

## **ВЫБОР МЕЖДУ ПАССИВНЫМИ И АКТИВНЫМИ УПРАВЛЯЮЩИМИ ПРИТОКОМ УСТРОЙСТВАМИ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ**

Э.С. Закиров, С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Д.П. Анিকেев  
ИПНГ РАН, e-mail: ezakirov@ogri.ru

Горизонтальные и многозабойные скважины характеризуются максимальной площадью контакта ствола скважины с пластом-коллектором, как в случае отдельного пласта, так и в случае нескольких пластов. Увеличение поверхности контакта скважины с пластом позволяет повысить продуктивность скважины, использовать ее вместо нескольких традиционных.. Однако такие длинные скважины с максимальным контактом с пластовой породой (MRC – Maximum Reservoir Contact, по международной терминологии) обладают не только преимуществами, но также и недостатками, обусловленными большой длиной и сложностью внешнего воздействия скважины на пласт [1].

Интерес представляет управление технологическими процессами добычи нефти. Ситуация с добычей газа аналогична.

При использовании MRC-скважин повышается коэффициент охвата и отодвигается во времени прорыв газа или воды за счет снижения локализованной депрессии, а также увеличивается приток флюидов. При этом во время эксплуатации MRC-скважин могут возникнуть определенные трудности, когда требуется активное управление процессом дренирования пласта.

Добыча из традиционных скважин обычно управляется с поверхности устьевым штуцером. Увеличение суммарной добычи нефти достигается снижением дебитов высокообводненных традиционных скважин, обводнение которых связано с конусообразованием. Такие простые меры неприменимы в отношении MRC-скважин, поскольку максимизация контакта пласт–скважина не гарантирует однородного дренирования пласта. Преждевременные прорывы газа и воды происходят вследствие

- неоднородности пласта по проницаемости;
- вариации расстояния между забоем скважины и флюидальными контактами, особенно в разделенных на блоки пластах;
- вариации пластового давления в различных областях пласта, вскрытых при бурении стволом скважины.

Отметим, что указанные проблемы учитываются на этапе составления дизайна траектории скважины. Проектирование дизайна требует хорошего понимания геологии пласта, режимов эксплуатации скважин, режимов разработки и т.д. К сожалению, все эти параметры часто бывают недостаточно хорошо известны на момент проектирования дизайна и бурения скважины.

Еще одна причина неравномерного притока флюида к скважине – падение давления за счет трения вдоль заканчивания (эффект «пятка–носок»). Эффект «пятка–носок» приводит к разнице удельного притока между пяткой и носком скважины даже в однородном пласте. Этот эффект становится значительным, когда депрессия сопоставима с падением давления из-за трения вдоль горизонтального ствола скважины [2].

Эффект «пятка–носок» – наиболее важная проблема для подчиняющихся закону Дарси пластов. Она также существенна в случае течения флюида по трубам малого диаметра и при больших дебитах скважины, когда значительным становится падение давления за счет трения вдоль длины трубы. Указанная проблема решается путем увеличения диаметра трубы на забое или использования более коротких стволов. Однако подобные решения не всегда возможны на практике.

Эту и многие другие аналогичные проблемы можно решить инсталляцией забойных управляющих потоком устройств – «активных» ICV (interval control valve – управляющий интервальный клапан) и «пассивных» ICD (inflow control device – управляющее притоком устройство). Изначально ICV использовались для управления совместной добычей из нескольких пластов. А ICD были разработаны для противодействия эффекту «пятка–носок» за счет создания дополнительного фильтрационного сопротивления в месте установки. Со временем разнообразие пластовых приложений обеих технологий разрослось настолько, что их области приложения стали взаимно пересекаться. Управление притоком с использованием ICV или ICD доказало свою эффективность при решении вышеуказанных проблем.

Сотни скважин в мире сегодня оборудованы удаленно управляемыми ICV различной сложности и возможностей. Они используются для активного управления притоком из нескольких общих интервалов заканчивания (зон) или из нескольких пластов.

ICD – пассивные устройства с сужениями. Их задача – ограничивать приток из пласта в НКТ. Способность ICD уравнивать приток вдоль длины скважины связана с различием физических законов, управляющих течением в пласте и через ICD. Течение

жидкости в пористой среде подчиняется закону Дарси. Поэтому связь между скоростью течения и перепадом давления линейна. А режим течения через ICD турбулентный, и связь скорость–перепад давления становится квадратичной.

Диаметр сужения ICD определяется в момент инсталляции и не может изменяться без повторного заканчивания скважины. Несмотря на это, за последние 20 лет ICD установлены в сотнях скважин. Данная технология изначально является вполне зрелой.

Стоит заметить, что побудительные причины разработки устройств ICV и ICD были изначально различными. Так, ICV предназначались для управления совместной добычей из нескольких пластов через одну НКТ [3–15]. Тогда как ICD были разработаны для противодействия эффекту «пятка-носок» [16, 17]. С момента первых инсталляций область применения обеих технологий существенно расширилась. Изучение коллекторских свойств пласта [18–20] и последующий опыт эксплуатации подтвердили применимость ICV и для одного пласта. А моделирование пластовых процессов указывает на способность ICD решать проблемы уравнивания притока к скважине или дисбаланса закачки при вариации проницаемости [21, 22].

Ниже приводится сравнение функциональности и применимости двух рассматриваемых технологий. С учетом пластовых, добычных, операционных и экономических факторов в работе [23] выработаны некоторые инструкции по выбору дизайна заканчивания. В ней также анализируются различные аспекты разработки нефтяных и газовых месторождений, включая управление неопределенностью. Системный анализ в работе [23] формирует базис для выбора оптимальной технологии в каждой практической ситуации. В целом, следует сказать, что выбор системы контроля притока ICV или ICD – весьма нетривиальный вопрос, и его решение может быть достаточно сложным и трудоемким.

