

Роснефть: К вопросу о повышении надежности конструкции скважин в осложненных условиях разработки нефтяных оторочек

Rosneft: Improving Well Completions - Sealing Wellbore Leakage



Б.А.Ерка к.т.н., А.В.Хабаров, Н.А.Герасименко
ООО «ТННЦ»

B. A. Erka (Doctor of Science), A. V. Khabarov, N. A. Gerasimenko
Tyumen Petroleum Research Center

В связи с увеличением доли трудноизвлекаемых запасов в портфелях активов нефтяных компаний и бурением глубоких скважин в сложных гидрогеологических условиях (разработка нефтяных оторочек), актуальность проблемы повышения надежности конструкции скважины, с целью снижения вероятности возникновения заколонных перетоков, возрастает. Заколонные перетоки флюида за хвостовиком могут негативно влиять на процесс нефтедобычи из-за возможности значительного повышения газового фактора или обводненности добываемой продукции. Образующие каналы в цементном камне способствуют фильтрации флюидов по заколонному пространству из газовой шапки в ствол скважины, что в свою очередь приводит к снижению дебитов нефти. Сложность обнаружения перетока заключается в том, что часть из них имеет скрытый характер, а повышенный газовый фактор при добыче нефти может возникать и по другим причинам. Зачастую, низкое качество крепления хвостовиков обусловлено малым кольцевым зазором между обсадной колонной-хвостовиком и стенкой скважины, невозможностью получить однородное цементное кольцо за хвостовиком, что приводит к

Because of the growing volume of hard-to-recover reserves in the portfolios of operating companies, and due to drilling deeper wells in more complex geology (development of oil rims) we are facing more and more reliability problems during well design and a need to reduce wellbore leakage. Wellbore leakage around the production liner may have a negative impact on the oil production process due to the risk of a considerable increase in the gas-oil ratio (GOR) or in the volumes of water production. The channels that are formed, in the set cement, facilitate fluid flow in the casing string annulus from the gas cap into the borehole, which, in turn, leads to reduction in oil rates. The challenge in identifying cross flows is that some of them are concealed, and a high GOR during oil production may occur for other reasons as well. Often, the low quality of liner cementation is caused by a small annular clearance between the production casing liner and the borehole wall and the inability to ensure a homogeneous cement sheath around the production liner, which weakens the holding capacity of the set cement.

Field experience demonstrates that during the first 10 years of the wells service life, about 75% of recoverable reserves are lost, between 10 and 20 years, 25-50% is lost, and during 30 years of well operation only 10-15% of reserves

снижению удерживающей способности цементного камня.

Производственный опыт показывает, что при сроке службы скважин $T_{скв} = 10$ лет теряется до 75 % доступных к извлечению запасов, от 10 до 20 лет – 25-50 %, а при работе скважины 30 лет всего лишь 10-15 %. В связи с этим надежная изоляция заколонного пространства скважин и увеличение ее долговечности имеет актуальное значение [1].

Основные факторы, влияющие на процесс крепления обсадной колонны

Существует большое количество факторов, влияющих на процесс цементирования скважин – природные факторы (термобарические условия, тектонические нарушения, ФЕС коллектора и т.д.), технико-технологические (состояние ствола скважины и ее конструкция, тампонажные материалы, технологические параметры) и организационные (уровень квалификации персонала и т.д.).

Основные сложности при креплении скважин:

- » недоподъем тампонажного раствора;
- » межпластовые перетоки;
- » флюидопроявления;
- » очистка ствола скважины от фильтрационной корки;
- » недоспуск колонн.

Если недоподъем раствора или недопуск колонн в целом связан с нарушением технологического регламента при креплении, то межпластовые перетоки, флюидопроявления и низкое качество очистки ствола скважины требуют изменения технологии крепления и применение других тампонажных материалов, а так же повышения качества геофизического исследования скважин.

Существует достаточно много методов, технологических мероприятий и технических устройств, комплексное применение которых позволяет устранить межколонные газопроявления в скважинах и восстановить герметичность межколонного пространства. В отечественной и зарубежной практике накоплен большой опыт по предупреждению миграции газа. Разработанные мероприятия по предупреждению и ликвидации перетоков включают в себя, как совершенствование технологии строительства и эксплуатации скважин, так и разработку новых технологических средств и приемов ликвидации заколонных газоперетоков.

Существующие технологии предупреждения заколонных газоперетоков в основном направлены на повышение качества цементирования, обеспечивающего более полное и равномерное вытеснение бурового

is lost. Therefore, the reliable isolation of the casing string annulus and increasing its durability is of key importance [1].

Main Factors Controlling Well Casing Process

There are many factors that control the well cementation process, including natural factors (temperature and pressure conditions, tectonic faults, reservoir poroperm properties, etc.), technical-technological (state of the wellbore and well design, cementing materials, process parameters), and organisational factors (personnel qualification level, etc.).

