УДК 622.245.5

Повышение эффективности разработки терригенных нефтенасыщенных коллекторов системой ориентированных селективных щелевых каналов

С.Е.ЧЕРНЫШОВ¹, В.А.РЕПИНА¹, Н.И.КРЫСИН¹, ДЭВИД ИАИН МАКФЕРСОН МАКДОНАЛД²¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия² Абердинский университет, Абердин, Шотландия, Великобритания

Как цитировать эту статью: Повышение эффективности разработки терригенных нефтенасыщенных коллекторов системой ориентированных селективных щелевых каналов / С.Е.Чернышов, В.А.Репина, Н.И.Крысин, Дэвид Иаин Макферсон Макдоналд // Записки Горного института. 2020. Т. 246. С. 660-666. DOI: 10.31897/PMI.2020.6.8

Аннотация. Выполнена сравнительная оценка изменения дебита нефтедобывающих скважин с учетом увеличения площади вскрытия продуктивной части разреза, а также восстановления проницаемости горных пород коллектора за счет их разгрузки при создании щелевых каналов методом ориентированной щелевой гидropескоструйной перфорации. Проанализированы различные направления ориентирования и интервалы размещения щелей с учетом обводнения отдельных пропластков и азимутального направления большей части невыработанных запасов по отдельным блокам рассматриваемой залежи.

Для оценки эффективности разработки терригенных нефтенасыщенных коллекторов порового типа с применением ориентированной щелевой гидropескоструйной перфорации выполнены расчеты на полномасштабной геолого-гидродинамической модели одного из нефтяных месторождений Пермского края. В качестве объекта моделирования рассматривается визейский терригенный объект разработки.

Моделирование проведения технологии ориентированной щелевой гидropескоструйной перфорации выполнено на трехмерной фильтрационной модели по 14 низкодебитным скважинам, находящейся в зоне с повышенной плотностью остаточных извлекаемых запасов, а также с неравномерной выработкой запасов по разрезу. Разработана оптимальная схема размещения щелевых каналов по толщине продуктивной части разреза скважины. Селективно сформировано 24 щелевых канала с учетом интервалов повышенной нефтенасыщенности. Выполнена сравнительная оценка расчетного дебита скважин для кумулятивной перфорации рассматриваемого продуктивного объекта и разработанного метода щелевого вскрытия. По результатам моделирования получен прирост дебита нефти 2,25 т/сут в случае применения метода ориентированной щелевой гидropескоструйной перфорации дополнительной накопленной добыча за два года прогнозных расчетов по одной скважине составила 0,5 тыс.т.

Ключевые слова: добывающая скважина; ориентированная щелевая гидropескоструйная перфорация; селективная перфорация; моделирование объекта разработки; технология вторичного вскрытия; восстановление проницаемости

Благодарность. Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки Пермского края при реализации проекта МИГ-21 (Соглашение № С-26/785 от 21.12.2017).

Введение. Обеспечение условий для восстановления начальной проницаемости горных пород коллектора позволит максимально увеличить дебиты нефтедобывающих скважин и повысить эффективность разработки конкретной залежи.

Технические средства (рис.1) и технология проведения ориентированной щелевой гидropескоструйной перфорации (ОЩГПП) позволят обеспечить качественное вскрытие продуктивных пластов в заданных направлениях с учетом напряженно-деформированного состояния горных пород, направления невыработанных запасов углеводородов, а также снизить обводненность продукции скважин за счет селективного вскрытия коллектора и повысить их продуктивность [5, 6].

Очевидным преимуществом проведения ориентированного щелевого вторичного вскрытия продуктивных пластов является не только обеспечение разгрузки приствольной зоны скважины от действующих напряжений [2]. Разработанные устройства и технологические жидкости позволяют создать надежную гидродинамическую связь в системе скважина – пласт, не ухудшая при

Рис.1. Электронная модель гидropескоструйного перфоратора и блока ориентации для проведения ОЩГПП

этом фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта, что обеспечивает снижение напряженно-деформированного состояния горных пород в ПЗП и дает возможность подготовить скважину к проведению направленного ГРП в будущем.