### **Области применения ICD и ICV**

Области применения технологий ICD и ICV представительно рассмотрены в работе [24]. Вначале выявим главные функциональные различия между ICD и ICV.

- Удаленное управление. ICV обладает преимуществом по управлению добычей. Обеспечивает более гибкую разработку пласта, способствует возрастающему значению собираемой в процессе разработки информации, улучшает полноту очистки призабойной зоны и т.д.

- Диаметр труб. Уменьшенный диаметр внутренних труб при ICV увеличивает эффект «пятка–носок», по сравнению с ICD для сопоставимых диаметров скважины.
- Применение в многозабойных скважинах. В противоположность ICD, на сегодняшний день ICV могут устанавливаться только в главном стволе скважины.
- Дизайн, сложность процедуры инсталляции, стоимость и надежность. Технология ICV более сложная. Поэтому ICD имеют преимущество благодаря более простому дизайну и инсталляции с низкой стоимостью. Хотя простота ICD обуславливает большую надежность, практически отсутствует промысловая информация, подтверждающая этот вывод, особенно относительно повышенной вероятности, по сравнению с ICV, закупорки ICD окалиной, асфальтенами, парафинами и т.д.

В работах [23, 25] осуществлено всестороннее сравнение применимости ICD и ICV для нефтяного пласта по параметрам добычи и стоимости.

**Неопределенность описания пластовых свойств.** Для демонстрации снижения влияния геологической неопределенности на прогноз добычи за счет прогрессивного заканчивания скважины используется методология оценки рисков при разработке. Результаты соответствующего исследования кратко представлены ниже. Детали см. в работе [26].

Влияние прогрессивного заканчивания на вероятностный прогноз нефтеизвлечения в работе [23] исследовалось на основе 8 реализаций свойств пласта в рамках проекта PUNQ-S3 [27]. Признано, что результаты сильно зависят от выбора базового варианта. Оказалось, что прогрессивные заканчивания при реализации оптимальной траектории скважины часто увеличивают мало или не увеличивают совсем накопленную добычу нефти, если степень неопределенности свойств пласта низка.

В базовом варианте дизайны скважины и заканчивания осуществлены с использованием относительно полного знания о пласте, его геологии, режиме разработки и флюидальных контактах. Консервативная оценка значимости прогрессивного заканчивания, особенно в случае с ICV, состоит в следующем (для конкретного примера).

- Технология ICD увеличила средний КИН с 28.6 до 30.1% при малом снижении риска (P10-P90 – 10 и 90% вероятности достижения величины соответственно) с 6.3 до 5.3%.
- Технология ICV увеличила средний КИН до 30.6%, снизив риск по сравнению с базовым случаем на 50% (с 6.3 до 3.1%).

Таким образом, главный эффект от интеллектуального заканчивания – снижение риска недостаточной добычи нефти.

**Более гибкая разработка.** Диаметр открытого сечения ICV на забое скважины может изменяться с поверхности безоперационно. Тогда как для ICD соответствующий диаметр зафиксирован в момент инсталляции. Таким образом, ICV имеет больше степеней свободы, чем ICD, и обеспечивает более гибкие стратегии разработки пласта.

**Реактивное управление, основанное на избегании «нежелательных» флюидов.** Заканчивания с ICD ограничивают приток газа при его прорыве за счет относительно большого объемного дебита газа. ICD форсуночного типа могут также ограничивать приток воды из-за разницы плотностей нефти и воды. Однако способность ICD реагировать на нежелательные флюиды (например, газ и воду) ограничена по сравнению с ICV, особенно многозонной. ICV позволяют скважине добывать нефть при оптимальных обводненности и газовом факторе, применяя оптимальные зональные сужения. Такой подход позволяет максимизировать суммарную добычу нефти с минимальными газовым фактором и обводненностью.

**Упреждающее управление.** Заканчивания с ICD возлагают активное управление на вытесняющий нефть флюид. Невозможно модифицировать уже используемое сужение впоследствии в целях достижения оптимальной нефтедобычи [28–30]. Даже если бы были доступны измерения, указывающие на неравномерное продвижение фронта вытеснения. Благодаря непрерывной гибкости по ограничению притока из контролируемого интервала заканчивание с ICV имеет преимущество.

**Оптимизация в реальном времени.** Эффективное управление охватом пласта вытеснением требует непрерывной регулировки профилей закачки и отбора в течение всей жизни скважин. Непрерывное измерение данных на забое и на устье (например, давления, температуры и дебита) как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах способно обеспечить переход количества в качество, превращая измеряемые данные в полезную информацию. Выполнение на основе этой информации управляющих действий требует способности непрерывно регулировать дебит притока или расход закачки применительно к каждому отдельному сегменту скважины [31]. Например, поддержание требуемого дебита при разработке тонкой нефтяной оторочки или пласта со снижающимся давлением может потребовать частого управления дебитом [32–34]. Аналогичным образом требуется управление нагнетанием во времени с учетом

изменяющихся требований по восполнению добычи закачкой [33–42]. В рассматриваемом случае ICV имеют очевидное преимущество над ICD.

