

**ОСОБЕННОСТИ ОСВОЕНИЯ ТУРОНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
МНОГОЗАБОЙНЫМИ ГАЗОВЫМИ СКВАЖИНАМИ**SPECIFIC FEATURES OF DEVELOPMENT OF WEST SIBERIA TURONIAN DEPOSITS
BY BRANCHED-HOLE GAS WELLS**И. А. Кустышев, А. В. Кустышев**

I. A. Kustyshev. A. V. Kustyshev

ООО «ТюменНИИгипрогаз», г.Тюмень

*Ключевые слова: многозабойная скважина; низкопроницаемый пласт; проектирование**Key words: multihole well; low permeable reservoir; design*

Особенностью освоения туронских залежей Западной Сибири является их низкая проницаемость, отличающаяся между собой по разрезу, а также аномально высокие давления. Такие залежи чаще всего разрабатываются многоствольными и многозабойными скважинами, которые позволяют вскрывать пласты одной и той же залежи отдельными стволами. При этом скважины, вскрывающие один пласт и имеющие несколько забоев, называются многозабойными (МЗС), а скважины, вскрывающие разные пласты, относятся к многоствольным (МСС) [1].

Мировой опыт строительства МЗС показывает, что их применение дает значительный экономический эффект за счет увеличения извлекаемых запасов, который складывается из экономии времени и средств, затрачиваемых на поиск и обустройство новых месторождений. Особенно эффективно бурение МЗС в условиях различных по проницаемости продуктивных пластов, где при разработке новых месторождений можно уменьшить число скважин. Также считается, что применение МЗС на старых, полностью обустроенных промыслах позволяет значительно увеличить добычу углеводородов за счет вовлечения в разработку недренированных участков. Чаще всего МЗС, пробуренные между обычными вертикальными добывающими скважинами, при нескольких боковых стволах давали дебиты во много раз превышающие дебиты соседних обычных скважин. Усовершенствования, внесенные в технику бурения, позволяют в настоящее время создавать МЗС с горизонтальными ответвлениями [2, 3].

Расположения в пласте дополнительных стволов МЗС могут представлять собой схемы из нескольких боковых ответвлений, образующих веер в горизонтальной плоскости или располагающихся друг над другом по вертикали. Горизонтальные скважины могут заканчиваться открытым стволом либо частично цементированными хвостовиками, в которых хвостовик-фильтр негерметично соединен с основным стволом [4].

Добываемые из дополнительных стволов продукты могут смешиваться и доставляться на поверхность по одной колонне труб или по отдельным колоннам без смешения.

Наибольший опыт эксплуатации МЗС в России накоплен на нефтяных месторождениях, на газовых месторождениях строительство МЗС до настоящего времени не нашло широкого применения. Исключением является Южно-Русское месторождение, в продуктивных коллекторах которого начато строительство МЗС [5].

Южно-Русское месторождение расположено в северной части Западно-Сибирской равнины в пределах Пур-Тазовского междуречья, для которого характерно наличие мерзлых пород толщиной до 400 м. Залёжь сложена туронскими отложениями (пласты T_1 , T_2) разной проницаемости. Интервал залегания пласта T_1 находится на глубине 770–806 м, пласта T_2 — на глубине 810–838 м. Пластовое давление на кровле пластов составляет соответственно 9,47 МПа и 9,49 МПа, пластовая температура $+20^{\circ}\text{C}$ и $+21^{\circ}\text{C}$, коэффициент аномальности пластового давления — 1,24 и 1,21. Структура залежи представлена алевролитами и глинами, тип коллектора — терригенный, газовойодяной контакт определен на глубине 913 м (а. о.).

Из опыта строительства многозабойных скважин основными элементами конструкции являются кондуктор, эксплуатационная колонна, снабженная окном, боковой ствол и лифтовая колонна. Причем лифтовая колонна является неотъемлемой частью конструкции добывающей скважины, без которой невозможна ее эксплуатация.

Для Южно-Русского месторождения была выбрана двухзабойная МЗС. Опыт эксплуатации такой скважины показал, что достигнутый рабочий дебит скважины в два раза превышает соседние вертикальные скважины [6, 7].

