



## ОРД НЕФТИ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ БС: ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

**ИВАНОВСКИЙ Владимир Николаевич**

Заведующий кафедрой машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, д.т.н.

**У**худшение условий нефтедобычи обуславливает активное развитие технологий ОРЭ и постепенное увеличение количества скважин, эксплуатируемых этим способом. При этом скважины, вскрывающие несколько пластов, остаются дорогостоящими с точки зрения как строительства, так и эксплуатации. Внедрение систем ОРЭ требует точных рекомендаций геологов и разработчиков месторождений углеводородов по параметрам и перспективам каждого из вскрываемых пластов.

По предварительным данным, добыча нефти в России в 2011 году составила 515-518 млн т. Несмотря на проблемы разработки новых запасов, все крупные нефтяные компании заявляют о стратегических планах по увеличению объемов нефтедобычи на обозримую перспективу.

Более 50% скважин добывающего фонда сегодня эксплуатируется с помощью УЭЦН, на этот способ добычи приходится более 75% добываемой нефти (рис. 1). Вместе с тем «легкая нефть» сегодня составляет лишь 29% российских запасов нефти, вязоковязкая нефть — 37% запасов; подгазовые области — 9%; малопроницаемые пласты — 11%. Такая структура запасов определяет необходимость изменения сложившейся структуры добычи, в частности активное внедрение винтовых насосов и развитие ОРЭ скважин.

В 2010 году в России насчитывалось 155 тыс. нефтяных скважин, из них в простое находилось около 25 тыс. — более 15% фонда. Одним из самых важных направлений работы с этими скважинами будет выступать их перевод на ОРЭ.

### ТЕХНОЛОГИИ И ВАРИАНТЫ ОРЭ

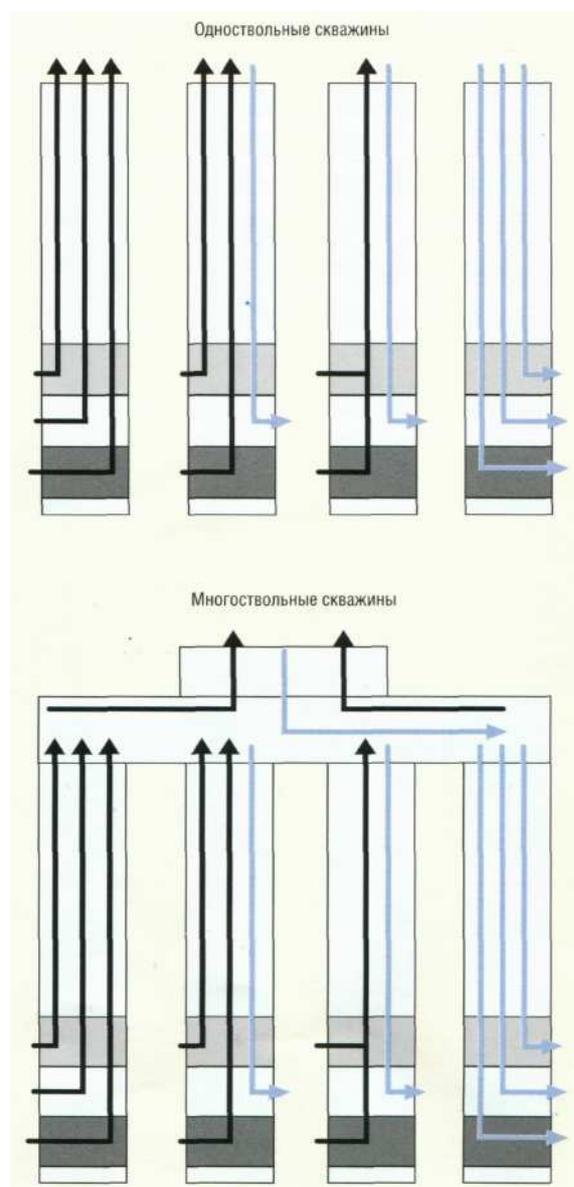
К основным технологиям ОРЭ двух пластов одной скважиной относятся: фонтан — фонтан; фонтан — УЭЦН; фонтан — ГПНУ; фонтан — УСШН; УЭЦН -УЭЦН; УЭЦН — УЭВН; УЭЦН — ГПНУ; УЭЦН — УСШН; УСШН — УСШН. ОРЭ может осуществляться по двум, трем и т.д. пластам. ОРЭИД применяется в двух основных вариантах: добыча «наверх» — закачка «сверху»; добыча — закачка с внутрискважинной сепарацией пластового флюида.