Первым аргументом в пользу данной технологии являются относительно невысокие давления при ее проведении и обеспечение сохранности крепи обсадных колонн скважин. Технология ОЦГПП предполагает реализацию двух режимов при рабочих давлениях около 20 и 30 МПа необходимо отметить, что это рабочие давления агрегатов, а нагрузки, действующие на крепь скважины, не превышают 10 МПа и являются локальными, за счет чего удастся обеспечить сохранность крепи скважин. Нагрузки, передаваемые на цементный камень по результатам расчетов, при давлении в интервале перфорации 10 МПа составили 0,65-1,72 МПа, что не превышает прочность на изгиб цементного камня, формируемого из разработанных тампонажных составов (9-12 МПа через 4-7 суток твердения).

Вторым значительным положительным эффектом рассматриваемой технологии является разгрузка от действующих напряжений на горные породы коллектора вблизи скважины. При расчетах были приняты характеристики терригенного коллектора порового типа Шершневского месторождения: тип коллектора – терригенный, глубина по вертикали 1577 м, эффективная нефтенасыщенная толщина 3,6 м, пористость 0,15 д.ед, начальное пластовое давление 15,0 МПа [2]. Для определения упругих и прочностных свойств использовались каротажные материалы (гамма-каротаж, акустический и плотностной каротаж, ВАК-Д), а также корреляционные зависимости, полученные в ходе испытаний кернового материала.

Возможность разрушения породы оценивалась по наличию условных зон неупругих деформаций (по Н.С.Булычеву) [4], для чего рассчитывался критерий разрушения по Кулону – Мору:

$$\sigma_1 - p = UCS + (\sigma_3 - p) \frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi}, \quad (1)$$

где σ_1 , σ_3 – главные напряжения; UCS – прочность на одноосное сжатие; φ – угол внутреннего трения; p – пластовое (поровое) давление.

Разгрузка массива оценивалась по изменению среднего эффективного давления $\Delta\sigma$. Зоны разгрузки ограничивались величиной $\Delta\sigma$, равной 20 % от исходного уровня напряжений. Предполагалось, что если изменение среднего эффективного давления меньше этой величины, то его влияние на проницаемость породы будет незначительным:

$$\Delta\sigma = \frac{(\sigma_1^{(1)} + \sigma_2^{(1)} + \sigma_3^{(1)}) - (\sigma_1^{(0)} + \sigma_2^{(0)} + \sigma_3^{(0)})}{3}, \quad (2)$$

где $\Delta\sigma$ – изменение среднего эффективного давления; σ_1 , σ_2 , σ_3 – главные эффективные напряжения.

Всего было рассмотрено четыре основных расчетных варианта по размещению целевых каналов для оценки зоны разгрузки. На рис.2 представлена схема расчетного варианта, который показал наибольший эффект от разгрузки.

С целью определения разгрузочного эффекта при создании щелевых каналов выполнены оценочные расчеты их влияния на проницаемость горных пород коллекторов с использованием зависимости проницаемости от всестороннего эффективного давления. Для терригенных коллекторов Шерш-

Рис.2. Расчетная схема задачи об ориентации щелевых каналов и улучшения проницаемости снижением НДС

Рис.3. Распределение проницаемости при депрессии 5 МПа в окрестности скважины с щелевой перфорацией по расчетной схеме

невского месторождения установлено, что при длительном действии эффективного давления, превышающего природное, происходит существенное снижение их проницаемости. Степень снижения проницаемости выше у образцов с более высокой исходной проницаемостью. Так, у образца с исходной проницаемостью 100 мД при росте эффективного давления проницаемость снижается до 52 мД [2].

Результаты расчетов по оценке проницаемости терригенных коллекторов порового типа после формирования щелевых каналов представлены на рис.3. Ожидаемое увеличение дебита по нефти составит 3,5-7,3 раз за счет разгрузки от действующих напряжений и увеличения площади фильтрации флюидов.

