

Литература

1. Сергеев В.Л., Аниканов А.С. Кемеров, П.А. Интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин методом детерминированных моментов давлений // Известия ТПУ. – 2011 –Т. 319 –№ 4 – С. 47–50.
2. Сергеев В.Л., Ву К.Д. Адаптивная интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 9. – С.70–77.
3. Сергеев В.Л., К.Д. Ву. К оптимизации адаптивных алгоритмов идентификации и интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Доклады ТУСУРа. – 2016. – № 1. – С.98–102.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ СКВАЖИНАМИ С ДУАЛЬНОЙ СИСТЕМОЙ СТВОЛОВ

С.И. Губанов

Научный руководитель доцент В.А. Ольховская

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный технический университет», г. Самара, Россия

Опыт разработки месторождений, расположенных на территории Российской Федерации, в частности, в Самарской области и республике Татарстан, а также месторождений ближнего и дальнего зарубежья указывает на отсутствие универсальных технологий и способов комплексного воздействия на залежи высоковязкой нефти. В ряде случаев при добыче трудноизвлекаемых запасов, высокая вязкость которых имеет существенное влияние на скорость течения углеводородов, применяют тепловые методы и увеличение депрессий на пласт.

Наиболее предпочтительны тепловые методы, которые могут быть реализованы без применения наземных парогенераторов. Если источник тепла находится непосредственно в пласте или в призабойной зоне скважин, это способствует рациональному использованию тепловой энергии для интенсификации добычи нефти и сопровождается значительным сокращением энерго- и ресурсозатрат.

Комплексный подход к разработке месторождений высоковязкой нефти предусматривает вскрытие пласта скважиной с дуальной системой стволов, создание трещин в продуктивном пласте путем интенсивного газодинамического воздействия, а также периодический прогрев пласта с помощью высокотемпературного источника, размещенного в непосредственной близости к объекту воздействия. Предлагается [1] осваивать месторождения высоковязкой нефти вертикальными скважинами с бурением дополнительного бокового ствола, причём и вертикальный, и боковой ствол вскрывают один и тот же нефтенасыщенный пласт. В скважины спускается малогабаритное глубинно-насосное оборудование, например, так, чтобы насос располагался в боковом стволе (рисунок). Реализация интенсивного газодинамического воздействия с применением скважинных газогенерирующих устройств предусматривает применение высокотемпературного источника и горюче-окислительных составов (ГОС), доставляемых на забой вертикального ствола на геофизическом кабеле или порожних насосно-компрессорных трубах в комплексе с пакерно-якорным устройством.

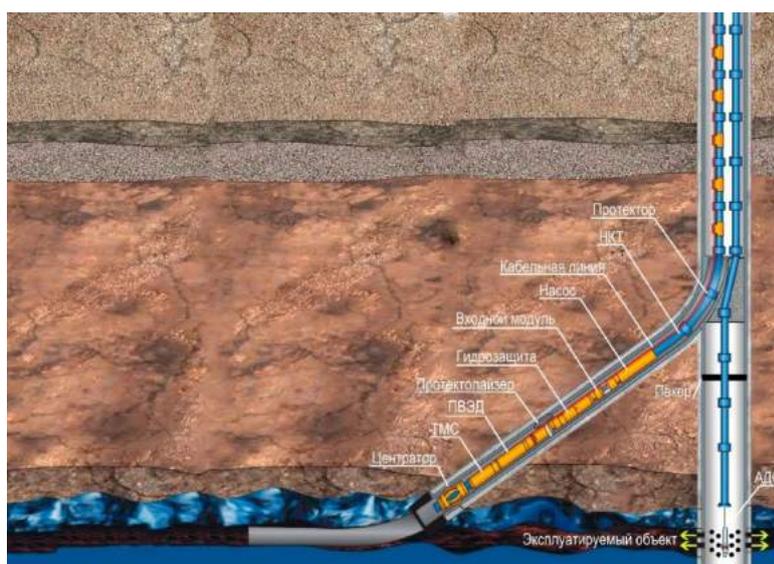


Рис. 1. Скважина с дуальной системой стволов

Основным эффектом интенсивного газодинамического воздействия на пласт с применением скважинных газогенерирующих устройств является образование и раскрытие в пласте трещин, которые, вследствие остаточной деформации горной породы, не закрываются после окончания барического воздействия. При горении заряда в интервале продуктивного пласта находящаяся в скважине и в пласте жидкость под избыточным давлением продуктов горения заряда вытесняется в пласт, расширяет естественные трещины, поровые каналы и создает новые трещины. Расчеты показывают, что для типичных коллекторов нефти и газа протяженность образовавшихся трещин составляет 25–30 м с величиной раскрытия 2–4 мм [3]. В зоне горения горюче-окислительного состава температура поднимается до +1000 °С и более, а избыточное давление составляет 40–60 МПа, за счёт чего обеспечивается связь скважины с пластом [3].

