

направлениям т.е. перпендикулярно направлению регионального стресса (согласно проведенным исследованиям), предполагается что трещины, образующиеся после гидравлического разрыва пласта, за счёт разницы горных напряжений наилучшим образом развиваются в длину по направлению стресса горных пород (~130-145 градусов), тем самым мы получаем наибольшую длину трещин, и как следствие больший охват пласта и более высокую продуктивность скважин [1,4].

В дальнейшем на X месторождении необходимо провести дополнительные исследования и рассмотреть возможность бурения новых скважин по направлению северо-запад т.к. единственная скважина в этом направлении показала наибольшую продуктивность.

Литература

1. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. М-Ижевск, 2007-236 с.
2. Либерман Ю.М. Естественное напряженное состояние массива горных пород. – В сб.: Вопросы прочности подземных сооружений. Труды ВНИИСТ, 1962, вып. 12, С 15-18.
3. Басниев К.С., Дмитриев НМ. Обобщенный закон Дарси для анизотропных пористых сред // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1986. - № 5. – С 54-59.
4. Гусев С.В., Бриллиант Л.С., Янин А.Н. Результаты широкомасштабного применения ГРП на месторождениях Западной Сибири // Материалы совещания "Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений" (г. Альметьевск, 1995 г.). – М.: ВНИИОЭНГ – 1996, С. 291-303.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Э.В. Уразов¹

Научный руководитель – начальник отдела нефтепромысловой химии Р.Р. Хусаинов²

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

²*ООО «Газпромнефть-Восток», г. Томск, Россия*

В настоящее время большинство нефтяных месторождений России находятся на поздней стадии разработки. Эта стадия разработки характеризуется снижением уровня добычи нефти, ростом обводненности добываемой продукции. Рост обводненности добываемой продукции является одной из причин, способствующих выходу скважин из действующего фонда [1].

В России насчитывается около 122 тысяч нефтяных и газовых скважин, и в 30 % из них продукция содержит более 70% воды. Эксплуатация таких скважин, особенно на поздней стадии разработки, в рамках действующей законодательной (прежде всего, налоговой) системы часто становится убыточной для нефтедобывающих компаний. В результате количество бездействующих скважин доходит до 30 тысяч и ежегодно увеличивается [2].

В зависимости от влияния на показатели разработки, извлекаемую попутно с нефтью воду можно разделить на два вида: являющуюся рабочей жидкостью предназначенную для вытеснения нефти и не являющуюся рабочей жидкостью при заводнении коллекторов. К первому виду относится закачиваемая вода, отбор которой оказывает двойное влияние: с одной стороны, результатом этого является увеличение коэффициента нефтеотдачи пластов, а с другой стороны при этом растет себестоимость добываемой нефти. Ко второму виду относится посторонняя и подошвенная вода на участке добывающей скважины, отбор которой удорожает себестоимость нефти и осложняет выработку пластов.

Мероприятия по ограничению притока вод первого вида предусматривают изоляцию промытых пропластков, отключение обводненных пластов из разработки, ограничение притока закачиваемых вод из разработки выравниванием профиля приемистости нагнетательных скважин и нахождение оптимальных величин отбора ее из пласта. Мероприятия по ограничению притока вод второго вида сводятся к улучшению качества цементирования эксплуатационных колонн при строительстве скважин (первичное крепление) и водоизоляционных работ при эксплуатации (вторичное крепление).

Для того, чтобы успешно бороться с обводнением скважин, необходимо знать причины обводнения, так как каждый вид водопритока требует своей технологии и соответствующего тампонажного материала. К сожалению, в последнее время, часто из-за ограниченности финансовых возможностей предприятий, резко возросло число ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах с применением цемента, как наиболее доступного и дешевого материала. Цементирование может дать положительные результаты при изоляции притока воды только в некоторых случаях, например, когда требуется отсечь какой-то участок пласта и перейти на вышележащий горизонт. Однако со временем, когда перфорация будет сделана у кровли пласта, оставшаяся в обводнившемся пласте нефть окажется потерянной [3].

