

## ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СКВАЖИН В СИСТЕМАХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

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

Статья кратко описывает возможности, предоставляемые интеллектуальными скважинами, с точки зрения увеличения добычи в сложных условиях. Эффективность большинства представляемых походов подтверждается данными 3D математического моделирования с использованием так называемой модели скважины (см. статью\* данного выпуска). Часть технологий является просто выдвигаемыми предложениями на уровне идей.

**Оптимальная последовательная разработка.** Как известно, скважины часто пересекают более одного нефтегазоносного пласта. На основе проекта разработки по результатам технико-экономического анализа реализуется раздельная или совместно-раздельная эксплуатация залежей.

При разработке только одного пласта в каждый момент времени добывающие скважины, с типичной последовательностью вскрытия снизу вверх, дренируют этот пласт вплоть до достижения экономического предела. Затем устанавливается цементный мост и перфорируется следующая зона вверх по стволу скважины. Такая последовательность действий приводит к неоптимальному профилю добычи, поскольку она сопряжена с длительными периодами снижения дебитов. Это продолжается до тех пор, пока следующий интервал не будет отперфорирован.

Интеллектуальное заканчивание, способное с поверхности регулировать добычу из наиболее продуктивного интервала или пласта в любой момент времени, ускоряет отложенную добычу нефти, «не жертвуя» извлекаемыми запасами.

В случаях малоактивной водонапорной системы, когда не обеспечивается адекватная поддержка давления, изоляция на некоторое время обводняющегося прося с последующим его открытием приводит к дополнительной добыче из этого интервала пласта.

---

\* См. статью Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «О представлении скважины в 3D гидродинамической модели» в данном выпуске.

Месторождение Tern в Северном море представляет собой хороший пример оптимальной последовательной разработки [1]. Обычная последовательность действий на практике включает операции

- перфорации наиболее продуктивного нефтеносного интервала в отложениях Brent (обычно Lower Ness и Etive) и изоляции этих песчаников после их обводнения;
- перфорации плотных песчаников отложений триаса (Broom, Rannoch, Upper Ness Tarbert);
- реперфорации основного продуктивного нефтеносного интервала после обводнения плотных песчаников.

Интеллектуальное заканчивание с удаленным управлением позволяет снизить число скважинных операций. Изначально скважина перфорируется сразу во всех зонах, без необходимости повторной операции по изоляции обводненных зон и их реперфорации. В результате имеет место эффект ускорения добычи, обеспеченный удаленным переключением работающих интервалов.

Благодаря инсталляции управляющих притоком клапанов снижение добычи из отложений триаса может быть замедлено путем компенсации добычи переключением на отложения Brent. В это время происходит восстановление давления в отложениях триаса. Этот подход приводит не только к ускорению, но и к дополнительной рискованной добыче нефти (85 000 бар.) по сравнению с базовым сценарием.

***Совместная эксплуатация многопластового месторождения [2].*** Совместная добыча из всех продуктивных интервалов реализует полный добычный потенциал скважины. При условии, что диаметр труб не является лимитирующим фактором при совместной добыче, а пластовые давления или химические несовместимости также не являются ограничивающими параметрами.

Управляемая совместная эксплуатация пластов с использованием интеллектуального заканчивания обеспечивает безошибочную оптимизацию общего дебита нефти на устье, благодаря контролю за притоком из пластов с различными фильтрационно-емкостными параметрами и их соответствующими вкладами как в суммарный дебит, так и в обводненность добываемой скважиной продукции.

Контроль за межпластовыми перетоками и потерями запасов может осуществляться с помощью следующих технологий:

- периодическое проведение геофизических исследований в эксплуатационных скважинах (PLT);
- взятие геохимических проб и их анализ;
- использование информации о забойных давлении и температуре, в комплексе с данными многоступенчатого испытания [3] и пассивного акустического прослушивания [4]; использование клапанов и забойных датчиков (Вентури и волоконно-оптических) в качестве расходомеров [5];
- тестирование продуктивности пластов с использованием управляющих притоком клапанов с целью нахождения наилучшего режима совместной эксплуатации.

Пример, демонстрирующий преимущество совместной эксплуатации по сравнению с последовательной, представлен результатами моделирования скважины Fourgier 3 месторождения Na Kika в Мексиканском заливе. Два клапана синсталлированы для управления нижней пачкой (верхний и нижний пласт F8ra) и верхним пластом (пласт F7.5). Открытие/закрытие управляющих притоком клапанов используется для изоляции одного пласта, когда его обводненность негативно влияет на суммарную добычу нефти на устье скважины [6].

Результаты моделирования показывают, что совместная разработка приводит к увеличенной (на 28%) добыче из скважины Fourgier 3. В некоторых случаях неуправляемая (без ICV) совместная добыча вместе с традиционными скважинными операциями могут дать альтернативное решение. По крайней мере, для глубоководных скважин стоимость скважинных операций настолько велика, что в большинстве случаев разумно рассмотреть альтернативу в виде интеллектуальных заканчиваний, несмотря на их дополнительную стоимость.