Тем не менее, недостатком такой конструкции является недостаточная зона дренирования продуктивного пласта. С целью повышения эффективности разработки месторождения за счет увеличения зоны дренирования и обеспечения надежности авторами предлагается

конструкция многозабойной скважины с открытым забоем и с пакерующими элементами в подвеске хвостовика-фильтра (рисунок) [8].

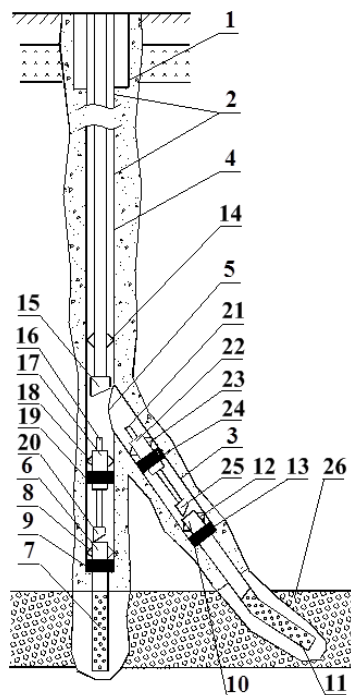


Рисунок. Конструкция многозабойной скважины с открытым забоем для эксплуатации туронских залежей

Предлагаемая авторами конструкция многозабойной газовой скважины включает кондуктор 1, эксплуатационную колонну основного ствола 2 с хвостовиком-фильтром, эксплуатационную колонну бокового ствола 3 с хвостовиком-фильтром, лифтовую колонну 4 большого диаметра и колонны НКТ 16 и 21 меньшего диаметра, оснащенные пакерующими устройствами. Эксплуатационная колонна основного ствола 2 снабжена окном 5. В нижней части эксплуатационной колонны основного ствола 2 посредством подвесного устройства 6 установлен хвостовик-фильтр 7. Подвесное устройство 6 содержит шлипсы 8 и уплотнительную манжету 9, выполняющую роль пакерующего элемента.

В эксплуатационной колонне бокового ствола 3 посредством подвесного устройства 10 установлен хвостовик-фильтр 11. Подвесное устройство 10 содержит шлипсы 12 и уплотнительную манжету 13, также выполняющую роль пакера.

Во внутренней полости верхней части эксплуатационной колонны основного ствола 2 размещена лифтовая колонна 4, центрирующаяся в нижней части посредством пружинного центриатора 14. На башмаке лифтовой колонны 4 размещена центрирующая воронка 15, которая располагается на уровне верхней кромки окна 5,

В нижней части эксплуатационной колонны основного ствола 2 ниже уровня нижней кромки окна 5 размещена первая секция насосно-компрессорных труб 16 меньшего диаметра по сравнению с диаметром лифтовой колонны 4. Секция насосно-компрессорных труб 16 основного ствола зафиксирована в эксплуатационной колонне основного ствола 2 посредством подвесного устройства 17 на уровне нижней кромки окна 5. Подвесное устройство 17 содержит шлипсы 18 и уплотнительную манжету 19. На башмаке первой секции насосно-компрессорных труб 16 основного ствола на уровне головы подвесного устройства 6 размещена центрирующая воронка 20.

В эксплуатационной колонне бокового ствола 3 размещена вторая секция насосно-компрессорных труб 21 диаметром, равным диаметру секции насосно-компрессорных труб 16 основного ствола. Секция насосно-компрессорных труб 21 бокового ствола зафиксирована в эксплуатационной колонне бокового ствола 3 посредством подвесного устройства 22. Подвесное устройство 22 содержит шлипсы 23 и уплотнительную манжету 24. На башмаке второй секции насосно-компрессорных труб 21 бокового ствола на уровне головы подвесного устройства 10 размещена центрирующая воронка 25.

При этом все подвесные устройства имеют аналогичные конструкции, включают шлипсы и уплотнительные манжеты, а площадь сечения лифтовой колонны 4 равна суммарной площади сечений секций насосно-компрессорных 16 и 21.

