

УДК 622.276.5:622.243.24

**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МЕТОДА УПРАВЛЯЕМОЙ
ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ
ОКОНЧАНИЕМ**

¹Г.С. Абдрахманов, ¹Ф.Ф. Ахмадишин, ¹А.С. Ягафаров,
¹В.П. Филиппов, ¹Д.В. Максимов, ²Д.Ю. Бирюков, ³И.Р. Мухлиев
¹Институт «ТатНИПИнефть», ²ООО «НПТ АлойлСервис»,
³НГДУ «Джалильнефть»

**RECENT DEVELOPMENT OF INFLOW CONTROL TECHNOLOGY
FOR HORIZONTAL WELLBORES**

¹G.S. Abdrakhmanov, ¹F.F. Akhmadishin, ¹A.S. Yagafarov, ¹V.P. Filippov,
¹D.V. Maksimov, ²D.Yu. Biryukov, ³I.R. Mukhliev
¹TatNIPIneft Institute, ²ООО NPT AlOilService,
³NGDU DJALILNEFT

E-mail: fil@tatnipi.ru

Аннотация. Способ и устройство регулирования потока текучей среды в горизонтальных скважинах могут быть использованы как для раздельной выработки участков пластов с разной нефтепроницаемостью, так и для одновременной выработки, что приводит к повышению рентабельности пластов за счет более полного извлечения углеводородов. Способ реализуется с помощью регулирующих устройств в виде электрических клапанов с измерительными датчиками давления и температуры, пакерами, перекрывающими внутрискважинное пространство и соединительными патрубками. Датчики связаны с блоком измерения на устье скважины, а регулирующие устройства связаны

кабелем с блоком управления. Выше регулирующих устройств размещен насос для поднятия продукции на поверхность по внутритрубному пространству. Возможна закачка в скважину через клапана рабочего агента.

Abstract. Method and device for controlled inflow from horizontal wellbores can effectively be used for separate production of productive intervals with varying reservoir properties, as well as for commingled production. The system comprises inflow control valves (ICV), made as electric valves with temperature and pressure gauges, packers to isolate borehole space, and junction pipes. ICVs and gauges are connected with the analysis hardware (surface computers). The system comprises also an insert pump installed upstream ICVs to lift well production to surface. The technology provides for injection of treatment fluids through valves.

Ключевые слова: горизонтальная скважина; управляемый отбор жидкости; регулирующие устройства.

Key words: horizontal wellbore; controlled inflow; ICV.

При пересечении горизонтальным стволом нескольких нефтяных участков с различной нефтенасыщенностью и проницаемостью пород возникает задача обеспечения равномерной выработки запасов нефти по всей длине горизонтальной скважины.

На рис. 1 представлена схема оснащения скважины расширяемым профильным разобщителем и клапанами регулирования притока, позволяющими разобщить горизонтальный ствол на два участка и осуществлять управляемый отбор жидкости.

