

Библиографический список

1. Зейн Аль-Абидин М. Д., Сохошко С. К., Саранча А. В. Разработка дизайна гидродинамического исследования нефтяной скважины в нефтегазоконденсатном коллекторе с применением методов трехмерного численного моделирования // *Фундаментальные исследования*. – 2016. – № 4 (часть 1). – С. 47–51.

Сведения об авторах

Альшейхли Мохаммед Джавад Зейналабидин, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ассистент кафедры нефтегазового дела, Киркукский университет, г. Киркук, тел. 89829327362, e-mail: mehemet80@yahoo.com

Мирбобоев Шухрат Ж., преподаватель кафедры геологии и нефтегазового дела, Горно-металлургический институт Таджикистана, г. Бустон, тел. 8(992)9293997797, e-mail: mirboboev88@mail.ru

Information about the authors

Alsheikhly Mohammed Jawad Zeinalabideen, Post-graduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Assistant at the Department of Petroleum Engineering, University of Kirkuk, phone: 89829327362, e-mail: mehemet80@yahoo.com

Mirboboev Sh. J., Lecturer at the Department of Geology and Petroleum Engineering, Mining Metallurgical Institute of Tajikistan, Buston, phone: 8(992)9293997797, e-mail: mirboboev88@mail.ru

УДК 622.243.2

КОМПОНОВКА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОФИЛЯ СКВАЖИНЫ С НЕСКОЛЬКИМИ УЧАСТКАМИ НАБОРА УГЛА THE LAYOUT OF DRILLING STRING FOR IMPLEMENTATION OF THE PROFILE BUILD-AND-HOLE WELLBORE

Е. Г. Гречин, В. Г. Кузнецов, Г. А. Кулябин, Я. М. Курбанов
E. G. Grechin, V. G. Kuznetsov, G. A. Kulyabin, Ya. M. Kurbanov

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: компоновка бурильной колонны; винтовой забойный двигатель-отклонитель; искривленный переводник; напряженно-деформированное состояние; центратор; долото PDC

Key words: bottomhole assembly; screw steerable motor; curved sub; stress-deformed state; centralizer; PDC bit

В Западной Сибири при бурении нефтяных и газовых скважин, как наклонных, так и с горизонтальным окончанием, широкое применение имеет комбинированная технология с использованием управляемого винтового забойного двигателя-отклонителя (ВЗДО). Реализация любых участков проектного профиля, включая тангенциальные, при такой технологии возможна только при чередовании направленного бурения и бурения в режиме вращения бурильной колонны. Это приводит к ухудшению качества ствола скважины. Ось скважины приобретает извилистую форму с локальными искривлениями, а на ее стенках могут образовываться уступы [1]. Если отвлечься от негативных последствий этого, связанных с креплением скважины, возникают проблемы при ее проводке, заключающиеся в значительном возрастании сил сопротивления при движении бурильной колонны в скважине, а также связанные с ее управляемостью в режиме направленного бурения [1, 2].

На рисунке 1 показана форма оси скважины при бурении под эксплуатационную колонну интервала применения комбинированной технологии [3]. Компоновка включала ВЗДО с углом перекоса $1,3^{\circ}$; долото PDC диаметром 220,7 мм, зенитный угол 60° .

На глубине 2 550 м начались проблемы с обеспечением равномерной подачи долота и управляемостью компоновки. Инструмент зависал, затем компоновка периодически срывалась, и происходило скачкообразное изменение положения ВЗДО (угла установки отклонителя). Бурение было продолжено в режиме вращения, и произошло максимальное отклонение оси скважины от проекта, составившее 5,1 м на глубине 2 605 м по стволу (1 743 м по вертикали).

Наличие значительных искривлений оси скважины, включая локальные (на рисунке 1 они не показаны), привело к осложнениям при подъеме бурильной колонны с глубины 3 000 м.

