Техника и технология формирования протяженных фильтрационных каналов при вторичном вскрытии пласта

Р.А. Газизулин,
В.Н. Мордвинцев,
О.А. Жутаев,
Г.Ф. Кандаурова

Проблема наиболее полного извлечения углеводородов из недр ставит перед нефтяной наукой важные задачи по созданию, испытанию и внедрению новых технологий, направленных на повышение эффективности разработки нефтегазовых месторождений.

В последние годы в разработке нефтегазовых месторождений произошли изменения, которые привели к возрастанию доли трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к сложнопостроенным, малопроницаемым, малопродуктивным пластам. В связи с этим вопросы заканчивания скважин приобретают сегодня особую актуальность.

Известно, что формирование и последующее состояние призабойной зоны пласта (ПЗП) сильно влияют на продуктивность скважин. Само формирование состояния ПЗП зависит от операций, которые проводятся при строительстве скважин: первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, цементирования, освоения и т.д.

Закупоривание околоскважинного пространства фильтратами и твердой фазой буровых и тампонажных растворов приводит к снижению фильтрационных и емкостных параметров незначительных по размерам прискважинных зон. Однако именно эти зоны оказывают существенное влияние на величину гидродинамического сопротивления потоку нефти или газа при движении флюидов из пласта в скважину. При этом для преодоления гидродинамических сопротивлений необходимо создание соответствующих градиентов давлений при освоении, что не всегда возможно из-за ограниченных энергетических возможностей пласта и типа пластового флюида. В результате фазовая проницаемость может снижаться в десятки раз. В некоторых случаях отмечается снижение проницаемости в прискважинной зоне в среднем в 4,4 раза (по отдельным измерениям - и в 17 раз) по сравнению с удаленной зоной. При этом степень уменьшения проницаемости определяется глубиной повреждения пласта.

Ухудшение проницаемости призабойной зоны обычно оценивают "скин-эффектом". Его происхождение объясняется наличием зоны пониженной проницаемости вокруг ствола скважины, возникшей в результате загрязнения частицами бурового раствора и его фильтратом, а также отрицательного влияния других технологических жидкостей, применяемых при заканчивании и освоении скважин. Проникновение твердых частиц и фильтрата буровых растворов, отложение асфальтенов, смол и парафинов на стенках капилляров, уменьшение проницаемости вследствие изменения эффективного горного давления приводят к уменьшению нефтеотдачи пласта и, соответственно, снижению темпов разработки и ухудшению гидродинамических показателей пласта.

Снижение проницаемости пород на расстоянии нескольких сантиметров от поверхности пласта в стволе скважины можно исключить путем бурения протяженных, до 1000 мм, фильтрационных каналов при вторичном вскрытии пласта.

В настоящее время более 95% всех объемов вторичного вскрытия пласта производится кумулятивными перфораторами, значительно реже - гидропескоструйными, щелевыми, сверлящими, а также бесперфораторным способом. Вскрытие пластов кумулятивными перфораторами в большинстве случаев обеспечивает хорошее качество гидродинамической связи скважины с пластом. Однако пробивная способность кумулятивной струи частично снижается из-за наличия слоя жидкости между перфоратором и колонной, в связи с чем часть энергии струи расходуется на ее преодоление. Глубина канала, пробитого в перегородке, зависит от ее плотности и механических свойств материала.

Большое значение имеет диаметр пробитого отверстия. Это особенно важно при кумулятивной перфорации, так как расплавленный материал облицовки кумулятивной выемки движется вслед за кумулятивной струей со скоростью, примерно в 10 раз меньшей скорости головной части струи, и при малом диаметре отверстия может его закупорить, а высокая температура оплавляет стенки полученного канала в породе до состояния стекловидной корки, что значительно снижает фильтрационные характеристики создаваемых каналов.