Не отвергая полностью идею совместной эксплуатации, следует отметить ее существенный недостаток. Так, в работе [7] отмечается, что совместная эксплуатация основывается на использовании вертикальных скважин. Таким образом, практически отклоняется возможность раздельной эксплуатации пластов на основе систем горизонтальных скважин.

Давлению со стороны производителей оборудования для совместной добычи целесообразно противопоставлять взвешенный технико-экономический анализ. Требуется также оценка рисков ситуаций, связанных с ремонтами, исследовательскими (ГИС и ГДИС) работами, отложениями АСПО и другими факторами.

*Перекачка жидкости для повышения эффективности вытеснения или увеличения давления.* Когда газоносный или водоносный пласты со значительным давлением расположены выше или ниже продуктивных интервалов, в целях поддержания давления в добывающем интервале может использоваться специальная скважина для перекачки флюидов управляемым способом. Практика неуправляемой подачи воды в продуктивный пласт из водоносного горизонта, когда вода из аквифера под большим давлением подавалась в нефтедобывающие пласты [8, 9], насчитывает многие годы. Интеллектуальная система заканчивания, включающая измеряющие датчики и управление дебитами перекачиваемых флюидов, расширила диапазон применимости данной идеи и снизила связанные с такой практикой риски. Реальный пример пласта с внутренней инъекцией газа – скважина SWA-285 на месторождении SW Ampa Block 11, разрабатываемом Brunei Shell Petroleum Co. (BSP) [10]. Заканчивание разработано для перетока газа из глубоких пластов AW/AX в газовые шапки вышележащих нефтяных пластов AV. Данная схема сберегает инвестиции в источники газа и обустройство промысла под закачку.

Стоит, однако, учитывать имеющийся здесь элемент рекламы, ибо газы в разновозрастных пластах различаются по составу, в том числе по наличию кислых компонентов. Другими словами, излагаемая идея не может сразу приниматься на веру. Так, например, в ачимовских отложениях Западной Сибири значительны запасы газоконденсатных систем при повышенных и аномально высоких пластовых давлениях. При этом залежи отличаются высокими конденсатогазовыми факторами (КГФ).

Казалось бы, привлекательный ачимовский объект не пригоден к перепуску жирного газа в вышележащие газоконденсатные шапки с низкими КГФ. Ачимовский газ следует добывать отдельно, на поверхности извлекая из него конденсат. Только после этого осушенный газ может использоваться в технологиях повышения КИН, например при разработке залежей высоковязких нефтей [11]. В то же время не исключена необходимость поддержания давления в самой ачимовской залежи. При составлении планов по добыче инженеры-разработчики должны учитывать возможность интенсификации притока глубинных углеводородов [12]. Для поиска и доразведки соответствующих зон могут представлять интерес идеи патента [13].

Концепция интеллектуального заканчивания предполагает использование гравийного фильтра в открытом забое, управляемого клапана в верхней зоне, гидравлической задвижки НКТ в нижней зоне, а также забойных манометров.

В результате поддержания давления в пласте за счет перекачивающей скважины дебит нефти увеличился более чем на 25000 STB/D.

**Нефтяные оторочки с пликативной моделью.** На темпах добычи нефти из горизонтальной скважины, расположенной между водонефтяным и газонефтяным контактами в тонкой нефтяной оторочке, крайне негативно сказываются ранние прорывы воды или газа, особенно в районе пятки скважины, если падение давления вдоль ствола скважины сопоставимо с величиной депрессии у пятки. При указанных прорывах добыча нефти резко снижается, газ и вода оттесняют нефть от ствола скважины. Лифтирование добываемой продукции становится рискованным вследствие наличия избыточной воды.

В большинстве случаев отношение длины скважины к толщине нефтяной оторочки достаточно велико. После прорыва газа в одном интервале скважины добыча нефти практически прекращается, ее необходимо переносить на другой интервал, что позволит вернуться к добыче нефти при газовом факторе на уровне растворенного газа. Кроме того, необходимо возвращать прорывной газ из закрытого интервала в газовую шапку, одновременно восстанавливая нефтяную часть пласта.

Этот подход был успешно применен компанией Shell Gabon на скважинах месторождения Rabi. Использовалась стингерная труба для обеспечения интервала добычи в середине горизонтальной секции (см. нашу работу\* в данном номере журнала), а инсталлированная раздвижная боковая «заслонка», приводимая в действие с помощью проводной линии связи, управляла депрессией на пятке скважины [14].

Ряд исследователей [15–17] развивают эту идею. В результате были предложены интеллектуальные заканчивания, позволяющие передвигать точку добычи, допуская сегрегацию фаз с использованием пласта в качестве сепаратора.