Среди основных причин перехода к технологии ОРЭ при вскрытии нескольких продуктивных пластов можно назвать:

- недостаточная продуктивность планируемого к разработке пласта;
- различные параметры вскрытых пластов (обводненность продукции, пластовое давление, ФЕС, свойства пластового флюида), исключающие возможность их эксплуатации одним видом оборудования;

- применение технологии бурения горизонтальных скважин и/или дополнительных БС, в результате чего вскрываются разные по характеристикам пласты и пропластки;
- технико-экономические показатели, определяющие возможность применения технологии ОРЭ. Технология ОРЭ может применяться как на одноствольных, так и на многоствольных скважинах (рис. 1).

Рис. 1. Примеры вариантов ОРЭ на одноствольных и многоствольных скважинах



Рассмотрим варианты ОРД, ОРЗ и ОРЗид на примере разработок «НИИ СибГеоТех».

Первый пример представляет собой схему ОРД с разными вариантами отвода свободного газа из подпакерного пространства: с помощью однопакерной и двухпакерной систем (рис. 2). Отбор жидкости осуществляется посредством ЭЦН из двух пластов с помощью двух систем подъема жидкости на поверхность, а также с помощью перепуска газа, который может собираться под одним из пакеров, в затрубное пространство, расположенное выше пакерных систем.

В случае ОРЗ могут применяться системы скважинных камер, в которых устанавливаются измерительные приборы и регуляторы давления и расхода жидкости (рис. 3). Эти системы дают возможность изменять параметры закачки без СПО всего скважинного оборудования. ОРЗ в данном случае может обеспечивать

утилизацию пластовой или попутной воды, или работу системы ППД.

В случае ОРЗид закачка жидкости происходит через одну из колонн НКТ в вышележащий пласт, добыча пластового флюида осуществляется с помощью УЭЦН из расположенного ниже пласта и кольцевого пространства НКТ (рис. 4).

#### ПРОВЕДЕНИЕ БС

БС проводятся ежегодно на 600-1000 скважинах, что составляет 0,55% общего фонда нефтяных скважин России. Согласно экспертным оценкам, на сегодняшний день в стране имеется около 4500 скважин, которые эксплуатируются с помощью БС (см. В.Н. Ивановский «Основные способы эксплуатации боковых стволов нефтяных скважин» // «Инженерная практика» №9/2011).

Рис. 2. Схема ОРД «НИИ СибГеоТех» с разными вариантами отвода свободного газа из подпакерного пространства