Кумулятивная перфорация неэффективна также в сложных геолого-технических условиях, что объясняется значительным преобразованием физических и физико-химических свойств ПЗП как в процессе строительства скважины, так и при вторичном вскрытии. Работу кумулятивных перфораторов сопровождают большие взрывные давления. При кумулятивной перфорации ПКС-80 в обсадной колонне 146 мм они достигают 200 МПа, при кумулятивной перфорации ПК-103(105) - 80 МПа. При этом лишь небольшая часть энергии взрыва совершает полезную работу, направленную на создание каналов, сообщающих продуктивный пласт с полостью колонны. Остальная часть энергии ухудшает гидродинамические свойства вскрытия продуктивного пласта. Она вызывает импульсную деформацию обсадной колонны и, как следствие, разрушение заколонного цементного камня, что способствует прорыву пластовых вод из нижележащих неперфорированных пластов-коллекторов. Кроме того, при применении этого метода не контролируются размеры образовавшихся отверстий. При применении кумулятивной перфорации необходимо получение специальных разрешительных документов на хранение, доставку и применение взрывчатых материалов, а также проведение специальной подготовки персонала.

Известные недостатки кумулятивной перфорации обусловили развитие безвзрывных методов вторичного вскрытия продуктивных пластов.

Сверлящим способом вторичного вскрытия пласта является способ с применением сверлящего перфоратора ПС-112, не оказывающего импульсно-ударного воздействия на обсадную колонну и цементный камень за колонной. Анализ промысловых испытаний применения сверлящего перфоратора ПС-112 при вторичном вскрытии продуктивных пластов показал, что эффективность от использования данного перфоратора значительно ниже ожидаемого результата вследствие малого проникновения в пласт. В ряде случаев возникла необходимость проведения повторного вскрытия пласта.

ООО "Нефтебурсервис" совместно с ОСКБ разработало "УФПК-1" - устройство для формирования протяженных фильтрационных каналов в продуктивном пласте диаметром 20 мм и глубиной до 1000 мм с площадью фильтрации 628 см^2.

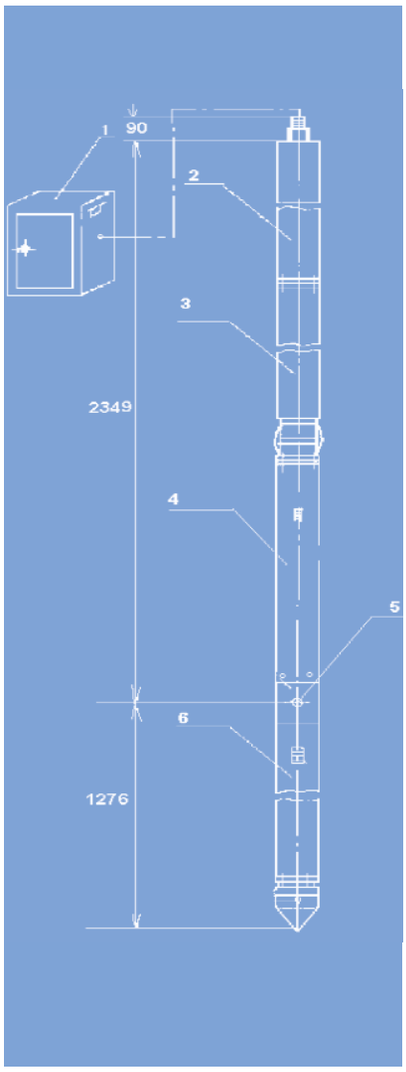
Устройство работает в эксплуатационной колонне диаметром 168 мм без ограничения в толщине стенки эксплуатационной колонны и в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм с толщиной стенки не более 9,0 мм. Рассчитано на эксплуатацию с геофизическим подъемником, оснащенным кабелем типа КГ-3х0,75-60-150 длиной до 5000 м.

Принцип работы УФПК-1

Устройство спускается в скважину на каротажном кабеле типа КГ-3х0,75-60-150 и специальным устройством фиксируется в колонне по оси. При помощи фрезы и набора буровых втулок, а также собственного минибурового насоса производится бурение эксплуатационной колонны, затем - цементного камня и породы. Как отмечалось выше, создается канал диаметром 20 мм. Так как наружный диаметр буровых втулок составляет 14 мм, то остается свободное пространство между буровыми втулками и стенками канала по 3 мм на сторону. После бурения по команде с пульта управления прибор снимается с фиксаторов, натяжением кабеля срезается последняя буровая втулка. Колонна буровых втулок вместе с фрезой остается в пласте, а устройство поднимается на устье.

После подъема производится замена пустой кассеты на новую, заряженную буровыми втулками. Устройство спускается в скважину, и операция по бурению следующего канала повторяется.

УФПК-1 состоит из скважинного прибора и наземного блока управления,



Общий вид УФПК-1:
1 - пульт управления; 2 - блок электроники; 3 - электродвигатель; 4 - узел фиксации; 5 - узел бурения; 6 - кассетник

размещенного в специальном автомобиле.