**Нефтяные оторочки в дизъюнктивных моделях.** Дренирующая несколько нефтяных оторочек или блоков скважина в ряде случаев может оказаться предпочтительной, поскольку в ней возможно управление притоком из различных блоков. Чем более контрастны свойства пласта вдоль траектории скважины (например,

---

\* См. статью Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрунский И.М., Анিকেев Д.П. «Умное заканчивание стингером и перемещение точки притока флюида как альтернатива пассивных и активных устройств при разработке тонких нефтяных оторочек» в данном выпуске.

расположение контактов, активность аквиферов, отношение запасов газа к запасам нефти, фильтрационно-емкостные свойства пласта), тем большую результативность можно достичь благодаря зональному управлению в одной скважине.

Соответствующий подход реализован компанией Brunei Shell Petroleum Co. (BSP) применительно к скважине, пробуренной и законченной на месторождении Iron Duke. Траектория скважины проходит через пять зон в двух блоках, которые с экономической точки зрения целесообразно задренировать только одной скважиной.

После годичной добычи данная скважина была переоборудована с инсталляцией клапанов управления притоком в пяти зонах с различными пластовыми характеристиками. Результаты численного моделирования показали, что неконтролируемая добыча может приводить к поведению, далекому от оптимального, поскольку продукция загазованных и обводненных зон доминирует и своим наличием подвергает риску лифтирование нефти из других зон.

Периодически степень раскрытия клапанов следует регулировать для максимизации общей добычи нефти на поверхности. Накопленная добыча в результате интеллектуального заканчивания увеличивается на 38% по сравнению с базовым случаем.

***Процессы вытеснения нефти при эксплуатации месторождения.***  
Эффективность вытеснения нефти тесно связана с коэффициентом охвата пласта закачиваемыми флюидами. В периодической литературе приводится много примеров вторичных и третичных методов добычи, а также влияния неоднородности на охват вытеснением. Интеллектуальные заканчивания весьма результативны в условиях слоистых пластов, а длинные горизонтальные скважины наиболее работоспособны при значительном контрасте пластовых свойств вдоль их траектории.

Так, на месторождении Oseberg, разрабатываемом Norsk Hydro [18], добыча из управляемой скважины с изоляцией газа на пятке скважины превзошла добычу из неконтролируемой скважины на 30%.

При вытеснении в морских условиях удаленное управление притоком – наиболее приемлемый инструмент ввиду высокой стоимости скважинных операций. Кроме того, к удаленному управлению подталкивает необходимость наличия средств на устранение прорывов газа или воды в добывающих скважинах, а также в водонагнетательных, когда требуется закачка воды из-за недостаточного поддержания давления малоактивным

аквифером. Или газонагнетательных – если принимается решение о закачке газа до тех пор, пока не появится газоэкспортная инфраструктура.

Морские проекты реализуются при ограниченном числе оценочных скважин с относительно высокой геологической неопределенностью. Эффективные по стоимости опции заканчивания скважин без последующих скважинных операций, включающие удаленное управление в нагнетательных и/или добывающих скважинах, следует рассматривать в качестве недорогой гарантии надежности базового прогноза.

**Определение профиля притока.** Распределение добычи и закачки вдоль ствола скважины рассчитывается на основе параметра  $kh$ . Часто профилометрия указывает на не соответствующий ожиданиям профиль притока, и целые сегменты скважины значительной длины признаются малопродуктивными, не дающими существенного притока в добычу. Данная информация является ключевой не только для последующего моделирования, она также играет важную роль в оценке и локализации непромытых или незадренированных запасов нефти. К сожалению, профилометрия проводится достаточно редко по причине высокой стоимости соответствующих работ, риска неуспешности скважинной операции, а также из-за проблем с насосным оборудованием в скважине.

Распределенный датчик измерения температуры (DTS) – волоконно-оптическая технология, обеспечивающая измерение теплового профиля скважины, который во многих случаях может быть преобразован в профиль притока вдоль ствола скважины. Датчик интенсивно использовался при вытеснении нефти паром в Калифорнии [19] и Канаде. Изначально добывающие скважины не продуцируют пар, а температурный каротаж обеспечивает ключевой информацией для управления работой как нагнетательных, так и добывающих скважин.

Использование точечных температурных данных в нагнетательных скважинах – хорошо разработанная методология определения профиля приемистости [20]. DTS расширяет применение соответствующей методологии на всю длину скважины.