Большое число научных работ посвящено различным технологиям проведения щелевой гидромеханической или гидropескоструйной перфорации для вторичного вскрытия продуктивных пластов нефтяных и газовых скважин

за рубежом. В основном рассматриваются преимущества данного метода перфорации с точки зрения повышения проницаемости пород коллекторов, производительности скважин и безопасности перфорационных работ.

А.Сhason [7] продемонстрировал, что преимущества данного метода наглядно характеризуются значительным ростом дебитов газа. В работах М.Sharma [8] результаты моделирования сравниваются с экспериментальными результатами по содержанию абразивных частиц и проницаемости в зоне перфорационных отверстий. Получена хорошая сходимость результатов лабораторных и промысловых исследований.

М.А.Rahman [11] установил, что проницаемость открытой скважины снижается в пределах 30-75 % из-за применения перфорации взрывными методами. Y.Zhang с группой ученых [10] выделили три основных преимущества метода струйной перфорации, который кроме сохранности крепи скважин, приводит к повышению производительности нефтяных скважин за счет формирования щелевых перфорационных отверстий, которые, в свою очередь, позволяют снизить концентрацию напряжений в непосредственной близости от ствола скважины, а также преодолеть загрязненную зону в околоскважинной зоне продуктивных пластов.

В работах J.Yu и H.Li [12] отмечено, что исходная проницаемость и пиковая прочность песчаника изменяются в зависимости от действующих напряжений и осмотического давления при гидромеханическом воздействии. Установлено, что при трехосном нагружении формируется локальная полоса уплотнения. Изменение проницаемости определяется схлопыванием микротрещин и уплотнением скелета горных пород, раздробленного после упругопластической стадии деформаций.

Современное программное обеспечение и наличие актуальных геолого-гидродинамических моделей нефтегазовых месторождений позволяют повысить эффективность применения технологии вторичного вскрытия, используя результаты фундаментальных исследований.

В работе [9] моделируется процесс формирования щелевых каналов, состоящий из двух режимов – резания обсадной колонны и гидropескоструйного воздействия на породу и создание щелей. Отмечается, что по сравнению с кумулятивной перфорацией отверстие на стенке обсадной трубы и щелевой канал в цементе были намного больше при использовании метода щелевой гидроабразивной перфорации. Кроме того, кумулятивная перфорация приводит к образованию непроницаемой поверхности формируемых каналов. Чтобы лучше изучить этот эффект, было проведено трехмерное численное моделирование [13], полученная модель дала общую картину распределения напряжений и зоны разрушения в околоскважинном пространстве продуктивных пластов.

Методология. Одним из основных инструментов для обоснованного принятия стратегических и тактических решений при разработке месторождений углеводородов является моделиро-

вание процессов извлечения нефти и газа. Повышение эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений связано как с совершенствованием техники, так и технологий разработки. Несомненно, каждая технология воздействия на продуктивный пласт до практической реализации должна быть обоснована с помощью математических расчетов. Нефтедобывающие компании с помощью программного комплекса Tempest More компании ROXAR решают подобные задачи. Данный симулятор широко используется для создания гидродинамических моделей при проектировании системы разработки залежей. За время его существования накоплен большой опыт применения, кроме того, в симулятор включено большое количество дополнительных инструментов.

Работа гидродинамического симулятора включает в себя решение системы нелинейных уравнений, основанных на следующих соотношениях: закон сохранения массы и энергии; закон переноса массы; уравнение состояния.

Решение системы дифференциальных уравнений позволяет определить состояние модели в каждом отдельно взятом блоке в определенный момент времени. Эти уравнения являются фундаментальными и формируют уравнение материального баланса [1]. Проектные решения по разработке месторождений нефти и газа обосновывают на трехмерных геолого-гидродинамических моделях многофазной фильтрации [3].