Долота PDC позволяют пробурить большой интервал (2 000 м и более). При этом обеспечивается гладкий ствол, имеющий правильную геометрическую форму. Но ввиду большой моментоемкости этих долот возникают трудности с поддержанием требуемого угла установки отклонителя вследствие возрастания угла закручивания под действием реактивного момента. Зачастую приходится отказываться от долот PDC, но при переходе на шарошечные долота значительно ухудшаются технико-экономические показатели бурения.

Разработаны различные устройства, целью которых являются доведение требуемой равномерной нагрузки на долото и улучшение управляемости компоновки [3]. Например, распорные устройства позволяют устранить поворот отклонителя, но они сложны и прихватоопасны. Забойные гидравлические нагрузжатели ВЗД позволяют увеличить доводимую к долоту нагрузку за счет увеличения перепада давления в нижней части компоновки. Забойный корректор подачи-демпфер, разработанный в ООО НПП «БУРИНТЕХ», применяется, когда движение бурильной колонны происходит неравномерно. Скважинные вибраторы-осцилляторы предназначены для снижения силы трения при движении бурильной колонны. Управляемый в забойных условиях центратор фирмы «Андергейдж» позволяет корректировать зенитный угол при вращении бурильной колонны. Однако перечисленные устройства по разным причинам не нашли широкого применения.

Изложенное позволяет сделать вывод, что при бурении скважин с большими величинами смещения забоя от вертикали и значений зенитного угла, и особенно с горизонтальным окончанием, профиль скважины должен обеспечивать минимальные силы сопротивления при движении бурильной колонны. Наибольшие осложнения возникают при использовании S-образного профиля, поэтому для реализации направляющего участка таких скважин применяется J-образный профиль. При этом чем больше будет радиус искривления скважины, тем меньше будут силы сопротивления.

Однако во многих случаях реализовать протяженные участки малоинтенсивного набора зенитного угла не представляется возможным ввиду большого объема направленного бурения и особенностей профиля скважины. Таким образом, при больших смещениях точки вскрытия пласта от вертикали оптимальным будет профиль, имеющий несколько участков увеличения зенитного угла, выполненных по большому радиусу кривизны, чередующихся с участками стабилизации, проводимыми в режиме вращения бурильной колонны. Параметры реальной скважины представлены в таблице 1.

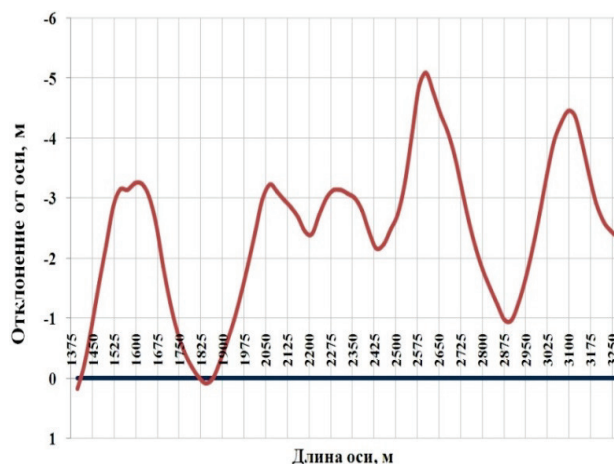


Рис. 1. Отклонение фактического профиля от проектного

Параметры искривления скважины

Наименование параметра	Значение
Глубина скважины, м	3 784,65
начало 1-го интервала набора зенитного угла	2 150,00
начало 1-го интервала стабилизации	2 461,29
начало 2-го интервала набора зенитного угла	3 232,06
начало 2-го интервала стабилизации	3 647,12
начало 3-го интервала набора зенитного угла	3 662,88
начало 3-го интервала стабилизации	3 673,65
начало 4-го интервала набора зенитного угла	3 675,65
начало 4-го интервала стабилизации	3 686,68
начало субгоризонтального участка ($\alpha = 85,5^\circ$)	3 675,65
отклонение забоя в точке вскрытия пласта	961,72
Проектные радиусы искривления интервалов увеличения зенитного угла, м	
первого интервала (R1)	818,51
второго интервала (R2)	707,36
третьего интервала (R3)	716,20
четвертого интервала (R4)	651,09