Горизонтальная водонагнетательная скважина на месторождении Marmul компании Petroleum Development Co. of Oman (PDO) представляет пример промышленного применения данной технологии. Скважина была остановлена после 6 месяцев закачки. У инженеров-разработчиков имелась информация о температуре закачиваемой воды, а также профиль температуры спустя один, два и четыре дня после закрытия скважины. Наблюдалось прогревание скважины до пластовой температуры. Зоны скважины,

подвергшиеся закачке холодной воды, запаздывали в прогреве, по сравнению с плотной матрицей и глинистой зоной, поскольку там производилась ограниченная по объему закачка (или она вообще отсутствовала). Адаптированная история изменения температуры накладывалась на измеренный профиль после четырех дней с момента закрытия скважины. Параметр адаптации – произведение проницаемости на толщину ( $kh$ ) вдоль скважины.

DTS дает возможность проводить PLT-каротаж в режиме реального времени, позволяет наблюдать за процессами, происходящими за обсадной колонной, и получать важную информацию о течении в скважине.

Добывающие скважины M-12 и M-17 на месторождении Wytch Farm компании BP представляют другой интересный пример [21] использования DTS. DTS-информация позволила при закрытии скважины M-12 распознать переток за обсадной колонной, а также зафиксировать приток воды в скважину M-17.

**Интеллектуальные многозабойные скважины.** Поднятый выше вопрос об управлении притоком для оптимизации добычи из слоистых пластов еще более важен в случае многозабойных скважин [22].

Внедрение технологии бурения и заканчивания многозабойных скважин всех уровней TAML (Technical Advancement of Multilaterals, т.е. «Техническое продвижение многозабойных скважин») стало значительным событием. Некоммерческая организация TAML входит в консорциум сервисных компаний, финансировавших программу выработки стандартов и классификации заканчивания многозабойных скважин. Наибольшее распространение получили необсаженные стволы (соединения низшего уровня, по классификации TAML). Однако в производственной практике требуются более продвинутое условия на соединение (TAML уровней 4–6) [23].

Многозабойные скважины снижают стоимость скважины в терминах единичной контактирующей с породой длины ствола. Они особенно значимы в условиях морской добычи из-за ограничения на число слотов на платформах. С точки зрения бурения и заканчивания использование многозабойных скважин особенно эффективно в карбонатных породах, поскольку продуктивная порода достаточно прочна. А боковые стволы с открытым забоем эффективно бурятся из открытого или обсаженного материнского ствола.

Управление притоком из каждого ствола многозабойной скважины потенциально способно смягчить последствия неожиданного поведения скважины с точки зрения добычи из каждого ствола. Кроме того, можно избежать проблем с перетоками между стволами или недренированием запасов.

Повторно законченная добывающая скважина компании PDO на месторождении Saih Rawl представляет промысловый пример интеллектуального заканчивания многозабойной скважины [24]. Месторождение разрабатывалось многозабойными добывающими скважинами. Указанные скважины располагались в верхней части нефтенасыщенной зоны пласта. А многозабойные нагнетательные скважины осуществляли закачку в аквифер для обеспечения поддержания давления при вертикальном водонапорном режиме. На начальном этапе эксплуатации ряд добывающих скважин испытал резкое увеличение обводненности. Чтобы смягчить проблему ранней обводненности, добывающая скважина SR108 – четырехзабойная скважина (TAML уровня 2) – была повторно закончена с четырьмя управляющими клапанами на материнском стволе с целью управления добычей из каждого ствола. Стволы 1 и 4 были признаны дающими наибольшую долю воды в продукции. В результате после закрытия управляющих клапанов этих двух стволов добыча увеличилась с 300 до 1700 STB/D.

Другой пример – морская инсталляция на юге о-ва Явы двухзабойной скважины A-24. Она была пробурена China Natl. Offshore Operating Co. (CNOOC) в Индонезии. Это первый пример в мире интеллектуального заканчивания скважины TAML уровня 6 [25].

***Интеллектуальное заводнение в трещиноватых карбонатных пластах.***  
Управление течением вдоль горизонтальных скважин с возможностью модификации профилей закачки и добычи для улучшения коэффициента охвата вытеснением представляет собой крайне актуальную задачу. Работа по моделированию проводится многими исследователями [26–34]. Цель данных работ – достижение дополнительной добычи нефти, в том числе за счет интеллектуального скважинного оборудования.

Естественные или техногенные (вызванные закачкой) трещины в горизонтальных нагнетательных и добывающих скважинах могут действовать как линии «короткого замыкания», особенно при активном водонапорном режиме в нефтеносных карбонатах. Ибо возникают серьезные проблемы с достижением полноты охвата вытеснением. Многие годы широко используются химические и механические способы водоизоляции и выравнивания профиля притока, как для добывающих, так и для нагнетательных скважин.

В работе [35] было рассмотрено интеллектуальное заканчивание нагнетательных скважин с целью увеличения добычи и использования трещин для поочередной помощи нагнетательной и добывающей скважинам. Нагнетательная скважина разбивалась на индивидуально управляемые сегменты, действующие как независимые инжекторы. Управляющие течением клапаны ICV устанавливались на НКТ вдоль скважины в обсаженном или открытом забое вместе с изолирующими пакерами.