Расчет дебитов скважин в Tempest More проводится при помощи законов Дюпюи и сохранения массы. Для гидродинамического моделирования используются блочные модели, содержащие в себе информацию о статических и динамических свойствах. При моделировании добычи на скважине на блочной модели необходима информация о траектории ствола, ограничениях по добыче, забойном давлении, а также информация об интервале перфорации. В данном случае ориентированная щелевая перфорация имитируется при помощи ключевого слова BRANCH, которое моделирует дополнительные ответвления боковых каналов от скважины. Регулируя геометрические размеры и положение ответвлений, можно добиться достаточного подобия с ориентированной перфорацией. Далее определим, на какие параметры расчета в модели это повлияет и каким образом.

Дебит скважин в модели зависит от величины депрессии, пластового и забойного давлений, подвижности флюида и сообщаемости скважина – пласт. Независимо от геометрии сетки, дебиты скважин связаны с давлениями соотношением

$$q_{il} = \lambda_{il} W I_l (p_l - p_{bh}), \quad (3)$$

где q_{il} – дебит i -го компонента из вскрытого скважиной блока l ; λ_{il} – подвижность i -го компонента в блоке l ; $W I_l$ – сообщаемость скважина – пласт в блоке l ; p_l – давление в блоке l , приведенное к глубине приведения забойного давления; p_{bh} – забойное давление в скважине.

Сообщаемость скважина – пласт описана формулой

$$W I_l = \frac{\theta k_l h_l f_l}{\ln r_{ol} / r_w + S_l}, \quad (4)$$

где θ – коэффициент, учитывающий положение ствола скважины в блоке, может принимать значения $\pi/2$, π или 2π для скважин, расположенных соответственно в углу, на границе или в центре блока прямоугольной сетки; $k_l = \sqrt{k_1 k_2}$ для блока l ; k_1 и k_2 – проницаемости в направлениях, перпендикулярных направлению скважины; h_l – интервал перфорации в блоке l ; f_l – множитель для перфорации в блоке l ; r_{ol} – эквивалентный радиус блока l ; r_w – радиус скважины; S_l – скин-фактор в блоке l .

Определив параметры и их взаимосвязь в модели, можно понять, что при использовании ключевого слова BRANCH для моделирования ориентированной перфорации, в первую очередь для каждого вскрытого блока увеличится плотность перфорации. Создание небольших ориентированных каналов приводит к увеличению площади фильтрации, уменьшению фильтрационного сопротивления в определенном направлении. В результате появившаяся азимутальная неоднородность в призабойной зоне создает каналы, которые будут определять основное направление фильтрации флюида.

Рис.4. Распределение текущей нефтенасыщенности в трехмерной гидродинамической модели и направление формирования щелевых каналов

Моделирование разгрузочного эффекта при создании дополнительных щелевых каналов выполнено за счет улучшения свойств призабойной зоны скважины, а именно увеличения множителя сообщаемости скважина – пласт, исходя из формулы (4).

В соответствии с предложенной методикой проведения ОЦГПП площадь фильтрации увеличена за счет дополнительных участков фильтрации продуктивного пласта.

Обсуждение. С целью оценки эффективности применения ориентированной щелевой гидropескоструйной перфорации в качестве метода вторичного вскрытия продуктивных пластов, в том числе и на ранее перфорированных скважинах, использована полномасштабная гидродинамическая модель визейских терригенных отложений Чашкинского нефтяного месторождения. Терригенные коллекторы данного объекта являются поровыми, среднее значение коэффициента пористости составляет 0,15 д.ед, коэффициент

проницаемости 50 мД. В настоящее время объект находится на третьей стадии разработки. Согласно промысловым данным 50 % фонда добывающих скважин работают с дебитами нефти менее 5 т/сут. В 2001 г. на двух добывающих скважинах данного объекта проводилась щелевая гидropескоструйная перфорация, средний прирост дебита нефти после мероприятий составил 2,8 т/сут на скважину.