The main problems occurring while cementing wells are:

- » Low top of cement
- » Crossflows between beds
- » Fluid kicks
- » Removing filter cake from the wellbore
- » Inability to run casing strings to bottom

While the low top of cement or inability to run casings to bottom are generally caused by non-compliance with the process regulation when cementing, the fluid migration, fluid kicks, and low quality of wellbore cleanout require changes in the well cementing technology and the use of other cementing materials, as well as improvement in well logging quality.

There are many methods, process measures, and technical devices that, when used in combination, make it possible to eliminate annular gas kicks in wells and restore the integrity of the annulus space. Wide domestic and international experience has been gained on the prevention of gas migration [2]. The developed measures for the prevention and elimination of fluid migration include both the improvement of well drilling and operation processes and development of new tools and techniques for elimination of behind-casing gas migration.

The existing technologies to prevent wellbore leakage are mainly aimed at better cementing quality that ensures a more complete and uniform removal of drilling fluid, removal of filter cake from the hole wall, development of new cement mixes, and application of annular packers. To eliminate the already existing gas flow pathways, corrective pressure cementing is used as well as injection of various sealing compounds, switching the well to packer operation, metal axially fluted pipes, clads, etc.

Main Methods to Eliminate Behind-casing Gas Leaking

Isolating gas leakages in oil wells is a serious challenge. The operation of wells with high free gas content significantly reduces the recovery of oil reserves and the efficiency of pumping equipment.

The domestic experience showed that high GOR is due to the following reasons [1]:

раствора, удаление глинистой корки со стенки скважины, разработку новых тампонажных составов, применение заколонных пакеров. Для ликвидации уже образовавшихся путей движения газа используется исправительное цементирование под давлением, закачка различных герметизирующих составов, перевод скважины на пакерную схему эксплуатации, применение металлических продольно-гофрированных труб, пластырей и т.д.

Основные методы ликвидации прорывов газа из заколонного пространства

Проблема изоляции прорыва газа в нефтяных скважинах стоит достаточно остро. Эксплуатация скважин с большим содержанием свободного газа значительно снижает выработку запасов нефти и эффективность работы насосного оборудования.

Отечественный опыт показывает, что высокий газовый фактор появляется вследствие [1]:

- » неправильного определения ГНК либо ВНК около 38% скважин;
- » в 29 % случаев с поглощением тампонажного раствора, и как следствие, недоподъемом цементного раствора;
- » на межпластовые перетоки приходится около 15-25%;
- » флюидопроявления – 5 %;
- » 5-13 % связано с недопуском колонн.

В настоящее время существует несколько основных направлений, связанных с решением проблемы прорыва газа:

Изоляция механическим способом, внедрением пакерного оборудования. Этот метод обладает достаточно высокой надежностью, простотой установки и сравнительно невысокой стоимостью. Средняя успешность работ для изоляции прорыва газа механическим способом более 90%. Но наряду с преимуществами этот метод имеет и свои недостатки, такие как:

- » отсутствие методов определения герметичности посадки пакера;
- » высокий риск невозможности извлечения пакеров в случае падения элементов глубинно-насосного оборудования;
- » увеличение стоимости последующих ремонтов скважин;
- » сильный коррозионный износ внутренней поверхности колонны, также снижает эффективность применения данного метода.

Традиционные методы ремонтно-изоляционных работ (РИП) [2], например, закачка различных составов, показали низкую успешность таких работ при

- » Incorrect determination of the gas-oil contact or water-oil contact in about 38% of wells
- » In 29% of the cases, it is due to cement loss and, consequently, low top of cement
- » 15-25% of the cases are due to fluid migration
- » 5% due to fluid kicks
- » 5-13% due to inability to run casing strings to bottom.

At present, there are a few key potential solutions to the gas leaking problem:

Mechanical isolation when running packer equipment. This method is quite reliable, it is characterized by simple installation and a comparatively low cost. The average rate of success of the mechanical method of gas leaking isolation is more than 90%. However, along with the benefits, this method has a number of disadvantages, such as:

- » Lack of methods to determine the packer leak tightness
- » High risk of inability to release the packer in case the elements of pumping equipment fall down the hole
- » Increase in the cost of subsequent well servicing
- » Severe corrosive wear of the internal surface of the string also reduces the efficiency of this method.

The conventional methods of cement squeeze jobs [2], e.g. injection of various compounds, demonstrated a low rate of success of such jobs at significantly higher costs versus using the packer equipment.

The efficiency of the cement squeeze jobs, to a large extent, depends on the information about the causes and the location of the crossflow source, while the cement squeeze configurations and techniques are in fact always the same and may differ in the points of cement entry zone into the casing string annulus. The main disadvantages of cement squeeze jobs are:

- » High cost of the jobs
- » Need to kill the well, which results in lower permeability of the near-wellbore zone
- » Complexity of the job.

Re-cementing the casing string annulus is expensive, and amounts to about 15-20% of the entire well cost.

When developing oil rims, the most uniform development of oil reserves may be ensured by drilling horizontal wells which intersect the layers of the pay formation at the estimated distances from the WOC and GOC. While operating such deposits, annulus gas leakages often occur, which results in a high GOR during production.