По мере увеличения обводненности в добывающей скважине определялся интервал для закрытия в нагнетательной скважине. Для этого последовательно тестировались все ее сегменты. В результате был выявлен интервал, ответственный за «короткое замыкание» по воде. Действующие как продолжение нагнетательной скважины, трещины с высоким давлением не переставали питать добывающую скважину, допуская приток не только воды, но и нефти из ранее находившейся под давлением матрицы. Смоделированный цикл поддержания давления продемонстрировал значительное увеличение полноты охвата вытеснением.

**Газодобывающие переключающие скважины.** Контракты на поставку газа могут потребовать дополнительную добычу в течение ограниченного интервала времени. Интеллектуальное заканчивание в газонасыщенной зоне нефтяной скважины может решать подобную проблему.

Пример промысловой реализации – добывающая скважина Brent-Charlie BC32S1, пробуренная Shell Expro в Северном море. Она проходит через газовую шапку S1 Statfjord и через нефтяной пласт S3 [1]. В газовой шапке пласта S1 скважина оснащена управляющим клапаном, который открывался только зимой на короткое время для большой мгновенной подачи газа. Заканчивание разработано для добычи лифтируемой газом нефти из пласта S3 в течение большей части года при закрытом клапане. А при открытом клапане обеспечивалась добыча 2 млн м<sup>3</sup>/сут газа из газовой шапки пласта S1 при совместной эксплуатации пластов S1 и S3.

**Связующие скважины.** Морские проекты имеют свои ограничения на расположение платформ и скважин с целью дренирования всех имеющихся запасов, иначе на поздней стадии разработки часть нефтяных запасов может оказаться недренируемой. Тогда бурят подводные скважины с колонной-надставкой, что значительно увеличивает стоимость проекта. Альтернативный подход состоит в бурении подводных скважин без колонны-надставки и соединении недоступного с платформы пласта с другим, уже

разрабатываемым пластом. Данный подход реализован на месторождении Woodside Perseus, разрабатываемом с платформы North Rankin. Пробуренные с платформы, скважины с увеличенным отклонением могут задренировать запасы пласта Preseus D. Однако значительные запасы пласта А с платформы останутся не затронутыми разработкой.

Для перепуска газа из высокопроницаемого пласта А в уже разрабатываемый пласт D предложены связующие скважины. Подобные скважины полезны в случае расширения действующих контрактов на поставку газа без немедленной поставки дополнительных объемов. По этой причине связующие скважины не были пробурены на Perseus.

Разработка с дополнительной добычей за счет увеличения дренируемых запасов с присоединением новых углеводородных залежей требует детального моделирования. Технологически размещение управляющих клапанов и манометров между двумя пластами возможно. А малые корабли с акустической телеметрией могли бы считывать с них данные и приводить в действие клапаны по мере необходимости. Реализация подобной идеи возможна только на основе интеллектуальных технологий.

***Пробная эксплуатация скважины.*** Длительную пробную эксплуатацию можно провести между пластом-источником с высоким давлением и пластом-стоком (истощенный пласт). При этом возможно использование остановленных или активных скважин, повторно законченных в новых интервалах, оборудованных забойными расходомерами и датчиками давления. Очевидна реализация интеллектуальной оценочной скважины, законченной в нижней зоне активной добывающей скважины.

Аналогичный подход может применяться и при разведке, если будут найдены два пласта с различными потенциалами давления в целях организации перетока между ними. Этот очень экологически чистый подход позволяет проводить длительную пробную эксплуатацию без подъема продукции на поверхность.

***Интеллектуальная ликвидация скважины.*** Размещение датчиков в ликвидируемой или приостановленной разведочной, оценочной или эксплуатационной скважине позволяет проводить мониторинг пласта без возбуждения добычи или дополнительных действий в скважинах. Данные об изменении давления в ликвидированных оконтуривающих скважинах могут дать значимую информацию о

процессе разработке пласта, например, о пропускной способности сброса, протяженности аквифера и латеральной протяженности глинистых пластов.

Основные технические проблемы для правильной ликвидации морской скважины связаны

- с подземной ликвидацией (т.е. с разрезанием обсадных труб и размещением ликвидационных мостов),
- извлечением устья и обсадных труб до уровня морского дна без нарушения кабеля до датчика.

Эти риски можно смягчить, если использовать бескабельное электроснабжение и передачу данных. В этом случае время жизни системы в целом ограничивается временем жизни набора батарей, размещенных в скважине.

Случаи интеллектуальных ликвидаций скважин в индустрии очень малочисленны. Морская скважина, законченная в 1998 г. в Северном море сервисной компанией Subtech с 132 точками измерения на забое, функционировала как минимум до апреля 2003 г. Данные получали гидроакустическим способом связи на глубине моря в 350 м. Цель этой инсталляции состояла в мониторинге давления и вертикального движения флюидальных контактов в пласте.

