УДК 622.245

К.С.КУПАВЫХ, *студент, kypavih@yandex.ru*
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург

K.S.KUPAVYKH, *student, kypavih@yandex.ru*
National Mineral Resources University (Mining University), Saint Petersburg

ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Вскрытие пласта и вызов притока нефти – самый важный этап строительства скважин. Нами предлагается новый метод освоения скважин в осложненных условиях, основанный на цикличном гидродинамическом воздействии на пласт. Разработанная методика является наиболее выгодной по затрачиваемым времени и денежным средствам.

Ключевые слова: бурение скважин, освоение скважин, вызов притока, высоковязкая нефть, гидродинамическое воздействие.

DEVELOPMENT WELLS IN COMPLICATED CONDITIONS

Opening of a layer and a calling of inflow of oil is the most important stage of construction of wells. We offer a new method of development of wells in the complicated conditions, which is based on the cyclic hydrodynamic impact on the layer. The developed technique is the most favorable to spent time and money.

Key words: drilling of wells, development of wells, inflow call, high-viscosity oil, hydrodynamic influence.

Вскрытие пласта и вызов притока нефти является самым важным этапом строительства скважин. От правильного вызова притока зависит дальнейшая судьба скважин в целом, а также дебит и срок службы каждой конкретной скважины. Раньше этот фактор не принимался во внимание и огромное количество скважин, на которые были потрачены многомиллионные средства, было обречено еще на стадии их освоения. В последнее время это направление наиболее перспективно и является приоритетным в строительстве скважин.

Осложнения при освоении скважин вызваны как геологическими (малая проницаемость, высокая вязкость нефти), так и технологическими (загрязнение продуктивного пласта при первичном вскрытии компонентами бурового раствора, твердой фазы и фильтрата, при цементировании обсадной колонны; при вторичном вскрытии (перфорации)) причинами.

Проницаемость массива горных пород определяется ее способностью фильтровать жидкую фазу из пластового флюида. Следствием процесса фильтрации являются отложе-

ния из твердых частиц на стенках поровых каналов и трещин и изменение свойств флюидов в поровом пространстве на некотором расстоянии от ствола скважины. Существующая практика вскрытия продуктивных пластов проводится с применением глинистых растворов. Происходит глубокая капиллярная пропитка призабойной зоны фильтратами глинистого раствора и твердеющего цементного кольца. Пласты кольматируются глиной на значительную глубину. Возможно самоочищение пластов при условии их высокой проницаемости и хорошей связи с залежами нефти. Интервалы низкопроницаемых пластов практически не участвуют в самоочищении и остаются отключенными от выработки. Кроме того, асфальтосмолопарафиновые отложения в поровых каналах пласта в процессе добычи нефти дополнительно снижают дебит скважины.

Кольматация призабойной зоны скважины (ПЗС) может происходить в различные периоды жизни скважины, начиная от первичного вскрытия. В процессе первичного вскрытия и последующего цементирования в ПЗС попадают не только фильтраты применяемых растворов, но и частицы дисперсной фазы глинистого и цементного растворов, которые, отлагаясь в фильтрационных каналах, снижают их проницаемость.

При первичном вскрытии на репрессии может происходить разрушение цементирующего вещества терригенного коллектора в ПЗС и кольматация фильтрационных каналов. В процессе эксплуатации добывающей скважины кольматация возможна и вследствие облитерации, отложения асфальтосмолопарафиновых компонентов нефти, солей и т.п.

Процесс кольматации (декольматации) ПЗС и его причины изучены достаточно хорошо, предложены различные технологии, снижающие отрицательное влияние этого явления на фильтрационные характеристики системы.

Если традиционные методы вызова притока, основанные на принципе снижения давления в скважине, за счет уменьшения плотности жидкости или ее уровня, не дают необходимой депрессии, для притока пластового флюида используют следующие методы освоения скважин в осложненных условиях.

Кислотные обработки. Кислотные обработки широко используют для очистки стволов скважин и прискважинных зон пласта от глинистых корок, механических частиц и фильтрата бурового раствора.