УФПК-1 предназначено для создания протяженных фильтрационных каналов путем бурения обсадной трубы, цементного камня и горной породы.

Данная технология вторичного вскрытия продуктивного пласта позволяет:

1) произвести вскрытие продуктивного пласта так называемым "щадящим" методом, то есть без разрушения целостности цементного камня в заколонном пространстве;

2) вскрывать пласты мощностью от 0,5 м и более;

3) вскрывать пласты с ВНК;

4) вскрывать пласт на репрессии, равновесии и депрессии;

5) использовать нефть или нефтесодержащую эмульсию как промывочную жидкость при бурении пласта, исключая этим возможность кольматации канала, что уменьшает время выхода скважины на режим;

6) контролировать прямым и косвенным (графическим) методами глубину пробуренного канала;

7) создавать канал строго под 90° относительно оси скважины за счет жесткого соединения буровых втулок;

8) устанавливать связь между нефтегазонасыщенным пластом и обсадной колонной как в новых скважинах, вышедших из бурения, так и в старых, находящихся в эксплуатации, в перфорированных и не перфорированных ранее интервалах;

9) производить вскрытие многоколонной конструкции, т.е. вторичное вскрытие пласта, через эксплуатационную и техническую колонны.

Создание протяженных фильтрационных каналов позволяет включить в работу ранее не задействованные участки пласта, получить положительную динамику по гидропроводности, пьезопроводности и скин-фактору, что ведет к увеличению пластового давления, дебета скважины, коэффициента продуктивности и к уменьшению обводненности.

Технические характеристики УФПК-1

* *Максимальное давление рабочей среды, МПа*	*35*
* *Максимальная рабочая температура в скважине, °С*	*105*
* *Количество каналов за один спуск, шт.*	*1*
* *Размеры фильтрационного канала, мм:*	
- *длина*	*1000*
- *диаметр*	*20*
* *Площадь фильтрационного канала, см²*	*628*
* *Напряжение питания, В*	*380*
* *Продолжительность бурения одного канала, мин*	*60*
* *Время перезарядки кассеты, мин*	*60*
* *Габаритные размеры скважинного прибора, мм:*	
- *диаметр*	*121*
- *длина*	*3860*
* *Масса, кг*	*120*

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов $P_{2\text{-}III}$ Возейского месторождения

№№п/п	Геолого-физические показатели пласта $P_{2\text{-}III}$	Единица измерения	Значения показателей
1	Средняя глубина кровли пласта	м	1618
2	Тип залежи		пластовый, сводовый
3	Тип коллектора		поровый
4	Средняя общая толщина пласта	м	6,7
5	Средняя нефтегазонасыщенная толщина пласта	м	2,2
6	Пористость	%	25
7	Проницаемость	мкм²	0,760
8	Коэффициент песчанистости	доли единиц	0,35
9	Коэффициент расчлененности	доли единиц	1,35
10	Начальная пластовая температура	°С	34,3
11	Начальное пластовое давление	МПа	14,5
12	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	112,5
13	Абсолютная отметка ВНК	м	-1433
14	Содержание серы в нефти	%	1,37
15	Содержание парафина в нефти	%	2,42
16	Давление насыщения нефти	МПа	1,6
17	Газосодержание	м³/т	3,4

Таблица 2

Изменение гидродинамических показателей пласта $P_{2\text{-}III}$ при формировании протяженных дренажных каналов в ПЗП на скв. 442

Гидродинамические показатели пласта	Ед. измерения	Значения показателей пласта		Изменение показателей (+ - увеличение, - -уменьшение), %
		до формирования	после формирования	
Площадь фильтрации	см²		2512	
Пластовое давление	МПа	12,375	12,665	+2,34
Дебит по жидкости	м³/сут	2,57	6,61	+239,7
Коэффициент продуктивности	м³/сут·МПа	0,9	1,2	+33,3
Гидропроводность	Д·см/сПз	0,70	0,89	+27,1
Пьезопроводность	см²/с	41,553	52,464	+26,3
Скин-фактор	-	-2,73	-3,05	-11,7
Обводненность	%	62,9	51,6	-18,0

Промысловые испытания УФПК-1 проводились на скважинах 560 и 442 Возейского месторождения ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз".