**Автогазлифт.** Нефтяные скважины, пересекающие газоносный пласт или участвующие в разработке нефтяных оторочек, могут заканчиваться с обеспечением контролируемой добычи пластового газа. Этот газ используется в целях лифтирования добываемой продукции, со значительным сокращением наземных объектов обустройства. Для этих целей могут использоваться регулируемые по проводам газлифтные мандрели [36] или управляемые с поверхности электрические клапаны [37]. В случае, когда источник газа расположен в нижнем пласте, успешно реализуется метод автогазлифта.

Однако на практике во многих случаях данные возможности упускаются или игнорируются. Месторождение Тролл в Северном море с разрабатываемой тонкой нефтяной оторочкой морскими скважинами представляет образцовый пример [37]. Газ газовой шапки используется на этом месторождении для лифтирования нефти на поверхность, а добыча газа управляется электрическими клапанами.

**Построение образа пласта на забое.** Быстрое внедрение в индустрии 4D-сеймики для мониторинга ключевых процессов, например снижения давления при разработке, продвижения фронтов воды и пара, свидетельствует о значимости

представляемой данной технологией информации с точки зрения конечной добычи [38]. Идея данного варианта мониторинга состоит в совместном сборе данных на забое скважины с периодически повторяемыми работами по сейсморазведке с высокой точностью. Проведение 4D-сеймики на забое повышает качество исследований, поскольку исключается искажение зоны малых скоростей.

Постоянно размещенные на забое скважины сейсмоприемники следует использовать для пассивного прослушивания, с целью отслеживания роста и ориентации трещины [39], целостности покрышки продуктивной свиты и т.д., а также для активного прослушивания при заводнении или других методах добычи с искусственным поддержанием давления, чтобы установить достоверную локализацию мест расположения остаточных запасов нефти/воды/газа. Полученная соответствующая информация используется при уплотняющем бурении или трассировке забуриваемого нового ствола из существующей скважины [40, 41].

Решения по управлению добычей можно качественно улучшить в случае достоверного знания свойств пласта и распределения фаз в объеме. Сейсморазведка на забое скважины способствует повышению разрешающей способности сейсмических изображений, становится мощным средством мониторинга [42].

Другой метод, обеспечивающий динамическое построение образов дренируемых зон пласта (DRDI – dynamic reservoir drainage imaging), связан с электрическим каротажем. В этом случае массив электродов размещается вдоль ствола скважины на границе с пластом. Интерпретация соответствующих измерений потенциально способна определять насыщенность пласта на некотором удалении от ствола скважины. При этом частота получения информации по сравнению с традиционной 4D сеймикой гораздо выше.

Глубинность измерений электрических сопротивлений определяется толщиной пласта, вдоль которой располагается массив датчиков, а также контрастом сопротивлений между средой и вытесняющим флюидом.

Этим двум критериям не соответствует большая глубинность исследования в тонких или содержащих углеводород пластах при заводнении малосоленой водой. Кроме того, подобные инсталляции не способны адекватно определять границу между газо- и нефтенасыщенными частями пласта.

DRDI успешно использован на наблюдательной скважине в карбонатном пласте Natih-E месторождения Fahud, разрабатываемого PDO на основе заводнения [43]. Данные

о сопротивлениях показывают неравномерность охвата вытеснением нефти. Прорыв воды в добывающих скважинах происходил ранее ожидаемого.

**Интеллектуальные заканчивания на суше.** Большинство представленных выше примеров относятся к скважинам на шельфе. В этом случае дополнительная стоимость интеллектуального заканчивания составляет малую долю (менее 20%) от стоимости «немой» скважины без измерений. В случае «сухопутных» скважин данное соотношение может превысить 50%. При этом реальной альтернативой интеллектуальному заканчиванию выступает бурение дополнительных, новых скважин.

Однако в последние годы число инсталляций на суше (в Северной Америке и на Ближнем Востоке) значительно выросло в результате двух факторов.

- Интеллектуальное заканчивание экономически привлекательно при разработке зрелых и молодых залежей вследствие значительного числа скважинных операций на последних [24].

- Появление недорогих конструкций для меньших дебитов, пониженных депрессий для клапанов и пакеров, с менее требовательными рабочими условиями.

Соответствующие приложения включают многозобойные скважины в карбонатных коллекторах, управление закачкой в слоистых пластах, а также сегментацию (разбиение на управляемые зоны) протяженных горизонтальных скважин для улучшения управления притоком/закачкой.

## **Выводы**

Представленные примеры из мировой практики позволяют сделать следующие выводы.

Управление разработкой значительно улучшается за счет интеллектуальных заканчиваний, включающих оборудование для мониторинга и управления на забое.