Скважина глубиной 3 784 м по вертикали имеет субгоризонтальный участок длиной 1 001 м. Направляющий участок содержит четыре интервала набора зенитного угла и четыре интервала стабилизации. Радиусы искривления участков относятся к группе больших радиусов и находятся в пределах 650–820 м. Такой профиль скважины позволяет применить обычную технологию бурения с помощью управляемого ВЗДО в сочетании с долотами PDC диаметром 220,7 мм.

С учетом геологических условий профиль скважины можно изменить таким образом, чтобы на всех участках набора зенитного угла был одинаковый радиус искривления оси скважины. Обычно применяемые компоновки низа бурильной колонны (КНБК) не дают стабильных результатов по реализации этого параметра. Для того, чтобы отклонения фактического профиля от проектного были минимальными, нужно как можно более точно выдержать запроектированный радиус искривления всех участков скважины. В работах [4, 5] отмечается, что отклоняющая компоновка с двумя центраторами дает более стабильные показатели искривления скважины. В расчетной схеме осуществляется взаимодействие компоновки со стенками скважины.

Для того чтобы низ инструмента как можно более точно следовал по заданной дуге окружности радиусом R , требуется увеличить число точек соприкосновения элементов КНБК со стенкой скважины. При этом необходимо, чтобы опорные элементы компоновки не оказывали существенного влияния на условия очистки ствола скважины при бурении в режиме скольжения.

Таким требованиям удовлетворяет схема, представленная на рисунке 2.

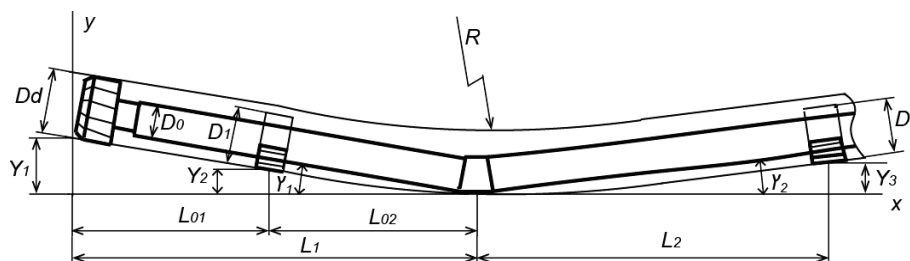


Рис. 2. Схема взаимодействия компоновки со стенками скважины

Из условий работы компоновки опорные элементы располагаются в плоскости искривления ВЗДО со стороны наружной части искривленного переводника. Для удобства описания эти опорные элементы обозначены как полные центраторы, имеющие диаметры D_1 (нижний) и D_2 (верхний).

Для реализации приведенной схемы вписываемости компоновки в дугу окружности заданного радиуса R должны быть выполнены следующие условия:

$$(x - L_1)^2 + (y - R)^2 = R^2, \quad (1)$$

$$Y_1 = [L_1\gamma_1 - (Dd - D_0)/2], \quad (2)$$

$$Y_2 = [L_{02}\gamma_1 - (D_1 - D_0)/2], \quad (3)$$

$$Y_3 = [L_2\gamma_2 - (D_2 - D_0)/2]. \quad (4)$$

Первое условие представляет собой уравнение окружности, которому подчиняется дуга радиусом R в принятой системе координат.

Уравнения (2)–(4) отображают соотношения геометрических параметров компоновки. Кроме того, должно выполняться условие

$$\gamma_1 + \gamma_2 = \gamma, \quad (5)$$

где γ — угол перекоса искривленного переводника ВЗДО.

При бурении глубоких наклонных скважин и скважин с горизонтальным окончанием с большими отходами от вертикали точки вскрытия пласта часто приходится бурить протяженный участок под эксплуатационную колонну с помощью компоновки: долото диаметром 220,7 мм (PDC) и ВЗДО диаметром 172–176 мм. Угол перекоса искривленного переводника обычно составляет 1–1,5°.