Для моделирования методики ОЦГПП выбраны скважины, находящиеся в зоне с повышенной плотностью остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ), а также с неравномерной выработкой запасов по разрезу. Более подробно рассмотрим результаты оценочных расчетов на примере скважины 1, которая работала с дебитом нефти 2-5 т/сут на рассматриваемом объекте, а в настоящее время выведена из эксплуатации. По состоянию трехмерного куба текущей нефтенасыщенности выбрано ориентирование щелей в сторону ее наибольшего значения по рассматриваемому пласту (рис.4). Моделирование дополнительных перфорационных каналов дренирования в заданном направлении реализовано в гидродинамическом симуляторе Tempest More компании ROXAR.

На полномасштабной модели объекта разработки выполнено два варианта расчета – при стандартной перфорации скважины и с реализацией ОЦГПП. Во втором варианте при перфорации скважины создано дополнительно 24 щели. Направление щелей задано в сторону максимальной нефтенасыщенности пласта. По разрезу скважины щели распределены следующим образом (рис.4): в верхней части проницаемого пласта в зоне повышенной нефтенасыщенности реализовано 8 щелей в интервале 2,2 м, в середине нефтенасыщенного интервала 12 щелей на 2,8 м, в нижней части пласта 4 щели на 0,7 м разреза. Сравнение дебитов и накопленной добычи нефти по скважине 1 до и после моделирования селективного вскрытия представлено на рис.5.

В результате моделирования технологии ОЦГПП на трехмерной фильтрационной модели по скважине 1 получен прирост дебита нефти 2,25 т/сут, дополнительная накопленная добыча за два года прогнозных расчетов составила 0,5 тыс.т.

Рис.5. Параметры работы скважины до и после проведения ОЦГПП: а – дебит нефти; б – накопленная добыча нефти

1 – стандартное вскрытие; 2 – технология ОЦГПП

Рис.6. Разрез по скважине 1 на примере куба нефтенасыщенности до (а) и после (б) проведения ОЦГПП

На рис.6 показано распределение коэффициента остаточной нефтенасыщенности в разрезе скважины через два года после проведения мероприятия. Мероприятие вторичного вскрытия пласта с применением ориентированных щелей обеспечивает более полную и равномерную выработку запасов по разрезу скважины.

По результатам проведенных расчетов по 14 низкодебитным скважинам на рассматриваемом месторождении за двухлетний период среднее значение прироста дебита по нефти составило 2,63 т/сут на одну скважину.

Заключение. Реализация ОЦГПП на полномасштабной трехмерной гидродинамической модели подтверждает положительный эффект от предложенного мероприятия, направленного на повышение производительности низкодебитных скважин.

Рассматриваемая технология позволяет проводить селективное ориентированное щадящее вскрытие нефтенасыщенных пластов малодебитных скважин для снижения обводненности продукции и повышения их продуктивности. Полученные результаты расчетов показывают эффективность технологии ОЦГПП в условиях рассматриваемого месторождения для терригенных коллекторов порового типа, с глубиной залегания 1500-2300 м и проницаемостью 50-100 мД.

В настоящее время большинство месторождений Пермского края находятся на завершающей стадии разработки. Работа скважин на данной стадии характеризуется низким значением дебита нефти, высоким процентом обводненности продукции. Неоднородное распределение остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) по площади и разрезу залежи связано с геологической неоднородностью свойств коллекторов и несовершенством системы разработки объектов. Для максимального доизвлечения ОИЗ необходимо проведение экономически целесообразных мероприятий по увеличению нефтеотдачи.

Технология ОЩГПП позволяет извлекать невыработанные запасы, в том числе и в районах низкодебитных скважин. Наличие потокометрических исследований по скважине повысит эффект от реализации ОЩГПП. Использование трехмерных гидродинамических моделей позволяет выбрать скважины – кандидаты для проведения ОЩГПП. При отсутствии потокометрических данных по гидродинамической модели залежи можно оценить фильтрационно-емкостные свойства коллектора, определить ориентацию перфорационных каналов в направлении от фронта нагнетания для снижения текущей обводненности скважин, что обеспечит достижение лучшего эффекта от мероприятия.

