

испытывает как стабилизирующее, так и дестабилизирующее действие, обусловленное действием массовых сил (закруткой) и нестационарностью функционирования оборудования. Причем стабилизирующий эффект может быть связан с появлением дополнительной деструкции турбулентности, дестабилизирующее действие обусловлено искривлением профилей осредненных характеристик течения под воздействием крутки. Исследование поведения коэффициента полного трения показывает, что роль азимутальной составляющей трения становится заметной при параметрах закрутки $Ro > 0,5$, причём увеличение трения с ростом Ro может быть значительным (до 4-5раз) уже начиная с $Ro > 0,5$ при умеренных числах Re ($Re \geq 5 \cdot 10^4$). 2. Основные различия в качественных и количественных оценках параметров сложных течений, выполненных до настоящего времени, были связаны с ущербностью моделирования. Во многих моделях эффекты вращения учитывались посредством модификации соотношений, определяющих длину смещения, и не делалось обращения к анализу пульсационной структуры. 3. При наложении на осевое течение вращения прогноз транспортировки среды следует выполнять по моделям, учитывающих анизотропию турбулентности. Расчетами показано, что в таких процессах диагональные элементы тензора напряжений Рейнольдса значительно разнятся и поперечный турбулентный перенос импульса начинает непропорционально быстро расти в сравнении с переносами в других направлениях. Прогноз теплообмена при транспортировке природного сырья в условиях сложного сдвигового движения по трубопроводу со сложной поверхностью стенки показывает актуальность построения универсальных связей типа: $Nu = f(Re, Pr, Gr, l/R, Ro, K_{\Omega})$, где $Re = U_0 D / \nu$, $Pr = \nu / a$, $Gr = g \beta \Delta T l^3 / \nu$, $Ro = W_0 / U_0$, $K_{\Omega} = \Omega W / g$. Интенсификация теплоотдачи может корректно описываться критериальной связью типа: $Ko = Nu / [Pr^{0,43} Gr^{0,1} (Pr_{ж} / Pr_{ст})^{0,25} \epsilon_l]$, где индекс (о) соответствует прямооточному режиму транспорта сырья.

Литература

1. Бубенчиков А.Н., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. – Томск: Издательство ТГУ, 2001. – 441 с.
2. Николаев Е.В., Харламов С.Н. Исследование сепарационных процессов углеводородных многокомпонентных систем в режимах функционирования оборудования предварительной подготовки нефти // Известия Томского политехнического университета, 2016. – Т. 327. – № 7, – С. 84–99.
3. Jones W. P. Turbulent Reacting Flows, pp. 309-374. Academic Press, London, San Diego, New York, 1994.
4. Treumiet, T. C., Nieuwstadt, F. T. M. & Boersma, B. J. 2006 Direct numerical simulation of homogeneous turbulence in combination with premixed combustion at low Mach number modelled by the G-equation // J. Fluid Mech. 2006. Vol. 565, P. 25–62.
5. Dejoan A., Leschziner M. A. Large eddy simulation of a plane turbulent wall jet // Phys. Fluids, 2005. Vol. 17, 025102.
6. Huang P. G., Coleman G. N., Bradshaw, P. Compressible turbulent channel flows: DNS results and modelling // J. Fluid Mech. 1995. Vol. 305, P. 185–218.
7. Tomiyama N., Fukagata K. Direct numerical simulation of drag reduction in a turbulent channel flow using spanwise traveling wave-like wall deformation // Phys. Fluids 2013. Vol. 25, 105115
8. Abe K., Kondoh T., Nagano Y. A new turbulence model for predicting fluid flow and heat transfer in separating and reattaching flows. Int. J. Heat Mass Transfer, Vol. 37, pp. 139-151., 1994.
10. Alvelius K., Johansson A.V. Direct numerical simulation of rotating channel flow at various Reynolds numbers and rotation number. In PhD thesis of K. Alvelius. Dept. of Mechanics, KTH, Stockholm, Sweden, 1999.

МЕТОДЫ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Априлино Курмасела

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель работы заключается в поиске условий оптимизации функционирования искусственных скважин в процессе увеличения добычи газа и нефти. Задача вторичного открытия состоит в том, чтобы создать идеальную гидродинамическую связь между скважинами и водохранилищами, не влияя на свойства коллектора.