В таблице 2 представлены результаты расчета приведенной системы уравнений при следующих параметрах компоновки: $L_{01} = 1$ м; $L_{02} = 1,25$ м; L_2 изменяется в пределах 1–5 м. Угол перекоса искривленного переводника ВЗДО составляет 1°, 1,25°, 1,5°; диаметр долота 220,7 мм. Прочерки поставлены в тех случаях, когда диаметр верхнего центратора превышает диаметр долота.

Таблица 2

Расчетные значения геометрических параметров компоновок

Радиус кривизны скважины R , м	600	700	800
Диаметр нижнего центратора D_1 , м	201,1	200,8	200,6
Расстояние от переводника	Диаметр верхнего центратора D_2 , м; $\gamma = 1,0^\circ$		
1	179,8	180,6	181,2
2	184,3	186,3	187,1
3	185,5	189,2	192,0
4	183,3	189,3	193,7
5	177,8	186,4	192,9
	$\gamma = 1,25^\circ$		
1	188,5	189,3	189,9
2	201,8	203,8	205,3
3	211,6	215,4	218,2
4	218,2	–	–
5	–	–	–
	$\gamma = 1,5^\circ$		
1	197,3	198,0	198,6
2	219,2	–	–

Диаметр нижнего опорного элемента мало зависит от радиуса кривизны и совсем не зависит от геометрических параметров верхнего плеча компоновки, нахо-

длежащего выше искривленного переводника. Формирование траектории скважины в виде дуги радиусом R определяется главным образом верхним опорным элементом. На рисунке 3 показано влияние диаметра и расположения верхнего центратора на траекторию скважины.



Рис. 3. Влияние размеров и расположения верхнего опорного элемента на радиус искривления скважины

По результатам расчетов можно отметить следующие закономерности:

- с удалением верхнего центратора от узла искривления его влияние на формирование траектории возрастает;
- при увеличении угла перекоса ВЗДО возможности реализации дуги радиусом 600–800 м резко сокращаются, например, при $\gamma = 1,5^\circ$ варианты почти отсутствуют, при $\gamma = 1,25^\circ$ приемлемы два варианта ($L_2 = 2-3$ м);
- при радиусе кривизны 600 м возможны эффективные варианты с установкой верхнего опорного элемента на расстоянии 3...5 м от искривленного переводника;
- если установить верхний центратор на два разных расстояния от переводника, можно получить одинаковый радиус искривления оси скважины; например, $R = 600$ м получается при установке центратора диаметром 182 мм на расстоянии 1,5 и 4,3 м (см. рис. 3).

При удалении верхнего опорного элемента на 4–5 м может потребоваться дополнительный расчет на жесткость компоновки. При выборе варианта нужно предпочесть компоновку с минимальными диаметрами опорных элементов, которые конструктивно могут быть выполнены, например в виде накладок на корпусе забойного двигателя.

Таким образом, в целом можно сделать вывод, что при угле перекоса ВЗДО в пределах $1-1,3^\circ$ можно создать компоновку с небольшими размерами опорных элементов, надежно обеспечивающую радиус искривления 600–700 м, что позволит повысить точность реализации проектного профиля и уменьшить объем направленного бурения.

Библиографический список

1. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А. С. Повалихин [и др.] – М.: ЦентрЛит-НефтеГаз, 2011. – 647 с.
2. Повалихин А. С., Рогачев О. К. Управление двигателем-отклонителем и телеметрическое сопровождение направленного бурения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 3. – С. 6–9.
3. Григорьев Д. В., Гречин Е. Г. Проблемы, связанные с формированием ствола при бурении наклонно-направленных скважин, и пути их решения // Нефть и газ Западной Сибири: материалы междунар. науч.-технич. конф. – Т. 4. Бурение нефтяных и газовых скважин, машины и оборудование промыслов. Материалы и технология нефтяного машиностроения. Химия, нефтехимия и технология переработки нефти и газа / ТюмГНГУ; отв. ред. П. В. Евтин. – Тюмень, 2015. – С. 54–59.
4. Прохоренко В. В. Отклоняющие КНБК для бурения направленных скважин комбинированным способом // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 6. – С. 5–11.
5. Прохоренко В. В. Искривление ствола скважины при бурении двигателями-отклонителями с двумя центраторами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 12. – С. 4–6.