Использование цементных растворов для ограничения притока воды не может быть эффективным из-за их низкой фильтруемости и невозможности проникновения в пласт на достаточную глубину (дисперсности); высокой плотности, что может вызвать их поглощение и гидроразрыв пласта; высокой фильтраотдачи (ухудшения подвижности раствора, коагуляции продуктивной зоны и усложнения освоения скважины); низкой механической и ударной прочности (растрескивание камня при повторной перфорации, приложении депрессий); низкой коррозионной стойкости и др.

При закачке любого состава в призабойную зону скважины (ПЗС) происходит его проникновение в продуктивный пласт с изменением фильтрационного сопротивления. Для производства ремонтно-изоляционных работ (РИР) наиболее предпочтительными являются составы, обладающие селективным действием, снижающие проводимость коллектора в водонасыщенных пропластках и практически не изменяющие фильтрационные характеристики нефтенасыщенных пластов.

Тампонирующие материалы на основе кремнийорганических соединений (КОС) нашли широкое применение на нефтяных месторождениях Краснодарского края и Сибири [1]. Это составы, включающие алкоксисилоксаны (АКОР). В связи с рядом преимуществ, присущих кремнийорганическим жидкостям: хорошей фильтруемостью в пласт; низкой температурой замерзания; стойкостью получаемой тампонирующей массы к температуре и пластовым жидкостям, получили широкое применения и занимают одно из ведущих мест среди водоизоляционных материалов по объемам применения, что определяется целым комплексом его физико-химических и технологических свойств.

Технология с использованием веществ на основе кремний-органических соединений применима при всех видах обводнения: по прослоям, подошвенном, для ликвидации водоперетоков по негерметичному цементному кольцу, а также для выравнивания профиля приемистости в нагнетательных и паронагнетательных скважинах. Работы проводятся с подъемом и без подъема внутрискважинного оборудования вне зависимости от способа эксплуатации скважин [2].

Однако, несмотря на все преимущества и невысокую стоимость, существует ряд недостатков, связанных с применением кремний-органических соединений. АКОРы предпочтительно использовать при повышенных температурах коллектора, так как в температурном диапазоне 20-30 °С время отверждения сильно замедляется. В связи с присутствием в составе АКОРа хлоридов титана или железа, он коррозионно активен. В зависимости от химического состава и качества приготовления раствора, некоторые жидкости нестабильны в процессе доставки в пласт.

В работе рассматривается применение кремнийорганического водоизолирующего состава (КВС) с низкой начальной вязкостью (3-5 сПз), предназначенного для блокирования обводненных каналов низкопроницаемых коллекторов и укрепления ПЗП. Для увеличения адгезии и прочности смеси, в состав вводятся армирующие наполнители, в зависимости от требуемого результата, как: требования к размерам зон изоляции, ФЕС коллектора, вид перетока.

Основными особенностями применения КВС являются:

- селективность действия в случае использования неразбавленной товарной формы, поскольку отверждение происходит только под действием воды в водонасыщенных участках коллектора;
- состав отверждается водой любой минерализации;
- полнообъемное отверждение и высокая химическая адгезия к породе. Высокий изолирующий эффект и способность выдерживать высокие депрессии на пласт (более 10 МПа);
- простота в приготовлении;
- для проведения работ используется стандартная техника;
- низкая вязкость рабочих растворов и отсутствие твердой фазы в составе позволяет проникать в низкопроницаемые участки пласта;
- возможность использовать в иных составах как базовый реагент для добавки армирующих наполнителей.

Литература

1. Кадыров Р.Р. Методы ограничения водопритока при строительстве и эксплуатации скважин: Автореферат диссертации доктора технических наук. Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
2. Скородиевская Л.А., Строганов А.М., Рябоконт С.А. Повышение эффективности водоизоляционных работ путем использования материала АКОР // Нефт. хоз-во. 1999. № 2. С. 16–20.
3. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: Учебное пособие / И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля, А.К. Ягафаров, В.П. Овчинников. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. - 386 с
4. Дубинский Г.С., Андреев В.Е., Акчуринов Х.И., Котенев Ю.А. Развитие технологий ограничения водопритока в добывающие скважины
5. Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Пташко О.А. Котенев Ю.А. Интегрированная метотехнология ограничения водопритока в добывающие скважины // Государственная политика в области охраны окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов: Материалы науч.-практ. конф., 12–14 октября 2010 г. Уфа, 2010. С. 98–99.