Основной кислотой, используемой при кислотной обработке пласта, является соляная кислота (HCl). Она эффективно воздействует на карбонат кальция или магния, образуя растворимые и легко удаляемые хлориды. Соляная кислота – дешевая и недефицитная. Используют также уксусную, муравьиную и другие кислоты. В кислотные растворы вводят различные присадки: ингибиторы коррозии, комплексирующие агенты, присадки для уменьшения поверхностного натяжения, замедления реакции, рассеивания и т.д.

Недостатки данного метода:

• методику можно применять только на карбонатных коллекторах, терригенные коллекторы для обработки непригодны, поскольку кварцевый песок с кислотой не реагирует;

• работа с большим количеством агрессивной жидкости наносит ущерб здоровью, негативно воздействует на окружающую среду, способствует коррозионному разрушению труб, оборудования и транспорта для ее перевозки;

• отсутствие надежного способа извлечения продуктов реакции после каждого цикла, при промывке продукты реакции задавливаются в пласт;

• недостаточный контакт соляной кислоты с породой вследствие отложения на поверхности порового пространства органических осадков, например, асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе эксплуатации скважины.

Свабирование. Свабирование – способ добычи нефти с помощью поршня, подвешенного на тросе или грузовой штанге и оборудованного обратным клапаном и уплотнительными манжетами.

Свабирование применяется для вызова и интенсификации притока флюидов при освоении новых добывающих скважин и скважин, выводимых из консервации или ликвидации, а также при увеличении дебита функционирующих скважин.

Данный метод имеет недостатки:

• работа при открытом устье скважины;

• потребность в подъемном механизме;

• использование дорогостоящих агрегатов;

• возможность обрыва троса;

• быстрый износ уплотнительных манжет.

Гидроразрыв пласта. ГРП – один из методов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приемистости нагнетательных скважин. Метод заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте для обеспечения притока добываемого флюида (газ, вода, конденсат, нефть либо их смесь) к забою скважины. Основное в технологии ГРП – закачка в скважину с помощью мощных насосных станций жидкости разрыва (гель, в некоторых случаях вода, либо кислота при кислотных ГРП) при давлении выше давления разрыва нефтеносного пласта. Для поддержания трещины в открытом состоянии в терригенных коллекторах используется расклинивающий агент – проппант, в карбонатных – кислота, которая разъедает стенки созданной трещины.

Недостатки данного метода:

• для каждой операции ГРП используется от 80 до 300 т химикатов;

• ГРП приводит к появлению в скважинной воде множества примесей, вредных для человека, включая бензол, толуол, этилбензол и диметилбензолы;

• использование дорогостоящего оборудования;

• высокая стоимость и продолжительность работ.

Торпедирование. Торпедирование скважин – производство взрывов в скважинах для повышения притока нефти – применяется в пластах, представленных твердыми породами: известняками, доломитами, крепкими песчаниками, а также иногда в процессе исправительных или ликвидационных работ. Торпедирование осуществляется при помощи взрыва в скважине заряда взрывчатого вещества (ВВ). При взрыве происходит частичное разрушение призабойной зоны скважины с образованием каверны, а в прилегающей зоне пласта возникают трещины, облегчающие поступление нефти в скважину. Применяется также при освоении нагнетательных скважин и в некоторых других случаях (для освобождения прихваченных бурильных труб, вырезки обсадных колонн и т.п.).

Недостатки метода:

• все работы по торпедированию скважин проводят специальные промысловые партии;

• вредное воздействие ВВ на организм человека;

• необходимость спуска в скважину специального оборудования;

• высокая стоимость.

Метод цикличного гидродинамического воздействия на пласт. Предлагается новый метод освоения скважин в осложненных условиях, основанный на цикличном гидродинамическом воздействии на пласт. Сущность метода состоит в следующем.

Для вызова притока должны быть периодические перепады давления с целью создания в призабойной зоне перетоков жидкости. Причем градиент перепадов давлений не должен быть опасен для целостности обсадной колонны и цементного камня, а скорость движения жидкости должна содействовать размыву вязких углеводородов, механических примесей, эмульсий и выносу их в скважину для последующего излива.