Сведения об авторах

Гречин Евгений Глебович, д. т. н., профессор кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283354, e-mail: grechineg@tyuiu.ru

Information about the authors

Grechin E. G., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283354, e-mail: grechineg@tyuiu.ru

Кузнецов Владимир Григорьевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, 8(3452)390363, e-mail: burenie@rambler.ru

Кулябин Геннадий Андреевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390363, e-mail: kuljabinga@tyuiu.ru

Курбанов Яраги Маммаевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390363, e-mail: kurbanovjm@tyuiu.ru

Kuznetsov V. G., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390363, e-mail: burenie@rambler.ru

Kulyabin G. A., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390363, e-mail: kuljabinga@tyuiu.ru

Kurbanov Ya. M., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390363, e-mail: kurbanovjm@tyuiu.ru

УДК 622.276.432;622.276.66

**АВТО-ГРП НА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ
В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ**
WATERFLOOD-INDUCED FRACTURE ON THE INJECTION WELLS
IN LOW-PERMEABILITY RESERVOIR OF ACHIMOV SEQUENCE

А. В. Климов-Каяниди, Р. Т. Алимханов, Е. С. Агуреева, Р. М. Сабитов
A. V. Klimov-Kayanidi, R. T. Alimkhanov, E. S. Agureeva, R. M. Sabitov

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Ключевые слова: пластовое давление; система поддержания пластового давления; нагнетательные скважины; авто-ГРП; трещина ГРП; низкопроницаемый коллектор
Key words: reservoir pressure; reservoir pressure maintenance system; injection wells; waterflood-induced fracture; hydraulic fracture; low-permeability reservoir

Введение

Ачимовская толща характеризуется высокой неоднородностью (коэффициент расчлененности — 20,7) и низкими коллекторскими свойствами (пористость — 15,7 %, песчаность — 0,28 д.ед.). Значение проницаемости по объекту варьируется от $0,2 \cdot 10^{-3}$ до $3 \cdot 10^{-3}$ мкм² и в среднем составляет $0,8 \cdot 10^{-3}$ мкм². Это делает невозможным экономически рентабельную разработку месторождения без использования гидроразрыва пласта (ГРП) [1, 2] и системы поддержания пластового давления (ППД).

На месторождении используется система ППД с вытеснением нефти водой. При закачке возникает множество осложняющих факторов [3–5], таких как уменьшение приемистости скважин со временем, кинжальные прорывы воды по высокопроницаемым пропласткам к забоям добывающих скважин, утечка нагнетаемой воды в другие, не целевые пласты, образование трещин авто-ГРП и т. д.

С целью поиска решений данных проблем было проведено комплексное исследование, в результате которого выявлено, что информация, получаемая с нагнетательных скважин, используется недостаточно эффективно для определения особенностей влияния системы ППД на выработку запасов и достижение проектного коэффициента извлечения нефти (КИН).

На месторождении существует развитая техногенная трещиноватость, полученная в результате ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах и от эффекта авто-ГРП в нагнетательных скважинах при превышении давления закачки над давлением разрыва горной породы. При этом эффект авто-ГРП в нагнетательных скважинах и его влияние на выработку запасов остаются недостаточно изученными.

Все это говорит о необходимости более детального изучения вопросов регулирования режимов работы нагнетательных скважин и комплексного подхода к рассмотрению эффекта от авто-ГРП.

Цель работы — разработка рекомендаций по регулированию режимов работы нагнетательных скважин в условиях образования трещин авто-ГРП.