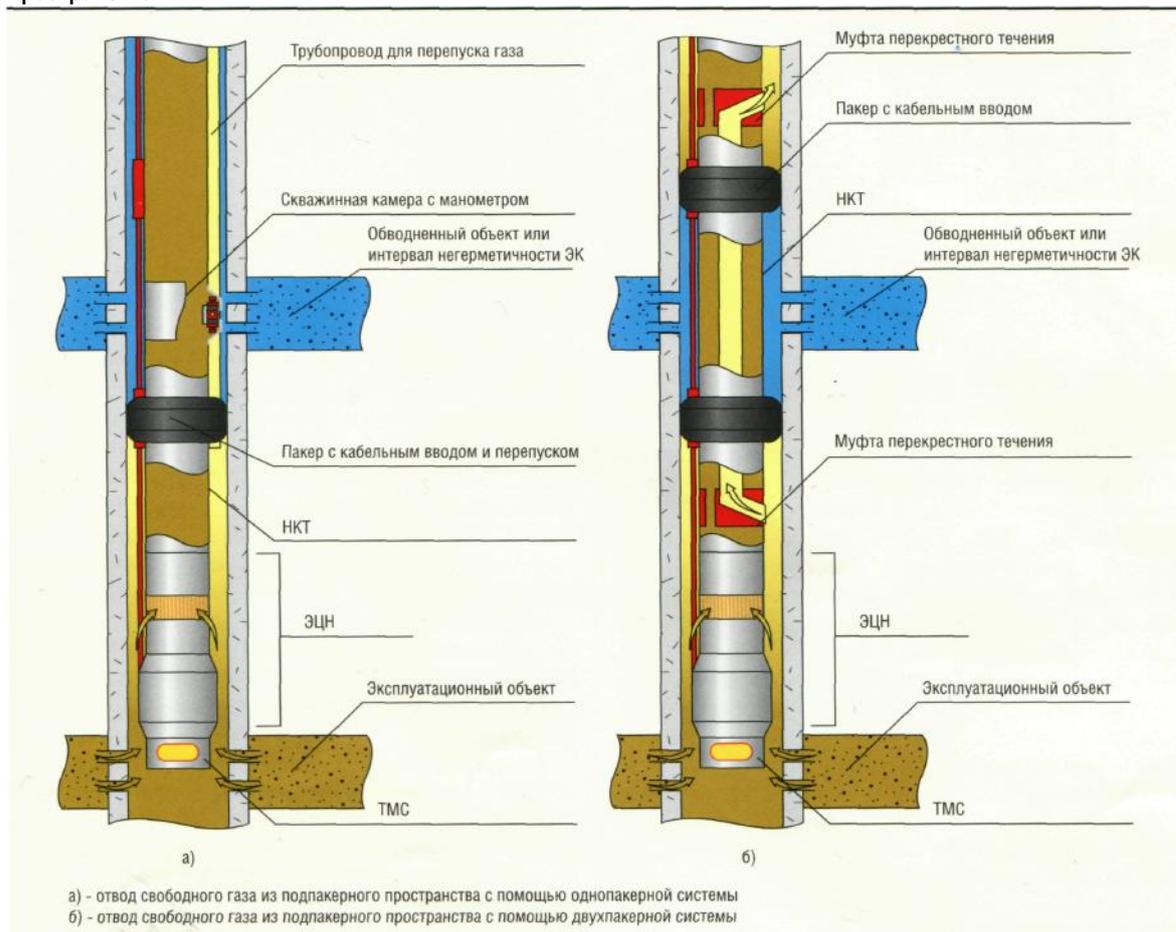
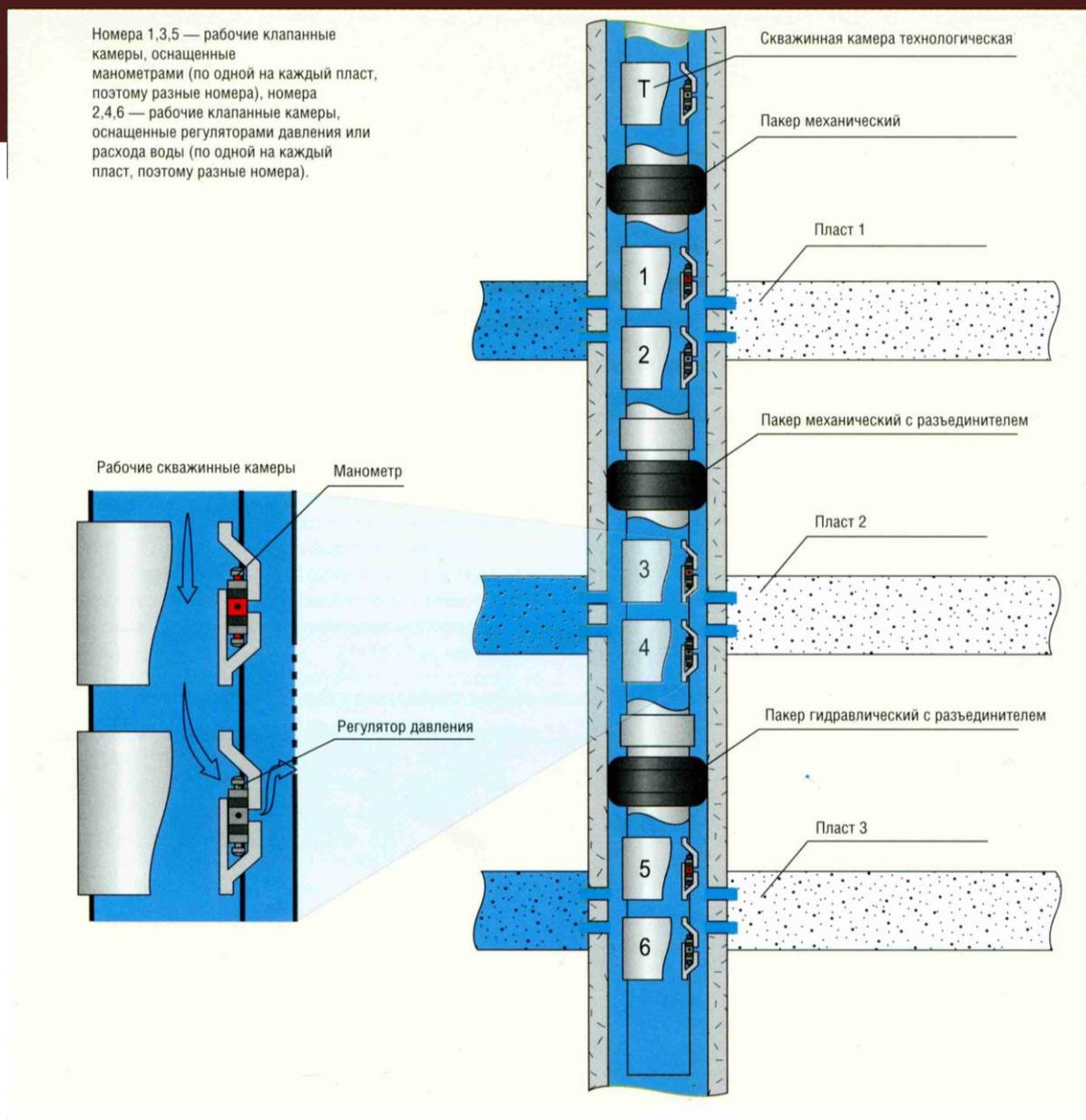