24.04.2008 г. на скважине 560 было пробурено 4 протяженных фильтрационных канала глубиной 1000 мм каждый в пласте $P_{2\text{-}III}$ на глубинах 1688 м, 1689 м, 1690 м, 1691 м.

01.07.2008 г. на скважине 442 было пробурено 4 протяженных фильтрационных канала в ранее перфорированном пласте $P_{2\text{-}III}$ в интервалах 1566,0 ÷ 1572,0 м и 1576,0 ÷ 1580,0 м на глубинах 1571 м, 1577,5 м, 1578 м, 1579 м с выполнением гидродинамических исследований до и после формирования ПФК.

Всего сформировано в каждой скважине по 4 канала диаметром 20 мм и длиной 1000 мм. Суммарная площадь фильтрации 4-х каналов в каждой скважине составила 2512 см².

В **табл. 1** приведена геолого-физическая характеристика продуктивных пластов $P_{2\text{-}III}$ центральной верхнепермской залежи Возейского месторождения.

Испытания оценивались по результатам обработки КВУ. В качестве критериев оценки приняты:

- пластовое давление;
- коэффициент продуктивности;
- пьезопроводность;
- "скин-эффект";
- обводненность добываемой нефти (см. **табл. 2**).

Из таблицы видно, что после формирования протяженных фильтрационных каналов в ПЗП отмечается положительная динамика по всем гидродинамическим показателям пласта $P_{2\text{-}III}$.

Таким образом, на основании проведенных промысловых исследований на скважине 442 Возейского месторождения установлено следующее: разработанная новая техника для бесперфораторного способа вторичного вскрытия продуктивных пластов обеспечивает формирование протяженных фильтрационных каналов из эксплуатационных колонн диаметром 168, 146 мм в щадящем режиме длиной 1000 мм и диаметром 20 мм. Технология формирования бесперфораторным способом протяженных фильтрационных каналов в ПЗП позволяет:

- существенно улучшить гидродинамические свойства вскрытия продуктивных пластов;
- полностью исключить импульсную деформацию эксплуатационной колонны и разрушение заколонного цементного камня.

Уникальность данного устройства заключается также в том, что с его помощью возможно вскрытие многоколонной конструкции, то есть вторичное вскрытие пласта через эксплуатационную и техническую колонны.

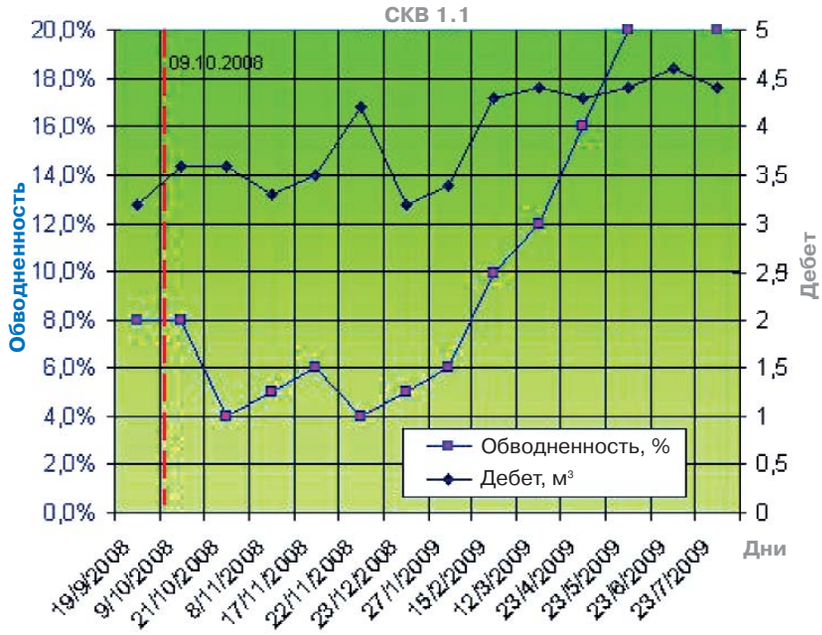
Из отчетов по результатам использования устройства УФПК-1 как метода вторичного вскрытия пласта

Закрытое акционерное общество "Татех" при использовании устройства УФПК-1 как метода вторичного вскрытия продуктивного пласта во время проведения ремонтно-изоляционных работ и при вводе в эксплуатацию новых скважин руководствуется тем, что данный метод позволяет:

- *произвести вскрытие продуктивного пласта "щадящим" методом, то есть без разрушения целостности цементного камня в заколонном пространстве;*
- *вскрывать пласты толщиной от 0,5 м и более;*
- *вскрывать пласты без последующей обработки призабойной зоны;*
- *вскрывать пласты после РИР с использованием химических реагентов;*
- *вскрывать пласты с близко расположенным водонефтяным контактом.*

Использование данного метода в 2008 г. дало положительные результаты на скважинах 11574, 11268, 11285 Онбийского месторождения, в 2009 г. на скважине 11289 Онбийского месторождения и на скважине 4616 Дёмкинского месторождения.

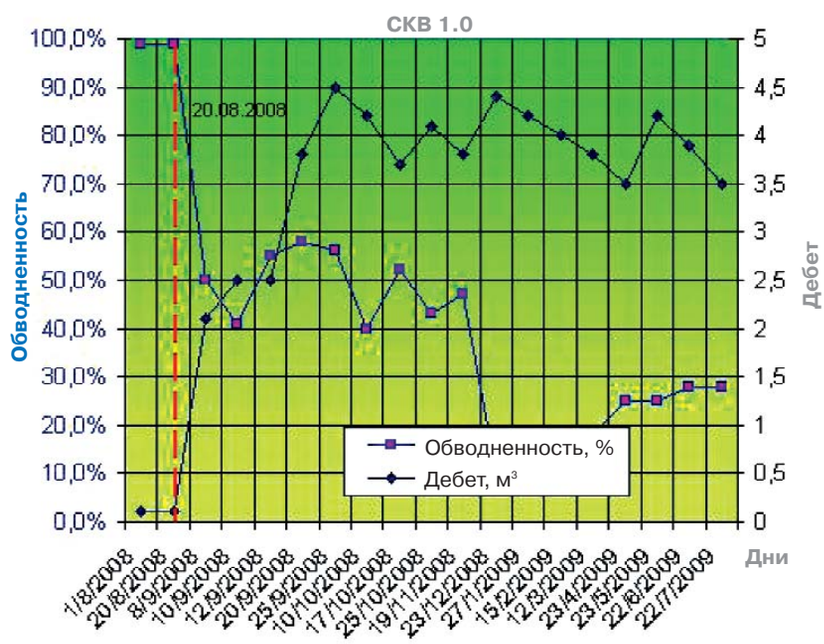
Скважина 1.1
Онбийское месторождение
Дата бурения 1992 г.



Текущий забой: 1096 м
Интервал перфорации:
- 907,5-911,3 м и 913,9-915,7 м (верейский горизонт);
- 921,1-926,5 м; 928,9-931,1 м; 936,0-941,0 м (башкирский горизонт);
- 1221,0-1230,4 м (бобриковский горизонт) изолирован цем. мост;
- 1096-1280 м, 1254,0-1255,0 м и 1258,0-1259,5 м (упинский горизонт) изолирован.

Перфорация проводилась ПК-105 (усиленные 5 отв. на 1 м).
Пластовое давление 41 атм, определено 02.10.08.
Дебит жидкости 3,2 м³/сут. Дебит нефти 2,64 т/сут.
Обводненность 10% Гфж 12,2 м³/т.
9.10.08 при помощи УФПК-1 произведено бурение протяженного фильтрационного канала на глубинах 914,1 м и 908,5 м глубиной 1000 мм и диаметром 20 мм. Общая площадь фильтрации составила 1256 см².
Характеристика изменения работы скважины представлена на графике.

Скважина 1.0
Онбийское месторождение
Ввод из бурения 2008 г.



Интервал перфорации
- 1132-1140 м (бобриковский);
- 1149-1152 (черепецкий);
- 1156-1159 (упинский).

В результате перфорации ПК105 (усиленные 5 отверстий на 1 м) получен слабый приток пластовой воды.
Установлен цементный мост на глубине 1100 м и разбурен до глубины 1138 м.
В интервале 1132-1136 произведена перфорация ПС-112 (5 отверстий на 1 метр).
Результат перфорации - слабый приток пластовой воды.
20.08.08 при помощи УФПК-1 произведено бурение протяженного фильтрационного канала на глубине 1134,6 м глубиной 1000 мм и диаметром 20 мм, площадь фильтрационного канала 628 см².
Характеристика изменения работы скважины представлена на графике.