В данной работе обсуждаются отдельные проблемы такие как: 1. Технология вторичного вскрытия продуктивных пластов. Она мало, чем отличается от бурения основного скважинного ствола, поэтому не берет в расчет механические качества пластов породы. Выбор технологии вскрытия для нефтяной скважины воздействует на особенности освоения месторождения и играет важную роль в формировании характеристик конкретной скважины. Первичное и вторичное вскрытие продуктивного пласта. Первичным вскрытием называется разбуривание продуктивного пласта, а к вторичной относится перфорация [1]. Первичное вскрытие считается первой частью работ и они проводятся в самом пласте [1].

Методы вскрытия продуктивных пластов применяют для: защиты от ухудшения фильтрационных свойств призабойной области в ходе вскрытия пластов с низким уровнем давления; предупреждения фонтанирования скважины при высоком давлении; повышения надежности конструкции трубопроводов, ствола и забойной зоны [2]. Заметим, что в ходе вторичного вскрытия, которое осуществляется перфорированием, могут использоваться различные перфораторы. Их выбор осуществляется с учетом давления пластов, данных о механических свойствах породы и степени проницаемости. Наиболее популярны пулевые, кумулятивные, гидropескоструйные, фрезерные и торпедные их разновидности [3].

Анализ показывает, что вскрытие продуктивных пластов сопряжено с проблемами *пулевой перфорации*. При подобной перфорации скважин пуля движется по стволу канала перфоратора, а на

*СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ*

отклоняющем участке определённым образом меняет направление своего полёта и уходит в продуктивный пласт. К тому же вертикальное расположение каналов перфоратора позволяет делать их довольно длинными, а скорость пули при высоком давлении пороховых газов составляет около 900 м/с.

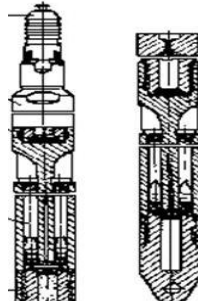


Рис. 1 – Пулевой перфоратор с вертикально-кривлинейными стволами ПВН - 90

Торпедная перфорация. Она выполняется аппаратами, которые опускаются на кабеле и стреляют разрывными снарядами, имеющими диаметр 22 мм. Глубины перфорации обычно короткие, потому что возвращаемая жидкость и твердые частицы препятствуют способности жидкостей высокого давления проникать в более глубокие места. Глубины от 2,54 до 23 см были измерены в испытаниях с противодавлением. Перфорации в корпусе порядка 15 × 1,2 см [6 дюймов × 0,5 дюйма] прорези могут быть сформированы в течение 10-20 минут на прорезь отверстие [5].

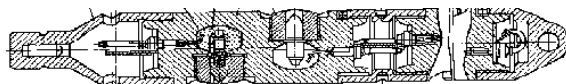


Рис. 2 – Торпедная перфорация ТПК

Кумулятивная перфорации. В плотных породах при использовании метода кумулятивной перфорации создаются каналы глубиной от 200 до 250 мм [при увеличении мощности зарядов, глубина может быть больше] и диаметром от 16 до 18 мм. Тогда как пулевые перфораторы при тех же исходных данных создают каналы глубиной от 50 до 100 мм и диаметром от 8 до 11 мм. Иногда кумулятивную перфорацию следует применять совместно с торпедной и пулевой. Торпедная и пулевая перфорация применяются ограниченно, так как все больше вытесняются кумулятивной перфорацией [4].

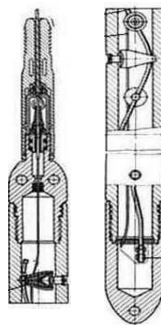


Рис. 3 – Устройство корпусного кумулятивного перфоратора ПК105ДУ

Пескоструйная перфорация. Это абразивное и гидромониторное разрушение преград [4]. В скважину под высоким напором закачивается жидкость с песком, в результате образуются чистые глубокие каналы. Гидропескоструйная перфорация основана на использовании гидромониторного эффекта, создаваемого струей абразивной песчано-жидкостной смеси, вытекающей с большой скоростью из насадки. Метод гидропескоструйной перфорации скважин [ГПП] основан на использовании кинетической энергии и абразивных свойств струи жидкости с песком, истекающей с большой скоростью из насадок перфоратора и направленной на стенку скважины.