Рис. 3. Схема ОРЗ «НИИ СибГеоТех» с помощью многопакерной компоновки



Можно выделить несколько причин для зарезки БС. Во-первых, истощение продуктивных пластов, обводнение скважинной продукции, низкое пластовое давление и низкие ФЕС пластов, обуславливающие неспособность многих скважин обеспечить достаточно высокие дебиты даже после интенсифицирующих работ. Во-вторых, применение технологии бурения горизонтальных скважин и/или дополнительных БС может вовлечь в разработку неохваченные нефтеносные субзоны. В-третьих, данная технология обладает высоким потенциалом применения на шельфовых месторождениях, там, где есть проблемы доступа к коллекторам, вызванные неразвитостью инфраструктуры, водоохранными зонами, К таким географическим областям относятся остров Сахалин, Каспийское море. Крайний Север, Восточная Сибирь и т.д.

Проведение БС может относиться как к сфере реконструкции (выход на новые объекты с целью повыше-

ния добычи нефти), так и ПРС (восстановление добычных возможностей после аварий, например, прорыва пластовой воды за счет негерметичности обсадной колонны). В первом случае затраты на проведение БС относятся на прибыль, во втором — на себестоимость. Следует иметь в виду, что если аварийная ситуация не подтверждена арбитражным судом, налоговая инспекция может предъявить нефтяной компании претензию в связи с несанкционированностью работ по проведению БС. Поэтому, перед работами следует составить соответствующее обоснование для проведения БС по каждой скважине на основе истории ее эксплуатации. Основная проблема при эксплуатации БС связана с уменьшенными диаметрами скважин (139-178 мм в случае зарубежного опыта: 89-114 мм — для российских скважин). Такие диаметры затрудняют размещение стандартного оборудования и проведение исследований в БС. Кроме того, для БС характерен значи-

Рис. 4. Схема ОРЗ «НИИ СибГеоТех» добыча «наверх» - закачка «сверху»