При циклическом нагнетании жидкости в пласт и последующей разгрузке осуществляется размыв каналов и трещин. Кольматанты вымываются из близлежащих к перфорационным отверстиям участков пласта, затем при их очистке – из более отдаленных, формируется система высокопроницаемых каналов.

Разработана технология передачи высоких перепадов давлений по колонне скважины. Предлагаемый способ экономичный, экологичный, не требует привлечения бригады ремонта скважин, применения тяжелых насосных агрегатов. Давление воздействия регулируется до 10-15 МПа, мощность на прискважинную зону пласта зависит от глубины скважины и достигает 600 кВт.

К настоящему времени достаточно глубоко изучена зависимость реологических свойств высокопарафинистых нефтей от влияния вибрационных воздействий. Известно, что, варьируя интенсивностью внешних

механических воздействий, можно в широком диапазоне управлять реологическими свойствами структурированных систем.

Таким образом, импульсно-волновое воздействие может способствовать разрушению прочной пространственной структуры высоковязкой нефти. Эффективная вязкость после обработки снижается в среднем на 30 % по сравнению с исходной.

Поскольку вытеснение неньютоновских нефтей более эффективно при высокой скорости движения, целесообразно создавать в призабойной зоне и по простиранию пласта периодические перепады давления. Этот способ гидродинамического воздействия можно использовать совместно с тепловыми способами добычи.

Механизм разрушения массива пласта следующий. Повышенное давление расширяет существующие трещины коллектора и способствует образованию новых, спад давления сопровождается их смыканием. Прочность горных пород зависит от вида деформации. Сопротивление разрыву, растяжению, изгибу значительно ниже сопротивления сжатия, поэтому технология разрушения пластовой породы включает следующие параметры: давление, растяжение, изгиб, сдвиг, изменение направления приложения сил, приводящих к расшатыванию, выламывание и отрыв низкопроницаемых фрагментов пласта. Повторяющаяся деформация способствует усталостному разрушению породы и выкрашиванию ее фрагментов. Воздействие периодической ударной нагрузки снижает прочность пластовой породы в среднем на 30 % [1].

Повышенное давление чередуется с депрессией в течение периода колебаний скважинной жидкости, флюид не успевает фильтроваться на большие расстояния, поэтому большие трещины не образуются, разрушается и промывается зона пласта, примыкающая к забою [2]. Оторванные твердые частицы в струе закачиваемой и изливаемой жидкости являются абразивом, а также выполняют роль пропанта.

Зерна скелета пласта, которые под действием импульса давления получили перемещение или разворот, неплотно смыкаются с зернами противоположной стороны трещины. Таким образом, в той области трещины, где под действием импульса давления жидкости происходит переупаковка зерен скелета породы пласта, стенки трещин не полностью смыкаются. Остаются соединенные между собой мельчайшие полости, соизмеримые с порами между зернами пропанта. Пласт, сложенный песчано-глинистыми слабосцементированными породами, должен иметь возможность периодической разгрузки для выноса мелких частиц.

Колебания скважинной жидкости за счет своей массы и инерции вызывают также движение пластового флюида, способствующее размыву каналов ПЗП. Создание повторных импульсов давления увеличивает протяженность, разветвленность и раскрытие трещин. В глубокой скважине эффект выше, поскольку приводится в движение скважинная жидкость со значительной массой и инерцией. Энергия движущейся многотонной массы жидкости воздействует как на призабойную зону, так и на массив пласта. Вертикальные колебания массы скважинной жидкости с частотой менее 1 Гц имеют малое затухание, поэтому периодическое изменение забойного давления передается в виде волн низкой частоты по простиранию пластов и способствует перераспределению напряжений в массиве, что положительно влияет на нефтеотдачу [3].

Энергия движения столба жидкости, например массой 5 т со скоростью 0,5 м/с,

$$E_{\text{кин}} = \frac{m_{\text{ж}} V^2}{2} = \frac{5000 \cdot 0{,}5^2}{2} = 625 \text{ Дж}.$$

Мощность воздействия на ПЗП (длительность импульса колебаний 2 с) составляет 625 кВт. Таким образом, при сдвижении столба на 1 м мощность пласта 312 кВт.