Интеллектуальные заканчивания касаются как зрелых, так и новых месторождений. Они покрывают широкий набор пластовых и скважинных условий, включающих добычу/закачку из нескольких продуктивных зон или блоков, нефтяных оторочек и трещиноватых пород.

Управление течением на забое применяется главным образом в морских скважинах. Однако также реализуются проекты и на суше в случаях интенсивных и дорогих скважинных операций.

Забойные манометры стали индустриальным стандартом для морских скважин.

DTS успешно используется в горизонтальных водонагнетательных скважинах для мониторинга за профилем закачки.

Активный сбор сейсмических данных на забое скважины есть результат периодически повторяемой сейсморазведки, которая практически свободна от искажения в зоне малых скоростей. Пассивное прослушивание обеспечивает значимыми данными о целостности покрышки и росте трещин при закачке.

*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. *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.
2. *Nielsen V.J., Piedras J., Stimatz G.P., Webb T.R. 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. Vol. 17, No. 4. P. 236–240. SPE 71675.
3. *Simaroo B.* Method and apparatus for predicting the fluid characteristics in a well-hole: U.S. Patent No. 6305216. October 2001.
4. *Haugen O., Fallet T., Nyhavn F.* Instrumented oilfields: down-hole production allocation by passive acoustic listening // Paper SPE 71719 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana, 30 September–3 October 2001. 11 p.
5. *Moore W.R., Konopczynski M.R., Nielsen V.J.* Implementation of intelligent well completions within a sand control environment // Paper IADC/SPE 77202 prepared for presentation at the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Conference. Jakarta, Indonesia, 8–11 September 2002. 10 p.
6. *Glandt C.A.* Reservoir management employing smart wells: a review // Paper SPE 81107 prepared for presentation at the SPE Petroleum Engineering Conference. Trinidad, Latin American and Caribbean, 27–30 April, 2003. 8 p.

7. *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.
8. *Davies C.A.* The theory and practice of monitoring and controlling dumpfloods // Paper SPE 3733 prepared for presentation at the SPE European Spring Meeting. Amsterdam, The Netherlands, 16–18 May 1972. 16 p.
9. *Quttainan R., Al-Hunaif J.* Umm Gudair dumpflood pilot project, the applicability of dumpflood to enhance sweep and maintain reservoir pressure // Paper SPE 68721 prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia, 17–19 April 2001. 9 p.
10. *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.
11. *Закиров С.Н., Брусиловский А.И., Закиров Э.С., Надирадзе А.Б.* RU 2132937С1. Способ разработки месторождений с нефтями повышенной вязкости. № 98116623/03; Заявл. 09.09.1998; Оpubл. 10.07.1999 // Изобретения. Полезные модели. 1999. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>
12. *Баренбаум А.А., Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Лукманов А.Р.* Интенсификация притока глубинных углеводородов // Доклады Академии наук. 2006. Т. 406, № 2. С. 221–224.
13. *Закиров С.Н., Закиров И.С., Закиров Э.С., Северинов Э.В., Спиридонов А.В., Шайхутдинов И.К.* Пат. RU 2215128 С1. Способ разработки нефтяного месторождения с неоднородными коллекторами и трудноизвлекаемыми запасами нефти. № 2002126244/03; Заявл. 03.10.2002; Оpubл. 27.10.2003 // Изобретения. Полезные модели. 2003. Бюл. № 30. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>
14. *Daling R. et al.* Method for controlling fluid flow into an oil and/or gas production well: British Patent No. GB 2389610. 19 January 2005.
15. *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 October 2002. 10 p.

16. *Permadi P., Wibovo W., Alamsyah Y., Pratomo S.W.* Horizontal well completion with stinger for reducing water coning problem // Paper SPE 37464 prepared for presentation at the SPE Production Operations Symposium. Oklahoma City, Oklahoma, 9–11 March 1997. 8 p.
17. *Sinha S., Kumar R., Vega L., Jalali Y.* Flow equilibration toward horizontal wells using downhole valves // Paper 68635 prepared for presentation at the SPE Asian Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia, 17–19 April 2001. 6 p.
18. *Erlandsen S.M.* Production experience from smart wells in the Oseberg Field // Paper SPE 62953 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas, USA, 1–4 October 2000. 4 p.
19. *Carnahan B.D., Clanton R.W., Koehler K.D., Harkins G.O., Williams G.R.* Fiber optic temperature monitoring technology // Paper SPE 54599 prepared for presentation at the SPE Western Regional Meeting. Anchorage, 26–27 May 1999. 10 p.
20. *McInroy S.H., DeLong T.W.* Determination of injection interval and profile from temperature and pressure surveys on a gas injection well // Paper SPE 1447 prepared for presentation at the SPE Rocky Mountain Regional Meeting. Denver, Colorado, 23–24 May 1966. 11 p.
21. *Brown G.A., Kennedy B., Meling T.* Using fibre-optic distributed temperature measurements to provide real-time reservoir surveillance data on Wytch Farm Field horizontal extended-reach wells // Paper SPE 62952 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas, USA, 1–4 October 2000. 11 p.
22. *Oberkircher J., Cavender T., Nielsen V.J., Bebeau M.* Intelligent multilateral: the next step in the evolution of well construction // Paper OTC 14253 prepared for presentation at the Offshore Technical Conference. Houston, Texas, USA, 6–9 May 2002. 9 p.
23. *Vullings P., Dech J.A.* Multilateral well utilization on the increase // Paper SPE 56954 prepared for presentation at the SPE Offshore Europe Oil and Gas Exhibition and Conference. Aberdeen, 7–10 September 1999. 2 p.
24. *Payne J. et al.* Controlling water production using intelligent completion technology in multilaterals, Saih Rawl Field, Oman // Paper prepared for presentation at the Oil and Gas J. High-Tech Well Conference. Galveston, Texas, USA, 11–13 February 2003.
25. Schlumberger and CNOOC install world's first intelligent completion in a sophisticated multilateral well in South Java Sea // Schlumberger, Houston, Texas, USA,