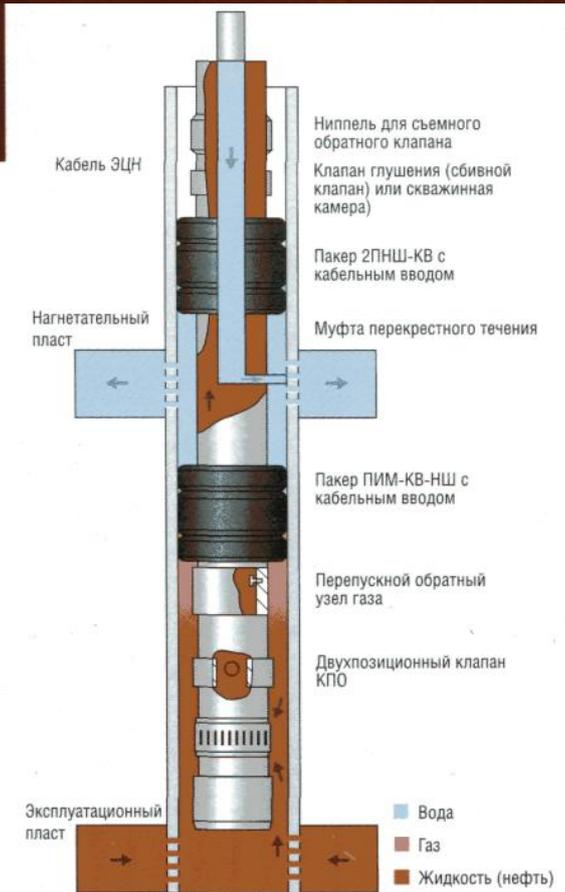


Рис. 5. Пример инклинометрии БС

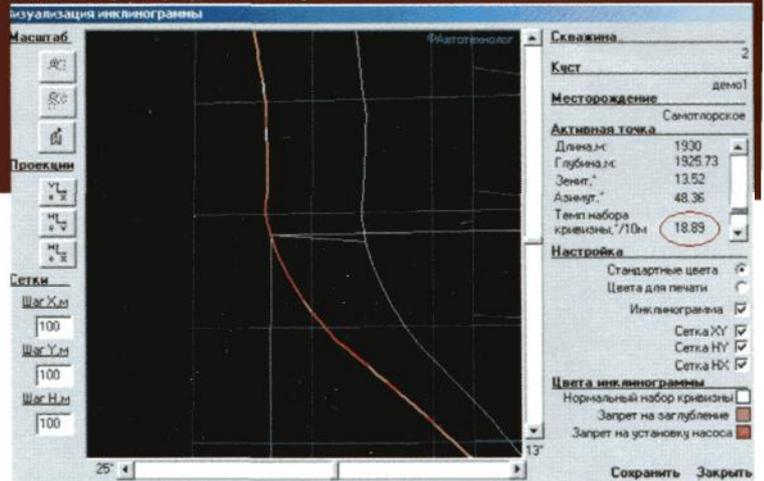
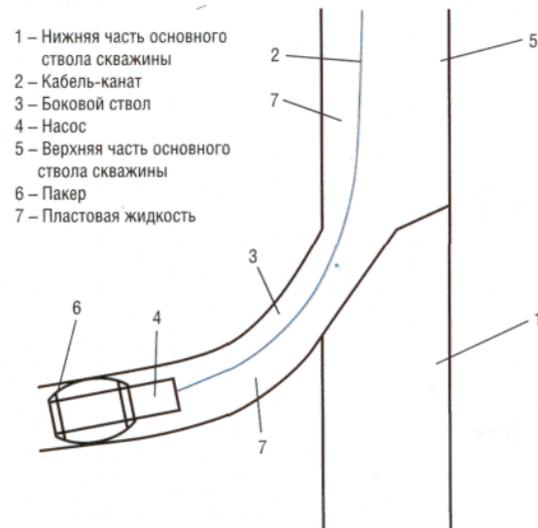


Рис. 6. УЭЦН малого диаметра с пакером на кабель-канате



тельный темп набора кривизны: до 3° на 10 м для зарубежного опыта и до 18° на 10 м — для российских БС (рис. 5), что также создает сложности при их эксплуатации. Также при эксплуатации БС возникают проблемы, которые характерны для ОРД и ОРЗ.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ БС

Для эксплуатации БС могут применяться УЭЦН малого диаметра. Отечественные компании уже наладили серийный выпуск малогабаритных установок, например, завод «НОВОМЕТ-Пермь» производит установки габаритом 3 и 2А с наружным диаметром 80-82 мм. УЭЦН малого габарита могут спускаться в скважину на кабель-канате (рис. 6). Это упрощает СПО, но требует создания кабель-канатных систем повышенной надежности.