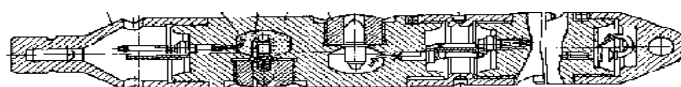


Рис. 4 – Аппарат Пескоструйная перфорация Ап-6М

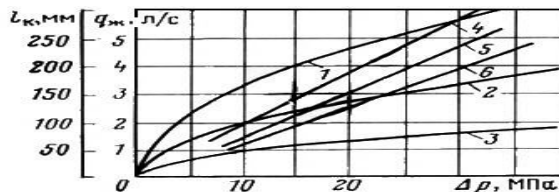


Рис. 5 – Изменение расхода водопечасной смеси $[q_{жк}]$ от глубины образующихся каналов $[\Delta P]$ 1 - $q_{жк} = f[\Delta P]$ для $d = 6$ мм; 2 - $q_{жк} = f[\Delta P]$ для $d = 4,5$ мм; 3 - $q_{жк} = f[\Delta P]$ для $d = 3$ мм; 4 - $l_k = f[\Delta P]$ для $d = 6$ мм; 5 - $l_k = f[\Delta P]$ для $d = 4,5$ мм; 6 - $l_k = f[\Delta P]$ для $d = 3$ мм

Заключение. Из рис.5 следует, что изменение расхода смеси существенно зависит от роста перепада давления ΔP в насадке для трех ее диаметров 3; 4,5 и 6 мм: 1 - $q_{жк} = f[\Delta P]$ для $d = 6$ мм; 2 - $q_{жк} = f[\Delta P]$ для $d = 4,5$ мм; 3 - $q_{жк} = f[\Delta P]$ для $d = 3$ мм; 4 - $l_k = f[\Delta P]$ для $d = 6$ мм; 5 - $l_k = f[\Delta P]$ для $d = 4,5$ мм; 6 - $l_k = f[\Delta P]$ для $d = 3$ мм. Проблема вскрытия продуктивного слоя до сих пор не полностью решена, хотя в последние годы было усовершенствовано оборудование и технологии функционирования скважин, а также созданы новые эффективные материалы. Научные достижения в разработке оборудования были успешно внедрены в практику. Это шаг вперед для оценки качества работы скважин и сопутствующего оборудования.

Литература

1. Булатов, А.И. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика: учебное пособие // Краснодар: Просвещение-Юг. –2010. –с. 539.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: учебное пособие для вузов // М: ООО «Недра-Бизнесцентр». –2000. –с.670.
3. http://perfokom.com/vtorichnoe_vskrytie.
4. <http://neftegaz.ru/science/view/273>.
5. <http://oil-ecn.ru/perforatory.html>.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА РАЗЛИЧНЫМИ АБСОРБЕНТАМИ. РАСЧЕТ ТАРЕЛЬЧАТОГО АБСОРБЕРА

Р.Р. Ахмадулин, А.А. Коновалов

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с высокими требованиями к качеству подготовленного газа в условиях падающего пластового давления, для минимизации финансовых издержек (повышения рентабельности добычи) технология подготовки газа постоянно совершенствуется и обновляется, в том числе и абсорбционный метод осушки [3].

Целью работы является: рассмотрение эффективности работы жидких осушителей [диэтиленгликоля (ДЭГ) и триэтиленгликоля (ТЭГ)] в условиях установки комплексной подготовки газа №2 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения; расчет тарельчатого абсорбера для уяснения происходящих в нем процессов и определения основных технологических параметров.

В ходе расчета тарельчатого абсорбера на одном из газовых промыслов Ямбургского месторождения были вычислены его основные технологические характеристики: диаметр (d), высота (H), гидравлическое сопротивление на тарелках ΔP_a , удельный расход поглотителя l. Результаты представлены в таблице 1 [2].

Таблица 1

Результаты расчетов абсорбера

Диаметр абсорбера(d), м	Высота абсорбера (H),м	Гидравлическое сопротивление тарелок, Па	Удельный расход поглотителя l, кг/кг
2,74	17,5	11337	2,94

В расчетах использованы: уравнение материального баланса, модифицированное уравнение массопередачи, критерии подобия и другие типовые формулы, используемые для расчета абсорберов [2]. Определены процессы для детального моделирования адсорбера в HYSYS [4]. Подобные расчеты можно произвести для других типов абсорберов и установить наиболее подходящие по экономически-технологическим показателям варианты для установки на газовых промыслах.

В качестве «базовых» параметров схемы в процессе моделирования в HYSYS были выбраны реальные технологические параметры УКПГ-2 Ямбургского месторождения: ДЭГ/ТЭГ 99% масс., температура контакта 15°С, давление газа 4,5 МПа, давление в абсорбере 3,5 МПа, расход гликоля 5 м³/ч, расход газа 150 тыс. м³/ч.