*Несколько управляемых зон.* Длина реально управляемого многозонного интервала притока с ICV в горизонтальной или наклонной скважине обычно является значительной вследствие практических и экономических ограничений на число ICV, способных быть размещенными в современной скважине. Это реальное ограничение делает сложным для ICV управление равномерностью продвижения фронта вытеснения к скважине с несколькими управляемыми зонами, например, из-за крайней изменчивости значений проницаемости, вызванной наличием трещин, неоднородностью пластов с коротким радиусом коррелируемости проницаемости. В 2008 г. в одной скважине было установлено максимум шесть ICV. Различные электрические и гибридные электрогидравлические системы были разработаны для управления значительно большим числом клапанов на скважину. Однако их высокая стоимость и ограничения на рабочую температуру мешают широкому применению на практике. Успешная разработка недорогих, надежных, линейных, электрически-активируемых клапанов увеличит максимальное число ICV-контролируемых зон в скважине [43].

Количество управляемых зон при помощи ICD ограничено числом используемых кольцевых изолирующих пакеров, а также дополнительной стоимостью ICD и пакера. Например, Сауди Арамко предлагает установить их каждые 50–100 фт [44]. Поэтому заканчивание с ICD может потенциально иметь гораздо больше контролируемых зон, чем заканчивание с ICV. Что делает ICD потенциально предпочтительной опцией для горизонтальных скважин, требующих многих контролируемых интервалов. (например, скважин в трещиноватых или неоднородных пластах с коротким радиусом коррелируемости проницаемости).

После разработки набухающих пакеров разделение забоя скважины на десять или больше отдельных зон стало практически реализуемым. Набухающие пакеры представляют собой присоединенные к фильтру резиновые кольца, существенно увеличивающие свой объем при контакте с водой или нефтью [45–49]. Исключение кольцевого течения – необходимое условие для достижения управляющего эффекта от установки ICD в неоднородных пластах. Наиболее легко его достичь установкой набухающих пакеров. Однако разрушение ствола скважины около фильтра по причине низкой прочности пласта или установка гравийного фильтра [21] также могут снизить

или исключить кольцевое течение. При выборе набухающих пакеров необходимо учитывать невозможность извлечения заканчивания с ICD с набухающим пакером после взаимодействия резины с пластовыми флюидами. Таким образом, ремонт при проблемах в скважинах подобного типа обычно ограничен и сопровождается ликвидацией ствола скважины с бурением нового забоя.

### **Диаметр внутренних труб**

**Размер заканчивания.** Возникновение эффекта «пятка–носок» – одна из двух главных причин инсталляции ICD. При турбулентном течении падение давления из-за трения вдоль ствола скважины обратно пропорционально пятой степени внутреннего диаметра и четвертой степени, если течение ламинарное. Сильная зависимость добычи от диаметра труб делает этот параметр важным фактором при сравнении различных дизайнов заканчивания, особенно для высокодебитных скважин.

Заканчивание с ICD обычно спускается в необсаженный ствол скважины. Его размеры часто одинаковы со стандартными гравийными фильтрами для соответствующего диаметра ствола скважины. Внешний диаметр НКТ обычно на 2–3 дюйма меньше диаметра бурового долота.

Заканчивание открытого забоя с ICV может применяться только в цементированных пластах. Притоку в ICV серьезно препятствует разрушение затрубья. Большинство заканчиваний с ICV инсталлируют в обсаженном стволе, тем самым снижая диаметр НКТ. Необходимость нескольких управляющих линий требует дальнейшего ограничения размера труб. Добывающая НКТ, при заканчивании с ICV, обычно на 2–3 дюйма меньше, чем в случае заканчивания с ICD в стволе того же диаметра. Имеются данные о связи диаметров НКТ и бурового долота для применяемых на практике размеров.

Следует отметить, что приведенные выше ограничения на диаметры труб применимы только к интервалу заканчивания. Трубы большего диаметра могут использоваться выше зоны заканчивания. Таким образом, двухзонная система с ICV может инсталлироваться в обсадной трубе повышенного диаметра выше эксплуатационной колонны-хвостовика.

**Влияние диаметра внутренних труб на характеристику притока.** Фильтрация флюидов определяется перепадом давления. Оптимальный дизайн заканчивания с ICD требует сопоставления падения давления в пласте с падением на ICD. Эти два значения

должны быть одинакового порядка. Разумный уровень уравнивания притока достигается при равенстве этих двух перепадов давления. Таким образом, установка с ICD имеет смысл, если эффект «пятка-носок» значителен. Эти простые рассуждения согласуются с рекомендациями главных поставщиков устройств ICD.

Наиболее значимый параметр при дизайне заканчивания с ICD – индекс продуктивности скважины (PI). Важно как его абсолютное значение, так и его вариация вдоль ствола скважины. Также имеют значение длина заканчивания, целевая депрессия или дебит, свойства пластовых флюидов (плотность и вязкость). Оптимальные характеристики устройства ICD (т.е. диаметр форсунки или номинальное значение перепада давления в атмосферах [50]) для каждой отдельной скважины могут оцениваться с использованием «быстрых» аналитических формул. При этом детальный анализ поведения заканчивания требует использования численных методов и 3D геолого-гидродинамических моделей. Пример в виде трех моделей однородных пластов использован в работе [23] для иллюстрации влияния диаметра труб на распределение притока вдоль ствола скважины, а также на формулу притока к скважине.

Сравнению подвергались три модели – с большой проницаемостью (БП), тяжелой нефтью (ТО) и средней проницаемостью (МП). Сравнивались двухзонное заканчивание с ICV, заканчивание с ICD и проволочным фильтром (WWS – wire wrapped screen) в качестве базового варианта.