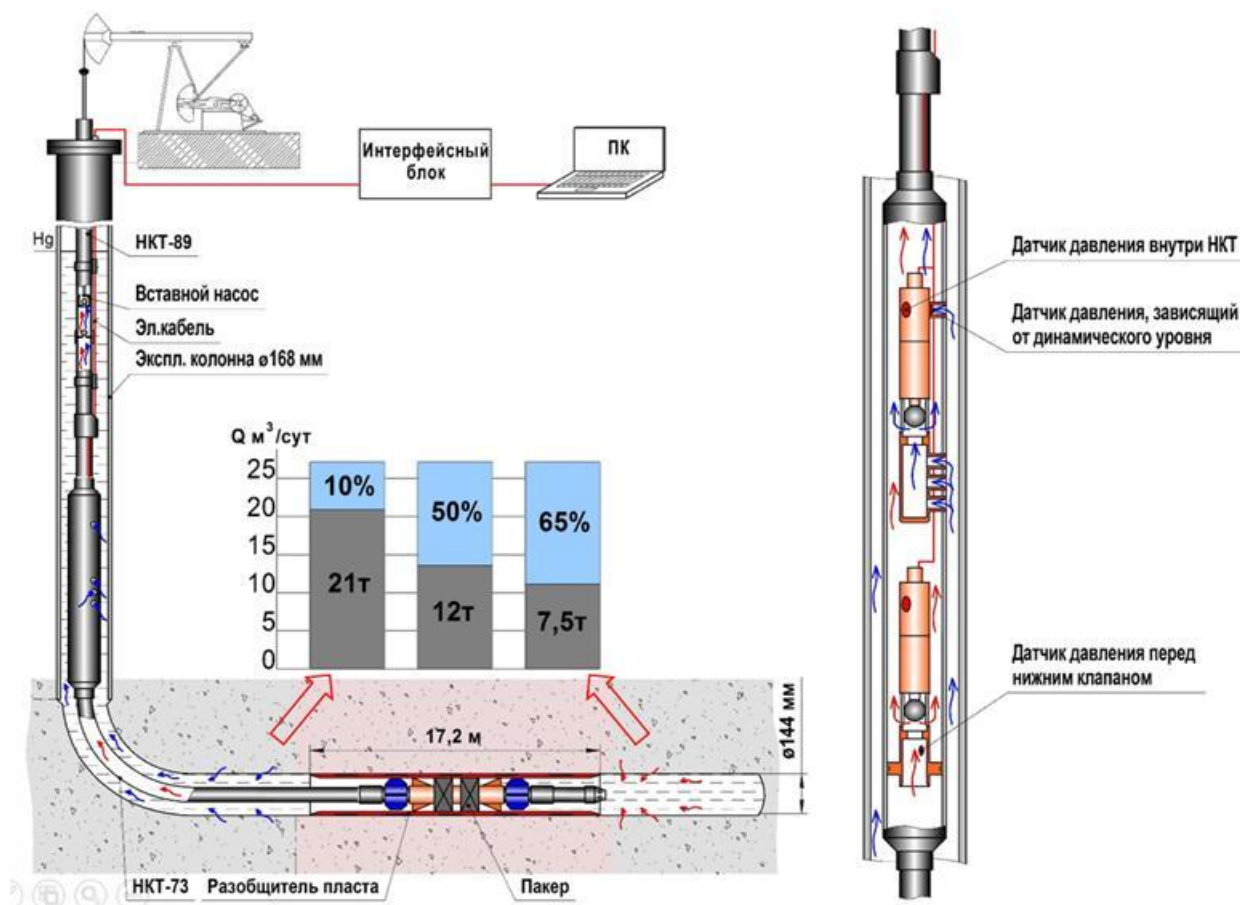


Рис. 1. Схема управляемой с поверхности системы для горизонтальной скважины № 41502 Г, разделённой на два участка

Скважина № 41502 Г НГДУ «Джалильнефть», с горизонтальным окончанием вскрыла бобриковско-радаевские отложения залежи 12 Ромашкинского месторождения. В этой скважине впервые в отечественной практике установлено оборудование для разделения горизонтального ствола на 2 участка с замером давления в каждом из них и возможностью отключения «носки» и «пятки» горизонтального ствола. Длина горизонтального ствола составляет 227,2 м, длина удалённого участка (носок) – 116 м, ближайшего участка (пятка) – 94 м.

В состав системы управления данной скважиной входят:

- клапанный узел;
- каротажный кабель для питания и связи скважинных приборов и клапанов;

- источник питания, вырабатывающий два напряжения: 30 В – для режима приёма данных от скважинных манометров и 40 В - для управления клапанами;
- блок коммутации, переключающий линию питания в соответствующий режим;
- блок регистрации «Фотон-03», регистрирующий телеметрическую информацию от скважинных манометров и управляющий блоком коммутации и связи;
- GPRS-модем, обеспечивающий удалённую связь между диспетчерским пультом и скважинными устройствами.

Предусмотренно подсоединение компьютера для оперативных действий с клапанами или скважинными манометрами.