1 November 2002. – Режим доступа: <https://www.slb.com/press/newsroom/index.cfm?PRID=13621&ThisSectionID=22>.

26. *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.

27. *Brouwer D.R., Jansen J.D., van der Starre S., van Kruijsdijk C.P.J.W., Berentsen C.W.J.* Recovery increase through water flooding with smart well technology // Paper SPE 68979 prepared for presentation at the SPE European Formation Damage Conference. The Hague, The Netherlands, 21–22 May 2001. 10 p.

28. *van Delden R.M., Jalali Y., Uv E.H* A Model-based approach to assist operation of a gas-constrained multizone intelligent completion in the Ness Formation // Paper SPE 71824 prepared for presentation at the SPE Offshore Europe Conference. Aberdeen, United Kingdom, 4–7 September 2001. 10 p.

29. *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.

30. *Закиров И.С.* Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 2006. 356 с.

31. *Закиров Э.С.* Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Изд. дом «Грааль», 2001. 303 с.

32. *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.

33. *Закиров И.С., Закиров Э.С.* Регулирование разработки месторождений природных углеводородов // Газовая промышленность. 1997. № 7. С. 68–71.

34. *Закиров Э.С.* Регулирование процесса разработки нефтяных оторочек // Наука и технология углеводородов. 2000. № 1. С. 64–70.

35. *Arenas E., Dolle N.* smart waterflooding tight fractured reservoirs using inflow control valves // Paper SPE 84193 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, 5–8 October 2003. 16 p.

36. *Kumar A., Telang M.K., De S.K.* Innovative techniques to maintain production from a problematic Indian Offshore Field – a case history // Paper SPE 53912 prepared for presentation at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Caracas, Venezuela, 21–23 April 1999. 11 p.
37. *Betancourt S., Dahlberg K., Hovde Ø., Jalali Y.* Natural gas-lift: theory and practice // Paper SPE 74391 prepared for presentation for presentation at the SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico. Villahermosa, Mexico, 10–12 February 2002. 7 p.
38. *Lumley D.E.* The next wave in reservoir monitoring: the instrumented oil field // *Leading Edge*. 2001. Vol. 20, No. 6. P. 640–648.
39. *Bell M., Kraaijevanger H., Maisons C.* Integrated downhole monitoring of hydraulically fractured production wells // Paper SPE 65156 prepared for presentation at the SPE European Petroleum Conference. Paris, France, 24–25 October 2000. 14 p.
40. *Meunier J., Huguet F., Meynier P.* Reservoir monitoring using permanent sources and vertical receiver antennae, expanded abstracts with biographies // Paper prepared for presentation at the Annual SEG Meeting and Intl. Exposition. Calgary, Alberta, 6–11 August 2000. 4 p.
41. *Mjaaland S., Wulff A.-M., Causse E., Nyhavn F.* Integrating seismic monitoring and intelligent wells // Paper SPE 62878 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas, USA, 1–4 October 2000. 8 p.
42. *Paulsson B.N.P.* New developments in high resolution borehole seismology and their application to reservoir development and management // Paper prepared for presentation at the U.S. D.O.E. Intl. Technical Conference on Reservoir Characterization, Houston, Texas, USA, 2 March 1997. 3 p.
43. *van Kleef R., Hakvoort R., Bhushan V., Al-Khodhori S., Boom W., de Bruin C., Babour K., Chouzenoux C., Delhomme J.P., Manin Y., Pohl D., Rioufol E., Charara M., Harb R.* Water flood monitoring in a Oman Carbonate Reservoir using a downhole permanent electrode array // Paper SPE 68078 prepared for presentation at the Middle East Oil Show. Manama, Bahrain, 17–20 March 2001. 11 p.