#### **Распределение притока вдоль ствола скважины**

Рассмотрим случай большой проницаемости. Зависимость от размера труб при добыче на распределение «пятка-носок» обычно доминирует в хорошо проницаемых пластах и высокодебитных скважинах. Заканчивание с WWS для большого дебита (10 000 BPD) демонстрирует среднюю разницу между притоком к пятке и к носку. В случае заканчивания с ICV добыча из зоны пятки в три раза выше, чем из околосочной зоны скважины. Таким образом, имеется значительное проявление эффекта «пятка-носок». ICD с показателем 0.2 ат снижает и без того малый эффект «пятка-носок», наблюдаемый при заканчивании с WWS. Этот вариант демонстрирует наилучшее поведение для трех заканчиваний. Более «сильные» ICD (например, силой 3.2 ат) полностью уравнивают профиль притока.



При пониженном дебите (3000 BOPD) заканчивания с WWS и ICD дают практически одинаковые, уравновешенные профили притока. А эффект «пятка-носок» для заканчивания с ICD снижается на 20%.

Характерный индекс продуктивности скважины (0.26 BOPD/psi/ft или  $2 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{ат}/\text{м}$ ) для случая работы скважины в высокопроницаемом пласте [23] соответствует нефтяной скважине западной нефтяной провинции месторождения Трол [51]. Эффект «пятка-носок» долгое время признавался главной проблемой при разработке данной нефтяной провинции. С 2008 г. реализуется крупномасштабное применение технологии ICD. Однако индекс продуктивности огромного количества нефтяных скважин в мире, по крайней мере, на порядок или два меньше, чем таковой у скважин западной провинции Трола.

Результирующее ослабление эффекта «пятка-носок» будет продемонстрировано на следующих двух примерах.

Случай тяжелой нефти. Заканчивания с WWS и ICD демонстрируют хороший уровень уравновешивания как при дебите 3000, так и при дебите 10000 BOPD. По сравнению со сценарием с хорошей проницаемостью величина отношения притока «пятка-носок» в заканчивании с ICD снижается с 3 до 1.5 раз по мере уменьшения дебита.

Увеличенная вязкость нефти снижает эффект «пятка-носок». Это связано с линейной зависимостью депрессии от вязкости в соответствии с законом Дарси. А потери давления на трение слабо зависят от вязкости для турбулентного течения (что иллюстрируется диаграммой Муди [52]). Данная комбинация параметров позволяет увеличивать депрессию с практически неизменным падением давления на трение. Отсюда влияние потерь давления на трение на профиль притока становится меньше.

Случай средней проницаемости. Снижение проницаемости пласта при том же самом дебите увеличивает депрессию, практически не влияя на падение давления вдоль ствола скважины. Поэтому случаи средней проницаемости и тяжелой нефти показывают аналогичные результаты.

***Характеристика притока к скважине.*** Вычисление продуктивности скважин в работе [23] основывалось на методе узлового анализа. В соответствии с данной моделью WWS имеет лучшую продуктивность, чем прогрессивные заканчивания, поскольку они вызывают дополнительное падение давления вдоль траектории течения из пласта до устья.

В высокопроницаемых пластах меньший диаметр заканчивания с ICV часто ограничивает дебит скважин из-за ухудшения поведения выходного потока.

Проведенное сравнение динамики изменения дебита для случая высокопроницаемого пласта, основанное на характеристике притока к скважине (IPR – inflow performance relationship) для трех типов заканчивания, показало следующее. Как и ожидалось, WWS демонстрирует наилучшую характеристику притока. Дополнительный перепад давления, создаваемый ICD с каналом 0.2 ат, относительно мал и его IPR только немного ниже. Двухзонное заканчивание с ICV с открытыми управляющими клапанами занимает третье место при сравнении его IPR вследствие меньшего диаметра труб в заканчиваемой зоне.

Закрытие ICV на пятке уменьшит

- контактирующую с пластом длину ствола скважины, вынуждая флюид пройти длинный путь к носочному ICV;
- внутренний диаметр труб, вынуждая суммарный дебит носочной части скважины проходить через трубу меньшего диаметра.

Таким образом, IPR для такого заканчивания с ICV является наихудшим из всех. Средняя длина пути уменьшается при закрытии носочного клапана. Этот сценарий улучшает характеристику притока.

Поведение ICD с каналом 3.2 ат аналогично поведению заканчивания с ICV с закрытым ICV на носке. Общий вывод состоит в том, что повышенный диаметр труб для ICD дает им преимущество по отношению к ICV. Это преимущество играет важную роль в высокопроницаемых, высокодебитных приложениях.

**Проницаемость пласта.** Компиляция опубликованных примеров практического использования ICD на реальных месторождениях показывает, что ICD главным образом применялись в пластах со средней проницаемостью 1 Дарси и выше. Исключение составляет месторождение Shaybah [53], где ICD применено для снижения добычи свободного газа из газовой шапки. Требование создания соответствующего депрессии в пласте перепада давления вдоль заканчивания имеет два важных следствия относительно приложений ICD для средне- и низкопроницаемых пластов.

- Низкопроницаемые пласты обычно разрабатываются при повышенных депрессиях, по сравнению с более проницаемыми пластами. Следовательно, используемое в таком пласте устройство ICD должно генерировать большой перепад давления для

эффективного уравнивания, чтобы в процессе жизни скважины быть достаточно прочным и выдержать как большой перепад давления, так и максимально возможную скорость течения. Любое эрозионное размывание, увеличивающее размер сужения ICD, снизит степень уравнивания притока. Эрозия ожидается главным образом в высокопроницаемых зонах неоднородных пластов из-за их высокого продуктивного потенциала и ослабленной прочности пласта. Таким образом, выборочная эрозия может снизить перепад давления через высокопроницаемую зону, сохраняя его вдоль сужения низкопроницаемых зон. Тогда уровень уравнивания потока снизится. Подходящий дизайн оборудования и соответствующий выбор строительных материалов способны ослабить данную озабоченность, как это удалось достичь в свое время для ICV [25].

