрически находится в уравновешенном состоянии и взаимодействующие положительные заряды капель воды стремятся воспрепятствовать сближению их и агрегированию, придавая таким образом дополнительную стабильность. При перемещении фаз эмульсии под действием внешних сил дисперсная система прекращает быть нейтральной, так как часть отрицательных зарядов, находящихся на удалении от капель, уносится от них. Начинает