При продольных резонансах частота колебаний столба жидкости в скважине определяется в основном расстоянием между отражающими поверхностями скважины. За нижнюю отражающую поверхность обычно принимают зумпф, за верхнюю – контакт жидкости и газа вблизи устья скважины. При большом расстоянии между этими границами резонансная частота колебаний может достигать 1 Гц и менее. Тем не менее эффективное использование продольных

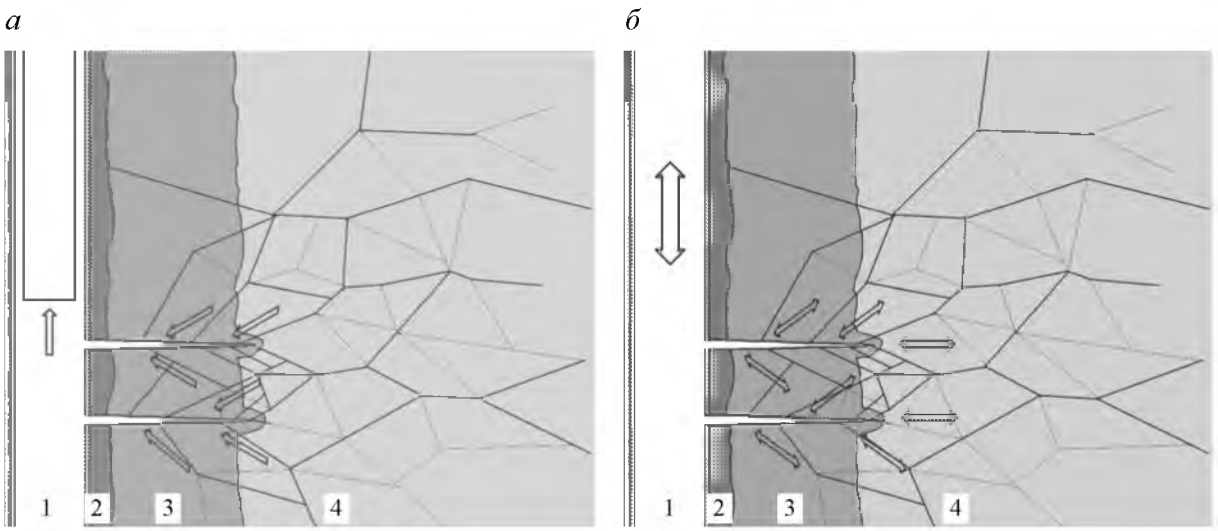


Рис.1. Гидродинамические способы обработки ПЗП от устья скважины: *а* – гидросвабирование (давление 3-6 МПа; мощность 3 кВт; длительность слива жидкости ~ 1 мин); *б* – гидродинамическое воздействие (давление до 10 МПа; мощность до 600 кВт; длительность импульса колебаний ~ 2 с)

1 – колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – зона кольматации; 4 – «чистый пласт»