Эрозия – важный аспект дизайна прогрессивного заканчивания, который не следует не замечать. Кроме того, дополнительный перепад давления вдоль оптимального заканчивания с ICD значительно снизит индекс продуктивности/приемистости скважины в течение всей ее жизни. Это снижение становится все менее приемлемым по мере снижения проницаемости пласта.

- Практическое использование ICV в низко- и среднепроницаемых пластах не требует описанного выше снижения продуктивности/приемистости скважины. ICV изготавливаются для работы со статическими перепадами давления 690 ат, а также давлением разгрузки 240 ат. В то же время длительная добыча при высоких перепадах давления, превышающих 100 ат, может приводить к значительной эрозии [54]. Использование двухпозиционных (т.е. имеющих два положения – «полностью открыто» или «полностью закрыто») ICV значительно снизит риск эрозии. При этом в некоторых случаях достижима почти оптимальная добыча углеводородов [55].

Проницаемость пласта – важный параметр, как при выборе между заканчиванием с ICV или ICD, так и при выборе оптимального устанавливаемого типа устройств – ICV или ICD. Для соответствующего выбора требуется одновременный анализ многих аспектов, связанных с пластом.

- *Цели управления притоком.* Оптимальная стратегия разработки не всегда требует полной однородности притока, которую можно достичь при помощи ICD. Подобное уравнивание притока может не потребоваться, если расстояние между стволом скважины и аквифером или нагнетательной скважиной значительно изменяется в

различных частях длинной горизонтальной скважины. Необходимо определять требуемую степень уравнивания притока, если оно не является *единственной* целью управления.

- *Поведение скважины.* ICD с большим сопротивлением может потребоваться для достижения высокого уровня однородности притока. Но это снизит общую продуктивность/приемистость скважины. Между этими двумя противоборствующими критериями необходимо искать компромисс.

- *Фильтрующиеся фазы (нефть, вода, газ).*

- ◆ Как ICV, так и ICD могут использоваться для управления течением газа при заканчивании газонагнетательной скважины. Можно полагать, что применение ICD для закачки газа в нефтяные пласты не вызовет следующие проблемы:

- Δ эрозию (поскольку обычно закачиваемый газ является сухим и свободным от песка, он коррозионно не активен);

- Δ потерю приемистости (поскольку вязкость газа в пластовых условиях по крайней мере на порядок меньше вязкости нефти и воды, приемистость газа в пластовых условиях значительно выше, чем у нефти).

- ◆ Ограничение добычи воды из низкопроницаемых пластов за счет ICD представляет практическую трудность из-за накладываемого дополнительного перепада давления вдоль заканчивания.

- ◆ ICD могут быть полезны для снижения объемов добычи газа из газовой шапки в низкопроницаемых пластах. Перепад давления на ICD пропорционален квадрату объемной скорости потока. А плотность газа в пласте в несколько раз меньше, чем плотность нефти или воды. Скорости газа на забое больше, чем при добыче жидкости. Следовательно, ICD ограничит добычу газа более эффективно, чем добычу воды.

- ◆ В прогрессивных заканчиваниях могут формироваться высоковязкие эмульсии, особенно в сужениях труб малого диаметра. Формирование эмульсий зависит от того, с какой поверхностью взаимодействуют активные компоненты тяжелых нефтей, а также от испытываемого смесью флюидов сдвига при течении через сужение. Эмульсии могут увеличивать вязкость флюидов в несколько раз, ухудшая поведение скважины.

- *Дебит при добыче/закачке.* Связь между перепадом давления и дебитом линейна для течения жидкости в пласте и квадратична в пределах ICD. Таким образом, соотношение этих перепадов давления, самого дизайна заканчивания зависит от

планируемого дебита скважины при добыче или закачке. Эффективность ICD снижается, если скважина работает при скорости течения, отличной от проектного значения. Соответствующий анализ чувствительности должен показывать влияние изменения ожидаемой/возможной скорости течения на поведение заканчивания с ICD.

- *Вариация продуктивности вдоль ствола скважины.* Использование ICD позволяет влиять на несколько интервалов вдоль зоны притока. Но может оказаться затруднительным сгладить контрастность большой/малой проницаемости заканчиванием с устройством ICD постоянной «силы» (дополнительным сопротивлением).

**Значимость информации.** Измерения в реальном времени забойного давления, температуры и дебитов фаз на сегодняшний день доступны благодаря прежде всего продвижению волоконно-оптической технологии. Эта технология может применяться как в традиционных, так и в прогрессивных (с ICD и ICV) заканчиваниях. Измерения могут осуществляться как вне заканчивания – на вскрытой поверхности в песчаном пласте, так и внутри НКТ. Анализ измеряемых данных улучшает понимание инженером-разработчиком происходящих в пласте процессов. Таким образом, любые проблемные ситуации можно выявлять и преодолевать на основе использования новейших скважинных данных.

Преимущество ICV с точки зрения «значимости информации» связано с возможностью удаленного управления. Единственное действие, которое можно произвести с традиционным или ICD заканчиванием, состоит в изменении дебита скважины. А ICV заканчивание допускает удаленное управление каждой индивидуальной зоной.

ICV само по себе является источником информации. При возмущении притока к скважине, например за счет последовательного закрытия клапанов ICV можно идентифицировать зональную продуктивность. Исследование скважины можно провести в течение планируемого или случайного закрытия скважины или зоны. Перечисленные преимущества становятся все более очевидными по мере увеличения числа пластов, подвергаемых оптимизации добычи в реальном времени.