Клапанный узел содержит два клапана и три скважинных манометра «Фотон-К-03». Приборы объединены в сеть. Каждый клапан оснащён устройством для управления двигателем, которое получает питание по каротажному кабелю и может получать команды от наземного внешнего устройства и исполнять их, а также следить за перемещением штока и его скоростью по энкодеру, контролировать ток двигателя и напряжение питания, подаваемое на сливной блок.

Мотор-редуктор механически соединён со штоком клапана. Клапан представляет собой передачу «винт (шток) – гайка» и клапанную пару. Шток может перемещаться в любое заданное положение от полностью открытого положения до полностью закрытого.

Таким образом, в скв. 41502 Г установлено устройство для регулируемого разобшения участков ствола с возможностью записи давления на каждом участке. Следующим этапом работы стала апробация данного устройства и получение достоверной информации о фильтрационных и энергетических параметрах участков ствола для

определения оптимального режима работы скважины. Для этого проведены гидродинамические исследования работы двух участков одновременно, ближнего и дальнего участков горизонтального ствола по специальной программе, не прерывая процесса добычи нефти.

Основные этапы исследований:

- а) отключение одного из участков ствола, вывод другого участка ствола скважины в режим, контроль за установившимся режимом, остановка на снятие кривой восстановления давления (КВД) и запись давления при помощи глубинного манометра;
- б) введение в работу другого участка ствола и повторение всех операций;
- в) введение в работу всего горизонтального ствола (двух участков одновременно) и повторение всех операций.

В процессе исследований были установлены (рис. 2):

- чёткая картина динамики работы двух участков одновременно;
- момент полного закрытия верхнего клапана и отключения ближнего участка;
- динамика давлений при работе дальнего участка.

Переключение клапанов и переход на добычу из разных участков проводились многократно. На рис. 1 приведены среднесуточные дебиты скважины через 9 месяцев эксплуатации скважины и отдельных участков.

При работе двух участков одновременно добыча нефти составляла 12 т/сут при обводнённости 50 %, при работе дальнего участка – 7,5 т/сут при обводнённости 65 %.

После перехода на эксплуатацию ближнего участка дебит нефти составил 21 т/сут при обводнённости 10 %. Без применения системы управления максимальная добыча на этой скважине составила бы 12 т/сут нефти с 50 % обводнённостью. Применение управляемой с поверхности системы позволило увеличить дебит по нефти почти в два раза и снизило

обводнённости на 40 %. Все переключения клапанов и смена интервалов отбора жидкости проводились без остановки процесса эксплуатации скважины. Показатели работы скв. 41502 Г, указывают на явное преимущество такого оборудования по сравнению с традиционным заканчиванием [1].