По завершении цикла термообработки прогрев прекращается, запускается насос, и начинается отбор продукции из бокового ствола. Продолжительность цикла варьируется в зависимости от темпа снижения дебита, затем отбор продукции прекращается и повторяется цикл прогрева пласта без подъёма насосного оборудования из скважины. Далее повторяется цикл отбора продукции из бокового ствола.

К преимуществам предлагаемого комплексного подхода можно отнести следующее.

1. Отсутствие ограничений, связанных с ростом температуры пласта и происходящими в нем изменениями.
2. Обеспечение гибкости производства работ по термобарохимическому воздействию за счет уменьшения числа спуско-подъемных операций, взаимозаменяемости энергоносителей, периодичности прогрева пласта.
3. Возможность обработки сплошного и достаточно протяженного интервала скважины и, как следствие, получения существенно более продолжительного импульса давления.
4. Возможность оперативного регулирования соотношений между компонентами ГОС перед закачкой в скважину и величины максимального давления в зоне обработки.

В случае оптимального температурного режима основными индикаторами эффективности будут являться интенсификация добычи нефти и увеличение степени выработки запасов. Для достижения эффекта эксплуатационный боковой ствол должен находиться в пределах радиуса зоны прогрева.

Расчёт параметров термобарического воздействия выполнен на примере терригенного пласта одного из месторождений, расположенных на территории Самарской области (Россия).

Для обоснования глубины прогрева и отхода бокового ствола от вертикали использована одна из возможных математических моделей – аналитическая одномерная модель в радиальном приближении, и выполнен модифицированный расчет по способу Ловерье [1].

Поскольку нефть исследуемого пласта является высоковязкой, содержит большое количество структурообразующих компонентов – асфальтенов, смол, парафина (от 3,68 до 11,51%, от 9 до 13% и от 4,17 до 7,4%, соответственно), произведена аналитическая оценка ее структурно-механических свойств. Значения граничных градиентов давления рассчитывались с учётом проницаемости пласта, температуры и компонентного состава углеводородных фаз по корреляционным зависимостям для нелинейно вязкопластичной модели течения нефти, предложенным коллективом специалистов под руководством В.В. Девликамова [2]. Эмпирические зависимости получены для нефти карбона месторождений Татарии, которая по ряду критериев может считаться аналогом нефти исследуемого пласта [4].

Поскольку планируется тепловое воздействие, изменяющее реологическую характеристику нефти, расчеты выполнены для диапазона температур от 28 °С до 80 °С. Результаты были использованы для обоснования потенциальных дебитов добывающих скважин. Парные значения «дебит – депрессия» определены с помощью фильтрационной модели, которая включала такие параметры, как граничные градиенты давления и предельное динамическое напряжение сдвига нефти, рассчитанные с учетом температурных изменений.

Анализ результатов позволяет сделать следующие выводы.

Нелинейно вязкопластичное течение нефти исследуемого пласта в широком диапазоне температур возможно при депрессиях от 2,5 МПа до 4,6 МПа, что свойственно пористым средам с умеренной проницаемостью, где сказывается влияние вязко-структурных свойств нефти на фильтрацию.

Проектный дебит 16 т/сут, который фактически достигнут при депрессии 7,36 МПа, может поддерживаться при депрессии 3,76 МПа, если температура в точке отбора будет доведена до 40 °С. С увеличением температуры до 80 °С посредством теплового воздействия через систему дуальных стволов можно добиться значительного прироста дебита скважины, что в экономическом отношении также может оказаться выгодным.

Литература

1. Астафьев В.И., Ольховская В.А., Губанов С.И. Прогрев пласта в скважине с дуальной системой стволов и интенсификация добычи высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. – 2016. - № 2. – С. 66-69.
2. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. – М.: Недра, 1975. – 168 с.
3. Меркулов А.А. Научные основы создания эффективной гидродинамической связи скважины с пластом с использованием энергии взрыва – Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук: 25.00.17 / РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Москва, 2016.
4. Миясаров А.Ш. Совершенствование разработки залежи высоковязкой нефти с применением ресурсосберегающей технологии увеличения нефтеотдачи (на примере Солдатского месторождения). – Диссертация кандидата технических наук: 25.00.17. – Уфа, 2015.