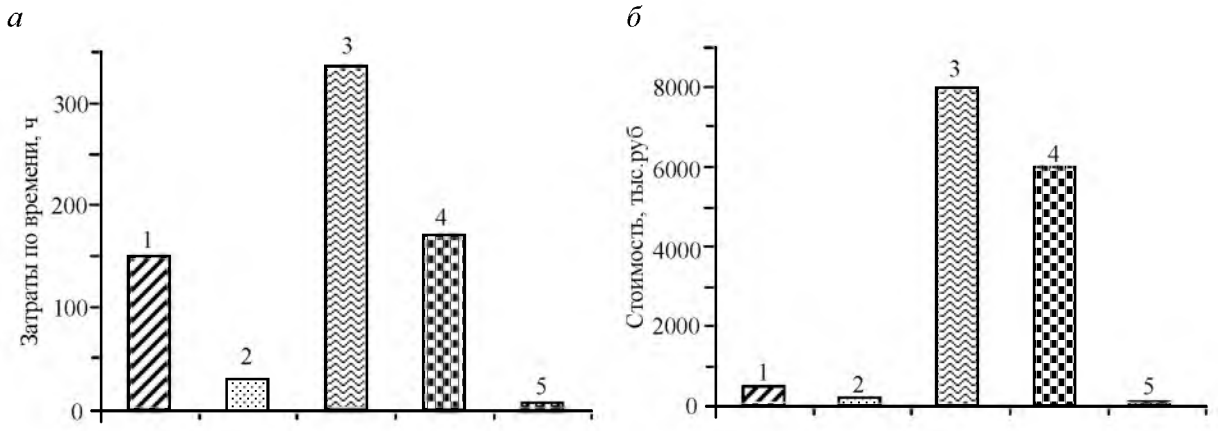


Рис.2.Сравнение способов освоения скважин: *а* – по затрачиваемому времени; *б* – по экономическому фактору

1 – кислотная обработка; 2 – свабирование; 3 – гидравлический разрыв пласта; 4 – торпедирование пласта; 5 – гидравлическое воздействие

резонансов на низких частотах связано с определенными трудностями. Для создания резонансных колебаний всего столба жидкости в скважине необходимо точно знать уровень жидкости в скважине, а также фазовую скорость распространения волны. В большинстве технологических операций в скважинах практически невозможно поддерживать постоянный уровень жидкости. Если рассмотреть отражающие свойства нижней границы – зумпфа, то они явно невелики, поскольку волновые сопротивления цемента и окружающего пласта слабо отличаются от волнового сопротивления жидкости.

Таким образом, на поддержание возвратно-поступательного движения жидкости необходимо затрачивать энергию (рис.1, 2). Моменты приложения сил для поддержания колебаний определяются изменениями давления на устье скважины. В простейшем случае, не имея информации об уровне жидкости и скорости распространения волны, приложение импульсов давления синхронизируют с показаниями манометра на устье скважины.

Выводы

1. Гидродинамическое воздействие на пласт позволяет вызывать приток из наиболее проницаемых каналов пласта, в которых твердые частицы кольматантов не закреплены из-за механических и молекулярно-поверхностных причин.

2. При циклическом нагнетании жидкости в пласт и последующей разгрузке осуществляется размыв каналов и трещин. Кольматанты вымываются из близлежащих к перфорационным отверстиям участков пласта, затем при их очистке – из более отдаленных, формируется система высокопроницаемых каналов.

3. Колебание столба жидкости вызывает разрушение пространственной решетки вязкой нефти за счет регулярной ее деформации, изменение ее реологических свойств с постепенным уменьшением вязкости. Эффективная вязкость после обработки снижается в среднем на 30 % по сравнению с исходной.

4. При раскачке многотонной массы скважинной жидкости можно получить в призабойной зоне периодического перепада давления значительную энергию, при которой вероятен эффект, аналогичный гидравлическому разрыву, но с созданием разветвленной сети коротких трещин.

5. Для создания перепадов давления в призабойной зоне целесообразно использовать энергию движущейся массы скважинной жидкости.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Гадиев С.М.* Использование вибрации в добыче нефти. М., 1977. 150 с.

2. *Нифонтов Ю.А.* Ремонт нефтяных скважин / Ю.А.Нифонтов, И.И.Клещенко. М., 2005. 162 с.

3. *Шипулин А.В.* Использование инерции массы скважинной жидкости при воздействии на пласт // Нефть. Газ. Новации. 2009. № 2. С.34-35.

REFERENSES

1. *Gadiyev S.M.* Vibration use in oil production. Moscow, 1977. 150 p.

2. Nifontov Yu.A., *Kleshchenko I.I.* Repair of oil wells. Moscow, 2005. 162 p.

3. *Shipulin A.V.* Use of inertia of weight by a liquid well at impact on a layer // Oil. Gas. Innovations. 2009. N 2. P.34-35.

Научный руководитель д-р техн. наук, профессор *Н.И.Николаев*