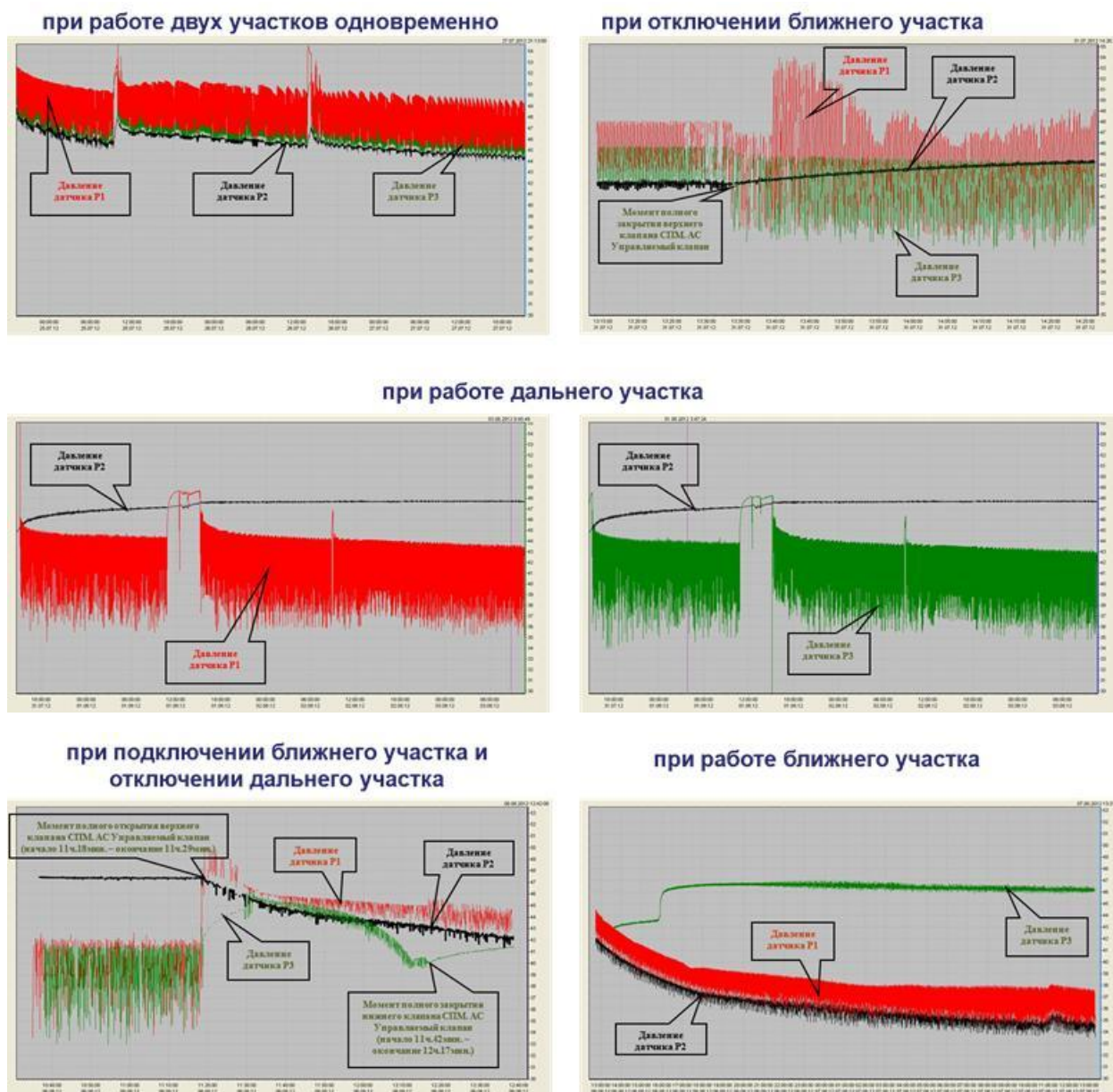


Рис. 2. Динамика давлений в процессе исследования горизонтальной скважины № 41502 Г НГДУ «Джалильнефть»

Наиболее перспективным является технология установки в ГС нескольких экспандируемых разобщителей совместно с клапанами

регулирующими приток из разных сегментов, так как в качестве основополагающего бизнес фактора при этом выступает уже не сокращение количества внутри скважинных операций, а снижение капитальных инвестиций путём разработки залежи меньшим числом скважин и увеличением нефтеотдачи за счёт лучшего понимания динамики пластовых флюидов и управления притоками воды и нефти по всей длине горизонтального ствола. Институтом ТатНИПИнефть уже разработано оборудование для управляемой эксплуатации четырёхсегментной скважины.

На способ и устройства для осуществления вышеуказанного метода получено 3 патента РФ.

Ещё одним преимуществом является возможность научного обоснования наиболее достоверной базы сравнения при расчётах экономической эффективности данной системы на основе результатов исследования этой же скважины, т.е. за базу сравнения принимаются данные по дебиту нефти и проценту обводнённости при эксплуатации скважины с полностью открытыми клапанами.

Накопленная добыча, по нефти и воде за 2,5 года эксплуатации скв. 41502 Г представлена в таблице:

Годы	Воды, т	Нефти, т
2012	1606	2102
2013	2228	6241
2014	5152	3606
Итого	8986	11949

При отсутствии клапанов, т.е. по данным исследования скважины с полностью открытыми клапанами, накопленная добыча составила бы: нефти 5900 т, а воды 15100 т.