Один из способов эксплуатации БС заключается в применении гидроприводных насосных установок (струйных, поршневых, турбонасосов). Они характеризуются малыми диаметрами и линейными размерами, что дает возможность спускать их в БС со значительными темпами набора кривизны (рис. 7).

Для эксплуатации БС в скважинах подгазовых зон целесообразно применять газлифтные установки, в том числе системы внутрискважинного газлифта.

Также для работы в БС могут применяться УСШН специальной конструкции. Насос может размещаться

Рис. 7. Гидроприводный насос в БС

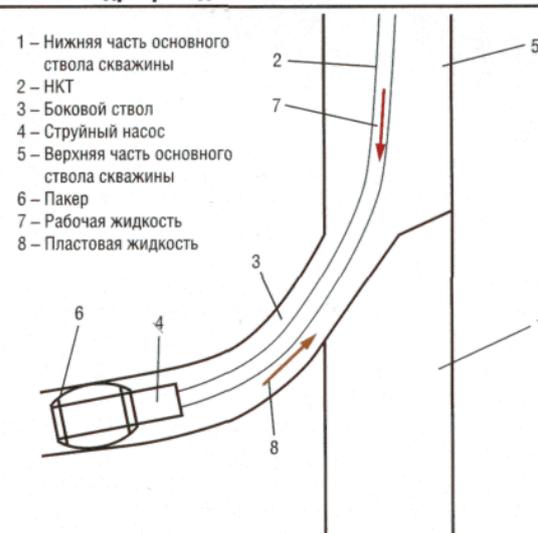
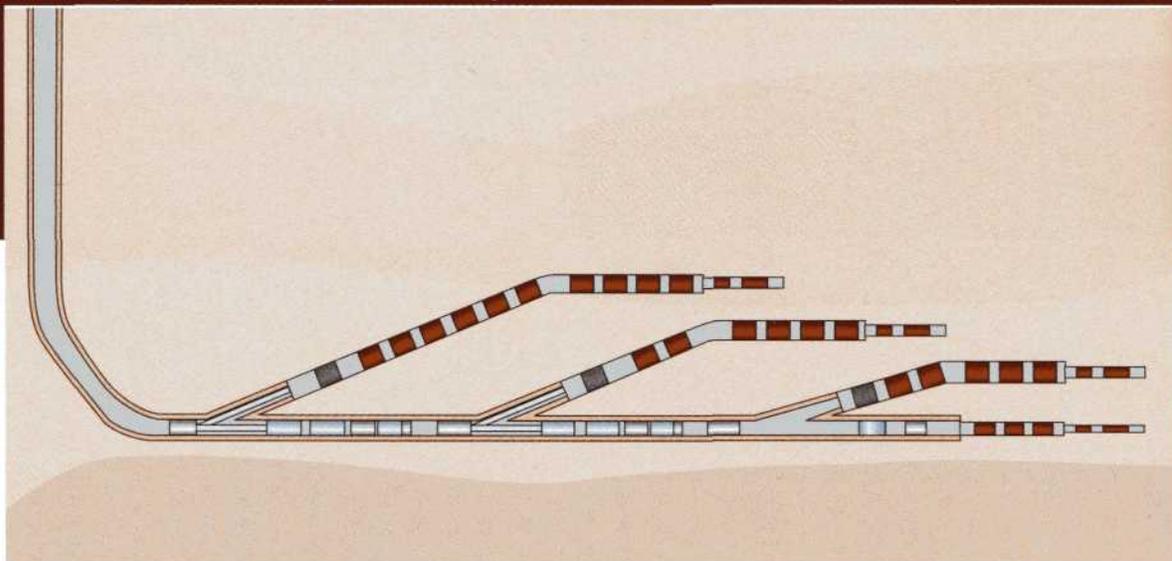


Рис. 25. Проектная схема четырехствольной горизонтальной скважины на месторождении Тролл



ны. Этот принцип основан на том, что на участках, приближенных к основному стволу, приток жидкости и газа больше, и наоборот. Соответственно чем ближе участок притока жидкости расположен к основному стволу, тем меньше частота перфорационных отверстий. Такой вариант регулирования притока применяется на месторождениях Бразилии.