Газ из продуктивного пласта 26, из зоны дренирования эксплуатационной колонны основного ствола 2 по первой секции насосно-компрессорных труб 16 и из удаленной зоны дренирования эксплуатационной колонны бокового ствола 3 по второй секции насосно-компрессорных труб 21 через боковое окно 5 направляют двумя отдельными потоками во внутреннюю полость эксплуатационной колонны основного ствола 2 и объединенным потоком направляют на поверхность по лифтовой колонне 4 большого диаметра. Затрубное пространство скважины между эксплуатационной колонной основного ствола 2 и лифтовой колонной 4 при этом перекрывают с помощью задвижек на фонтанной арматуре. Пружинный центриатор 14 обеспечивает нахождение лифтовой колонны 4 по оси эксплуатационной

колонны основного ствола 2, облегчая доступ при спуске и подъеме глубинных приборов и ремонтного инструмента во внутреннюю полость лифтовой колонны 4 через центрирующую воронку 15.

Таким образом, предлагаемая конструкция многозабойной газовой скважины, оборудованная лифтовой колонной в верхней части эксплуатационной колонны и секциями насосно-компрессорных труб в нижней части эксплуатационной колонны основного ствола и в эксплуатационной колонне бокового ствола, обеспечивает надежную добычу газа из двух удаленных друг от друга дренируемых зон одного и того же продуктивного пласта. Вскрытие пласта открытым забоем обеспечивает повышенную степень вскрытия и увеличивает продуктивность. Освоение скважины осуществляют с использованием колтюбинговой установки. Наличие пакерующих элементов во внутренних полостях основного и бокового стволов повышают надежность работы скважины в условиях аномально высокого пластового давления туронской залежи, предотвращают перетоки газа из пласта на дневную поверхность. Наличие фильтрующих элементов в конструкции скважины (в хвостовике-фильтре) предотвращает вынос песка из пласта во внутреннюю полость лифтовой колонны и на поверхность.

Список литературы

1. Кустышев А. В., Сехниашвили В. А., Кустышев И. А., Штоль А. В. Освоение низкопроницаемых пластов многозабойными скважинами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 5. – С. 27-32.
2. Tegrani D. N., Peden I. M. Critical reservoir parameter affecting success of horizontal wells // Материалы седьмого Европейского симпозиума по увеличению нефтеотдачи пластов. – М. – 1993. – Том 2. – С. 175-184.
3. Повалихин А. С., Калинин А. Г. и др. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А. С. Повалихин, А. Г. Калинин. – М.: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз. – 2011. – 647 с.
4. Оганов Г. С. и др. Типовые технико-технологические решения по бурению боковых стволов из эксплуатационных скважин на основе использования современных средств и технологий. – М.: ОАО НК «Лукойл», 2005. – 208 с.
5. Кустышев И. А., Чижов И. В., Сметанин В. А. Опыт проектирования многозабойных скважин для разработки Южно-Русского месторождения // Наука и техника в газовой промышленности. – 2010. – № 1. – С. 4-8.
6. Лапердин А. Н., Сопнев Т. В., Хасаянов Р. Р., Сорокин А. А. Освоение и испытание первой экспериментальной двухзабойной скважины на Южно-Русском месторождении // Наука и ТЭК. – 2011. – № 1. – С. 25-26.
7. Цыганков С. Е., Дорофеев А. А., Спонец Т. В. Особенности опытно-промышленной разработки туронской газовой скважины Южно-Русского месторождения // Газовая промышленность. – 2013. – № 5. – С. 32-34.
8. Патент РФ. Е 21 В 7/04, Е 21 В 43/00. Конструкция многозабойной газовой скважины / В. А. Сехниашвили, И. А. Кустышев, А. В. Кустышев, А. В. Немков, М. Д. Антонов, Л. Б. Тельных, О. В. Исакова О. В. (РФ). – № 2013149411, заяв. 07.11.13; опубл. 27.02.14, бюл. № 6.

Сведения об авторах

Кустышев Игорь Александрович, к. т. н., главный специалист ООО «ТюменНИИгипрогаз», доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)286856, e-mail: kustishev@tngg.ru

Кустышев Александр Васильевич, д. т. н., главный научный сотрудник ООО «ТюменНИИгипрогаз», профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)286694, e-mail: kustishev@tngg.info

Information about the authors

Kustyshev I. A., Candidate of Science in Engineering, chief specialist of LLC «TyumenNIIgiprogas», associate professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)286856, e-mail: kustishev@tngg.ru

Kustyshev A. V., Doctor of Engineering, chief scientific worker of LLC «TyumenNIIgiprogas», professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)286694, e-mail: kustishev@tngg.info