Список литературы

1. Управляемая эксплуатация секций горизонтального ствола скважины / Ш.Ф. Тахаутдинов [и др.] // Нефтяное хозяйство – 2013. – №7. – С. 26–27.
2. Пат. 2488686 Российская федерация МПК E21B 43/14 Способ разобщения и управления выработкой запасов, дренируемой горизонтальной скважиной, и устройство для его осуществления. Хисамов Р.С., Нуриев И.А., Абдрахманов Г.С., Иктисанов В.А., Вахитов И.Д., Низамов И.Г., Хамитьянов Н.Х., Корженевский А.Г., Багнюк С.Л., Филиппов В.П., Миронова Л.М., Корженевский А.А., заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина - № 20121000083/03; заявл. 10.01.2012; 27.07.2013, Бюл. № 21.
3. Пат. 2547190 Российская федерация МПК E21B 34/06 Устройство регулирования потокекучей среды в скважине. Абдрахманов Г.С., Хамитьянов Н.Н., Багнюк С.Л., Филиппов В.П., Бирюков Д.Ю., Вильданов Н.Н., заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина - № 2014112855/03; заявл. 02.04.2014; 10.04.2015, Бюл. № 10.
4. Пат. 2547870 Российская федерация МПК E21B 34/06 Устройство для разобщения ствола скважины на отдельные участки. Ахмадишин А.А., Хамитьянов Н.Н., Абдрахманов Г.С., Ягафаров А.С., Киршин А.В., заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина - № 2014111552/03; заявл. 25.03.2014; 10.04.2015, Бюл. № 10.

Сведения об авторах

Абдрахманов Габдрашит Султанович, д.т.н., профессор, академик РАЕН, главный научный сотрудник отдела бурения, Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти публичного акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: fil@tatnipi.ru

Ахмадишин Фарит Фоатович, начальник отдела бурения, Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти публичного акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: ffa@tatnipi.ru

Ягафаров Альберт Салаватович, ведущий инженер отдела бурения, Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти публичного акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: yagafarovas@nipi.tatneft.ru

Филиппов Виталий Петрович, старший научный сотрудник отдела бурения, Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти публичного акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: fil@tatnipi.ru

Максимов Денис Владимирович, инженер – исследователь отдела бурения, Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти публичного акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: maks@tatnipi.ru

Бирюков Дмитрий Юрьевич, заместитель Генерального директора по инновационным технологиям, ООО «Нефтепромысловые технологии Алойлсервис», г.Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: info@aloilservice.ru.

Мухлиев Ильнур Рашитович, начальник геологического отдела НГДУ «Джалильнефть», публичного акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина, п.г.т.Джалиль, Сармановский район, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: dn_ro@tatneft.ru

Authors

G.S. Abdrakhmanov, Dr.Sc., Prof., Academician of RANS, Chief Research Associate of Drilling Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: fil@tatnipi.ru

F.F. Akhmadishin, PhD, Head of Drilling Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: ffa@tatnipi.ru

A.S. Yagafarov, Leading Engineer of Drilling Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: yagafarovas@nipi.tatneft.ru

V.P. Filippov, Senior Research Assistant of Drilling Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: fil@tatnipi.ru

D.V. Maksimov, Engineer-Researcher of Drilling Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: maks@tatnipi.ru

D.Yu. Biryukov, Deputy General Director for Innovation Technologies, OOO NPT AlOilService, Almetyevsk, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: info@aloilservice.ru

I.R. Mukhliev, Head of Geology Department, NGDU DJALILNEFT – PJSC TATNEFT, Djalil, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: dn_ro@tatneft.ru

Филиппов Виталий Петрович

423236, Российская Федерация, Республика Татарстан,

г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32

Тел.: +7 85594 788-58

E-mail: fil@tatnipi.ru