ЛИТЕРАТУРА

1. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х.Азиз, Э.Сеттари. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 416 с.
2. Влияние ориентации и схемы размещения каналов щелевой перфорации на проницаемость терригенных коллекторов в околоскважинной зоне пластов / С.Г.Ашихмин, С.Е.Чернышов, Ю.А.Кашников, Д.И.М.Макдоналд // Нефтяное хозяйство. 2018. № 6. С. 132-135. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-6-132-135
3. Закиров Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2001. 303 с.
4. Кашников Ю.А. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья / Ю.А.Кашников, С.Г.Ашихмин. М.: Горная книга, 2019. 491 с.
5. Патент № 2645059 РФ. Способ щелевой гидropескоструйной перфорации / С.Е.Чернышов, Е.П.Рябокoнь, М.С.Турбаков, Н.И.Крысин. Опубл. 15.02.2018. Бюл. № 5.
6. Совершенствование устройств щелевой гидropескоструйной перфорации в нефтяных скважинах / Н.И.Крысин, Е.П.Рябокoнь, М.С.Турбаков, С.Е.Чернышов, А.А.Щербаков // Нефтяное хозяйство. 2016. № 8. С. 129-131.
7. Chacon A. Novel abrasive perforating with acid soluble material and subsequent hydraj et assisted stimulation provides outstanding results in carbonate gas well / A. Chacon, J.C.J. Fadul, J. Noguera // Society of Petroleum Engineers. Presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, 22-23 March 2016, Houston, Texas, USA. SPE-179083-MS. DOI: 10.2118/179083-MS
8. Sharma M.M. Nature of the compacted zone around perforation tunnels // Society of Petroleum Engineers. Presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control, 23-24 February 2000, Lafayette, Louisiana. SPE-58720-MS. DOI: 10.2118/58720-MS
9. Surface Experiment of Abrasive Water Jet Perforation / Z. Huang, J. Niu, G. Li, X. Yuan, Y. Liu // Petroleum Science and Technology. 2008. Vol. 26. Iss. 6. P. 726-733. DOI: 10.1080/10916460701208454
10. Stimulation mechanism of oil well using high-pressure water jet deep-penetrating perforation technique / Y. Zhang, G.-S. Li, W. Xiong, Z. Huang, J.-L. Niu // Journal of the University of Petroleum China. 2004. Vol. 28. Iss. 2. P. 38-41.
11. Quantifying the skin factor for estimating the completion efficiency of perforation tunnels in petroleum wells / M. A. Rahman, S. Mustafiz, M. Koksai, M. R. Islam // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2007. Vol. 58. Iss. 1-2. P. 99-110. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.11.012
12. Triaxial experimental study of associated permeability-deformation of sandstone under hydro-mechanical coupling / J. Yu, H. Li, X. Chen, Y. Cai, N. Wu, K. Mu // Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering. 2013. Vol. 32. Iss. 6. P. 1203-1213.
13. Wang J.-A. Fluid permeability of sedimentary rocks in a complete stress-strain process / J.-A. Wang, H. D. Park // Engineering Geology. 2002. Vol. 63. Iss. 3-4. P. 291-300. DOI: 10.1016/S0013-7952(01)00088-6

Авторы: С.Е.Чернышов, канд. техн. наук, доцент, nirgnf@bk.ru (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), В.А.Репина, старший преподаватель, silajcheva.v@yandex.ru (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), Н.И.Крысин, д-р техн. наук, профессор, krysin_niko@mail.ru (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), Дэвид Иаин Макферсон Макдоналд, профессор, d.macdonald@abdn.ac.uk (Абердинский университет, Абердин, Шотландия, Великобритания).

Статья поступила в редакцию 13.05.2020.

Статья принята к публикации 15.07.2020.