**Многозабойные скважины.** Установленные в главном стволе многозабойной скважины ICV могут управлять притоком из латерали. Например, балансировать течение из нескольких латералей или реагировать на изменение поведения отдельной латерали [56–58]. К сожалению, современные технологии не позволяют произвести инсталляцию ICV в пределах латералей.

ICD не способны управлять латералими аналогичным ICV способом. Однако они могут обеспечить управление притоком вдоль латерали [59]. Различные возможности управления течением, предлагаемые ICD и ICV, требуют их совместного использования в многозабойных скважинах. Например, на месторождении Z в Саудовской Аравии [60].

***Управление несколькими пластами (MRM – Multiple Reservoir Management).***

Одновременное дренирование нескольких пластов одним и тем же стволом приводит к снижению капитальных и эксплуатационных затрат при разработке месторождения. Международное нефтяное законодательство [23] применительно к разработке нефтяных и газовых месторождений требует позонного распределения дебита по месторождению или по скважинам каждый день. Также необходима работа по предотвращению перетоков в пласте. Преимущества MRM состоят в следующем:

- оптимальная последовательная добыча [3];
- совместная разработка одним стволом скважины [8–10, 13–15];
- управляемая передача флюидов между пластами для улучшения охвата или поддержания давления [12];
- внутрислоевый (авто) газлифт [4–7, 11];
- предотвращение перетоков между пластами при закрытии скважины или при добыче с небольшим дебитом. Такой переток может повредить пластам ввиду несовместимости флюидов или изменения насыщенности флюидами, а также может привести к потере запасов в пластах с низким давлением.

Соответствующие успехи были достигнуты на месторождениях с заканчиванием на основе ICV . Они описаны в публикациях [3–15]. MRM-приложения с ICD пока не опубликованы. Конструкционно ICD способны ограничить переток благодаря дополнительному фильтрационному сопротивлению, но они принципиально не способны предотвращать переток между пластами.

Двухзонное заканчивание с двумя НКТ – традиционное решение для одновременно-раздельной добычи из двух пластов. Однотрубное заканчивание с ICV – альтернатива на основе прогрессивного заканчивания. Скважина с диаметром ствола скважины 12 1/4", обсадной колонной диаметром 9 5/8" может быть закончена двумя трубами диаметром 3 1/2" (при двойном заканчивании) или 5 1/2" трубой с ICV, с преимуществом ICV над ICD.

На основе вышеизложенного можно сделать следующие выводы. Использование ICD и ICV при заканчивании определяется особенностями геологического строения разрабатываемых залежей. При совместной разработке предпочтительными являются заканчивания с ICV. При раздельной – с ICD. В многозбойных скважинах целесообразно совместное использование обеих технологий.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование новых экологически чистых технологий разработки месторождений углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерных экспериментов», № АААА-А16-116022510270-1).*

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Salamy S.P.* Maximum reservoir contact wells – a new generation wells for developing tight reservoir facies // Paper SPE 108806 DL prepared for presentation at the SPE Distinguish Lecturer Series Program. 2004–2005. 32 p.
2. *Dikken B.J.* Pressure drop in horizontal wells and its effect on production performance // Journal of Petroleum Technology. Vol. 42, No. 11. P. 1426–1433. SPE 19824.
3. *Akram N., Hicking S., Blythe P., Kavanagh P., Reijnen P., Mathieson D.* Intelligent well technology in mature assets // Paper SPE 71822 prepared for presentation at the SPE Offshore Europe Conference. Aberdeen, United Kingdom, 4–7 September 2001. 6 p.
4. *Al-Kasim F.T., Tevik S., Jakobsen K.A., Tang Y., Jalali Y.* Remotely controlled in-situ gas lift on the Norne Subsea Field // Paper SPE 77660 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, USA, 29 September–2 October 2002. 9 p.
5. *Betancourt S., Dahlberg K., Hovde Ø., Jalali Y.* Natural gas-lift: theory and practice // Paper SPE 74391 prepared for presentation at the SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico. Villahermosa, Mexico, 10–12 February 2002. 7 p.
6. *Bogaert P.M., Yang W., Meijers H.C., van Dongen C.M., Konopczynski M.* Improving oil production using smart fields technology in the SF30 satellite oil development Offshore Malaysia // Paper OTC 16162 prepared for presentation at the Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA, 3–6 May 2004. 7 p.
7. *Clarke A., Ayton J., Lawton D., Lean J., Burke K.* Case study: Lennox – the race to produce oil prior to gas cap blowdown // Paper SPE 100126 prepared for presentation at the SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Vienna, Austria, 12–15 June 2006. 9 p.

8. *Constantine J.* Installation and application of an intelligent completion in the EA Field, Offshore Nigeria // Paper SPE 90397 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, Texas, USA, 26–29 September 2004. 8 p.
9. *Dolle N., Singh P., Turner R., Woodward M., Paino W.-F.* Gas management, reservoir surveillance, and smart wells-an integrated solution for the Bagan Field // Paper SPE 96429 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas, USA, 9–12 October 2005. 5 p.
10. *Guatelli V.J., Lay K.R.* The planning and installation of a hydraulically operated (intelligent) completion – Offshore NW Australia // Paper SPE 88507 prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Perth, Australia, 18–20 October 2004. 7 p.
11. *Jin L., Sommerauer G., Abdul-Rahman S., Yong Y.C.* Smart completion design with internal gas lifting proven economical for an oil development project in Brunei Shell // Paper SPE 92891 prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia, 5–7 April 2005. 10 p.
12. *Lau H.C., Deutman R., Al-Sikaiti S., Adimora V.* Intelligent internal gas injection wells revitalise mature S.W. Ampa Field // Paper SPE 72108 prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference. Kuala Lumpur, Malaysia, 6–9 October 2001. 8 p.
13. *Lehle G., Bilberry D.* Optimizing marginal subsea well developments through application of intelligent completions // Paper OTC 15193 prepared for presentation at the the Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA, 5–8 May 2003. 6 p.
14. *Nielsen V.J., Piedras J., Stimatz G.P., Webb T.R.* Aconcagua, Camden Hills, and King’s Peak Fields, Gulf of Mexico employ intelligent completion technology in unique field development scenario // SPE Production & Facilities. 2002. November. P. 236–240. SPE 71675.
15. *Skilbrei O., Chia R., Schrader K., Purkis D.* Case history of a 5 zone multi-drop hydraulic control intelligent Offshore Completion in Brunei // Paper OTC 15191 prepared for presentation at the Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA, 5–8 May 2003. 7 p.
16. *Haaland A., Rundgren G., Johannessen Ø.* Completion technology on troll-innovation and simplicity // Paper OTC 17113 prepared for presentation at the Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA, 2–5 May 2005. 6 p.