#### ОРД НА МОРСКИХ СКВАЖИНАХ

В зарубежной практике ОРД применяется как на сухопутных, так и на скважинах морских месторождений. Примером может служить Тролл — крупнейшее нефтяное месторождение в Норвежском секторе Северного моря, обеспечивающее более 13% добычи нефти в Норвегии и около 0,57% мировой добычи нефти. Среднесуточная добыча нефти этого месторождения составляет до 70 тыс. м<sup>3</sup>, запасы нефти оцениваются в 640 млн м<sup>3</sup>.

Месторождение характеризуется наличием разных по строению и мощности участков с различным пластовым давлением: западный, восточный Тролл, газовая провинция Западного Тrolла. Блоки соединены между собой трубопроводными системами.

В пределах платформ Troll В и Troll С эксплуатируется 27 кустов скважин, 85 скважин, запланировано бурение как минимум еще 25 добывающих скважин. Все скважины оснащены системами дистанционного контроля. Подводная манифольдная система на четыре скважины спускается и устанавливается на морское дно. Также на четыре скважины ставится подводная опорная плита с защитной системой. Скважины снабжены донными системами сепарации и закачки воды в водопоглощающие горизонты.

Типовая многоствольная скважина месторождения Тролл состоит из одного основного и двух-трех дополнительных стволов, эксплуатирующих разные пропластки (рис. 25).

В настоящее время на месторождении Тролл двуствольные скважины практически не бурятся, основной эксплуатационный фонд постепенно переходит на трех- и четырехствольные скважины, а также скважины с необсаженным стволом. ◆

#### ВЫДЕРЖКИ ИЗ ОБСУЖДЕНИЯ

**Вопрос:** Владимир Николаевич, не планирует ли кафедра машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности РГУ выпустить специальную литературу по проблемам ОРЭ?

**Владимир Ивановский:** Такие планы у нас есть. В частности, мы собираемся выпустить новую редакцию монографии Р.А. Максимова, Б.Е. Доброскок, Ю.В. Зайцева «Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений» (М.: Недра, 1974), естественно, с внесением современной информации по данному вопросу. В настоящее время текст проходит редакционную подготовку, мы рассчитываем, что монография выйдет в свет в 2012 году.

**Вопрос:** В качестве одной из схем ОРЭ вы привели схему с перепуском газа с нижнего пласта в верхний. Допустим ли данный перепуск в рамках законодательной базы?

**В.И.:** В данном случае речь идет о вариантах, где есть возможность с помощью забойных устройств определять дебиты каждого пласта. Системы, которые используются для перепуска, в данном случае должны передавать информацию о том, сколько газа и с какими характеристиками ушло из одного пласта в другой.

**Вопрос:** В докладе вы приводили много примеров из зарубежного опыта. Насколько он применим в российских реалиях?

**В.И.:** На наш взгляд, этот опыт вполне применим, особенно с учетом того, что в России в настоящее время ведется много разработок по ОРЭ.

**Вопрос:** Разработки велись и во времена СССР, но массового внедрения технологий ОРЭ не последовало. Не повторится ли история?

**В.И.:** Нет. Раньше разработки во многом были основаны на директивах, тогда как в настоящее время они продиктованы практической потребностью отрасли, стремлением компаний повысить эффективность добычи нефти.

**Вопрос:** Какая система учета нефти при использовании ОРЭ вам представляется сегодня наиболее рациональной?

**В.И.:** На мой взгляд, очень правильным путем пошли специалисты «Татнефти». Они добились принятия Ростехнадзором их методики определения дебита по динамограмме. Эта система разработана для СШН, однако ее можно адаптировать и для других способов эксплуатации.