17. *Henriksen K.H., Gule E.I., Augustine J.* Case study: the application of inflow control devices in the troll oil field // Paper SPE 100308 prepared for presentation at the SPE European Petroleum Conference. Vienna, Austria, 12–15 June 2006. 5 p.
18. *Alhuthali A.H., Oyerinde D., Datta-Gupta A.* Optimal waterflood management using rate control // SPE Reservoir Evaluation & Engineering Journal. 2007. Vol. 10, No. 5. P. 539–551. SPE 102478.
19. *Brouwer D.R., Jansen J.D.* Dynamic optimization of water flooding with smart wells using optimal control theory // SPEJ. 2004. Vol. 9, No. 4. P. 391–402.
20. *Jansen J.D., Wagenvoort A.M., Droppert V.S., Daling R., Glandt C.A.* Smart well solutions for thin oil rims: inflow switching and the smart stinger completion // Paper SPE 77942 prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Melbourne, Australia, 8–10 Oct. 2002. 10 p.
21. *Augustine J., Mathis S., Nguyen H., Gann C., Gill J.* Worlds first gravel-packed uniform inflow control completion // Paper SPE 103195 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, USA, 24–27 September 2006. 7 p.
22. *Raffn A.G., Hundsnes S., Kvernstuen S., Moen T.* ICD screen technology used to optimize waterflooding in injector well // Paper SPE 106018 prepared for presentation at the Production and Operations Symposium. Oklahoma City, Oklahoma, USA, 31 March–3 April 2007. 8 p.
23. *Birchenko V.M., Al-Khelaiwi F.T., Konopczynski M.R., Davies D.R.* Advanced wells: how to make a choice between passive and active inflow-control completions // Paper SPE 115742 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, USA, 21–24 September 2008. 15 p.
24. *Gao C., Rajeswaran T., Nakagawa E.* A literature review on smart well technology // Paper 106011 prepared for presentation at the Production and Operations Symposium. Oklahoma City, Oklahoma, USA, 31 March–3 April 2007. 9 p.
25. *Al-Khelaiwi F.T., Birchenko V.M., Konopczynski M.R., Davies D.R.* Advanced wells: a comprehensive approach to the selection between passive and active inflow control completions // Paper IPTC-12145 prepared for presentation at the International Petroleum Technology Conference. Kuala Lumpur, Malaysia, 3–5 December 2008. 22 p.

26. *Birchenko V.M., Demyanov V.V., Konopczynski M.R., Davies D.R.* Impact of reservoir uncertainty on selection of advanced completion type // Paper SPE 115744 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, USA, 21–24 September 2008. 10 p.
27. *Floris F.J.T., Bush M.D., Cuypers M., Roggero F., Syversveen A.-R.* Methods for quantifying the uncertainty of production forecasts: a comparative study // *Pet. Geosci.* 2001. Vol. 7. P. 87–96.
28. *de Montleau P.* et al. Production optimization under constraints using adjoint gradients // Paper A041 prepared for presentation at the 10 European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. Amsterdam, The Netherlands, 4–7 September 2006.
29. *Ebadi F., Davies D.R.* Should «proactive» or «reactive» control be chosen for intelligent well management? // Paper SPE 99929 prepared for presentation at the Intelligent Energy Conference and Exhibition. Amsterdam, The Netherlands, 11–13 April 2006. 14 p.
30. *Naus M.M.J.J., Dolle N., Jansen J.-D.* Optimization of commingled production using infinitely variable inflow control valves // *SPE Production & Operations.* 2006. Vol. 21, No. 2. P. 293–301. SPE 90959.
31. *van den Berg F.G.* Smart fields – optimizing existing fields // Paper SPE 108206 prepared for presentation at the Digital Energy Conference and Exhibition. Houston, Texas, USA, 11–12 April 2007. 3 p.
32. *Meum P., Tøndel P., Godhavn J.-M., Aamo O.M.* Optimization of smart well production through nonlinear model predictive control // Paper SPE 112100 prepared for presentation at SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition. Amsterdam, The Netherlands, 25–27 February 2008. 11 p.
33. *Закиров Э.С.* Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Изд. дом «Грааль», 2001. 303 с.
34. *Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Любимова О.В., Аникеев Д.П., Ширяев И.М., Баганова М.Н.* Оптимальное управление разработкой месторождения в замкнутом цикле // Статья SPE-176642-RU, представленная на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 26–28 октября, 2015, Москва, Россия. 31 с.
35. *Закиров И.С.* Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 2006. 356 с.

36. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М.: ИПНГ РАН, 2004. 520 с.
37. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С.* и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть II. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.
38. *Zakirov I.S., Aanonsen S.I., Zakirov E.S., Palatnik B.M.* Optimizing reservoir performance by automatic allocation of well rates // Proceedings of the 5<sup>th</sup> European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. Leoben, Austria, 1996. P. 375–384.
39. *Zakirov E.S., Zakirov I.S.* Optimal production management of multilayered fields // Proceedings of ECMOR VIII – 8<sup>th</sup> European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. Freiberg, Germany, 3–6 September 2002. 8 p.
40. *Закиров И.С., Закиров Э.С.* Регулирование разработки месторождений природных углеводородов // Газовая промышленность. 1997. № 7. С. 68–71.
41. *Закиров Э.С.* Регулирование процесса разработки нефтяных оторочек // Наука и технология углеводородов. 2000. № 1. С. 64–70.
42. *Закиров Э.С., Мангазеев В.П., Закиров И.С.* Регулирование разработки многопластовых месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 5. С. 73–78.
43. *Saggaf M.M.* A Vision for future upstream technologies // Petroleum Technology. Vol. 60, No. 3. P. 54–55, 94–98. SPE 109323.
44. *Hembling D., Sunbul A.H., Salerno G.* Advanced well completions result in enhanced well productivity and recovery in Saudi Aramco's Offshore Fields // Paper SPE 108877 prepared for presentation at the Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia, 30 October–1 November 2007. 7 p.
45. *Freyer R., Huse A.* Swelling packer for zonal isolation in open hole screen completions // Paper SPE 78312 prepared for presentation at the European Petroleum Conference. Aberdeen, United Kingdom. 29–31 October 2002. 5 p.
46. *Kennedy G., Lawless A., Shaikh K., Alabi T.* The use of swell packer's as a replacement and alternative to cementing // Paper SPE 95713 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas, USA, 9–12 October 2005. 4 p.

47. *Kleverlaan M., van Noort R.H., Jones I.* Deployment of swelling elastomer packers in shell E&P // Paper SPE 92346 prepared for presentation at the SPE/IADC Drilling Conference. Amsterdam, The Netherlands, 23–25 February 2005. 2 p.
48. *Ogoke V., Aihevba C., Marketz F.* Cost-effective life-cycle proville control completion system for horizontal and multilateral wells // Paper SPE 102077 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference. San Antonio, Texas, USA, 24–27 September 2006. 7 p.
49. *Triolo M.T., Davis E.R., Buck B.R., Freyer R., Smith L.* Innovative completion technology enhances production assurance in Alaskan North Slope viscous-oil developments // Paper SPE 97928 prepared for presentation at the SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Calgary, Alberta, Canada, 1–3 November 2005. 10 p.
50. *Al-Khelaiwi F.T., Davies D.R.* Inflow control devices: application and value quantification of a developing technology // Paper SPE 108700 prepared for presentation at the International Oil Conference Exhibition. Veracruz, Mexico, 27–30 June 2007. 13 p.
51. *Haug B.T.* The second long-term horizontal well test in troll: successful production from a 13-in. oil column with the well partly completed in the water zone // Paper SPE 24943 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, D.C., 4–7 October 1992. 10 p.
52. *Moody L.F.* Friction factors for pipe flow // Transactions of the American Society of Mechanical Engineers. 1944. Vol. 66, No. 8. P. 671–681.
53. *Salamy S.P., Al-Mubarak H.K., Hembling D.E., Al-Ghamdi M.S.* Deployed smart technologies enablers for improving well performance in tight reservoirs – case: Shaybah Field, Saudi Arabia // Paper SPE 99281 prepared for presentation at the Intelligent Energy Conference and Exhibition. Amsterdam, The Netherlands, 11–13 April 2006. 6 p.
54. [https://www.slb.com/~media/Files/completions/product\\_sheets/intelligent\\_completions/trfc\\_hn\\_ap.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/completions/product_sheets/intelligent_completions/trfc_hn_ap.pdf)
55. *Zandvliet M.J. et al.* Bang-bang control and singular arcs in reservoir flooding // Petroleum Science & Engineering. 2007. Vol. 58. P. 186–200.
56. *Abduldayem M.A., Shafiq M., Al Douhan N.D., Baluch Z.A.* Intelligent completions technology offers solutions to optimize production and improve recovery in quad-lateral wells in a mature field // Paper SPE 110960 prepared for presentation at the SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium. Dhahran, Saudi Arabia, 7–8 May 2007. 4 p.

57. *Afaleg N.I., Pham T.R., Al-Otaibi U.F., Amos S.W., Sarda S.* Design and deployment of maximum reservoir contact wells with smart completions in the development of a carbonate reservoir // Paper SPE 93138 prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia, 5–7 April 2005. 19 p.

58. *Haugen V., Fagerbakke A.-K., Samsonsen B., Krogh P.K.* Subsea smart multilateral wells increase reserves at Gullfaks South Statfjord // Paper SPE 95721 prepared for presentation at the SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, USA, 22–26 April 2006. 2 p.

59. *Al Qudaihy D.S., Al Qahtani H.B., Sunbul A.H., Hembling D., Salerno G.* The evolution of advanced well completions results in enhanced well productivity and recovery in Saudi Aramco's Offshore Fields // Paper SPE 103621 prepared for presentation at the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. Bangkok, Thailand, 13–15 November 2006. 7 p.

60. *Sunbul A.H., Hembling D., Al Qudaihy D.S., Al Harbi N.A., Salerno G.* The evolution of advanced well completions to enhance well productivity and recovery in Saudi Aramco's Offshore Fields // Paper SPE 105036 prepared for presentation at the Middle East Oil & Gas Show and Conference. Bahrain, Kingdom of Bahrain, 11–14 March 2007. 6 p.