The following well design is usually used when developing an oil rim: a conductor pipe, a surface casing, a 168/178mm production casing, a shoe that is set on the top of pay zone, and a 114-mm slotted liner with upper blind pipes which is run to the pay zone followed by collar cementing of the blind pipes (Fig. 1).



Make an **Impression**

With unrivalled upstream technical articles, executive interviews and the latest case studies. Industry leading online marketing with e-magazine, archived back issues, buyers guides and weekly newsletters



ROGTEC has your marketing needs covered!

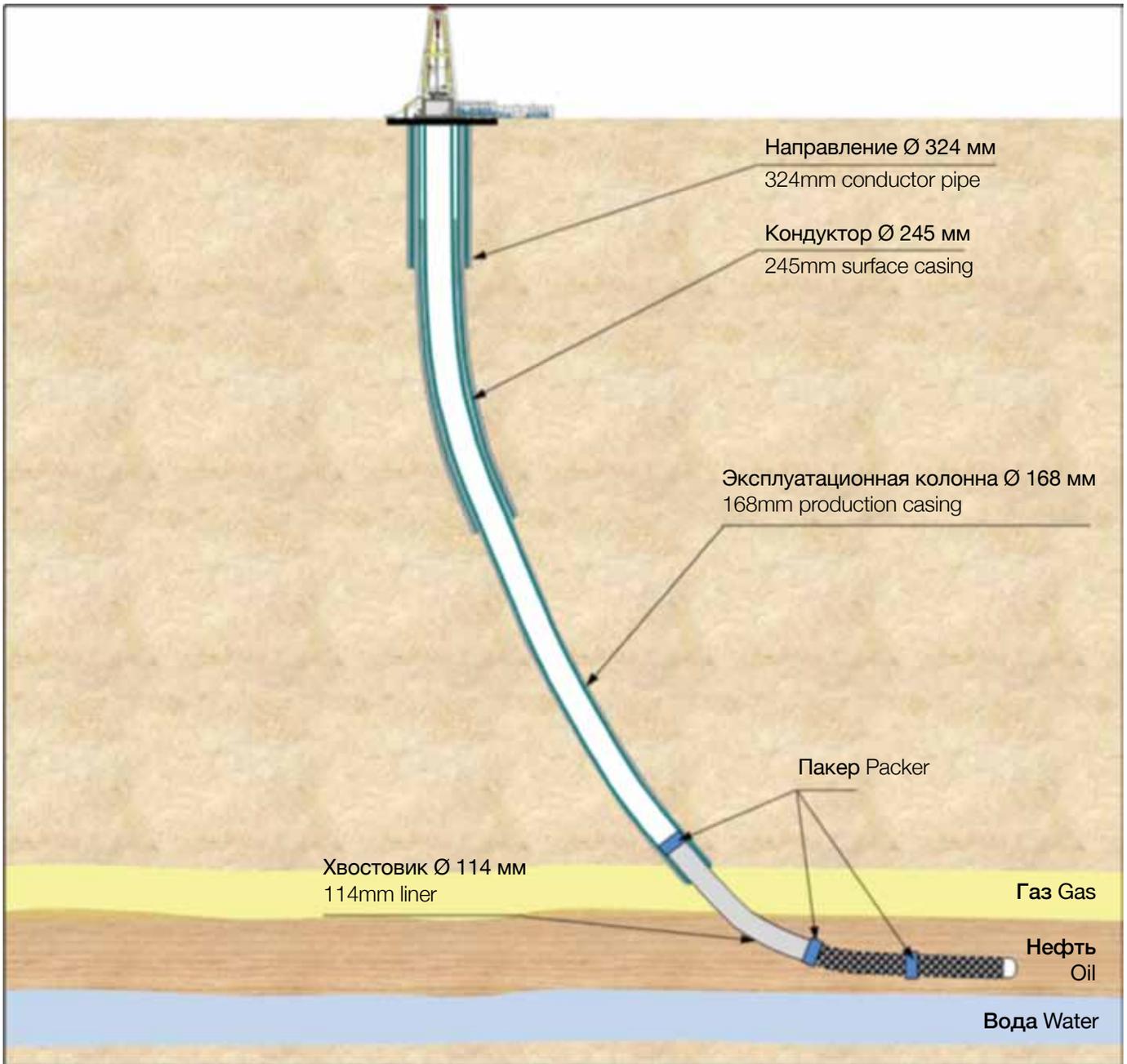


Рис.1 Конструкция скважины фактическая
Fig. 1. Actual Well Design

значительно более высоких затратах по сравнению с применением пакерного оборудования.

Эффективность изоляционных работ во многом зависит от информации о причине и местоположении источника перетока, а технологические схемы и приемы при цементировании под давлением во всех случаях практически одинаковы и могут отличаться по выбору зоны ввода тампонажного состава в заколонное пространство. Основные недостатки РИР:

- » высокая стоимость проведения работ;
- » необходимость глушения скважины, как следствие

The main problem during cementing of the upper part of the liner is a small annular clearance between the production casing liner and the borehole wall. The outside diameter of the liner coupling is 127 mm, the open hole diameter is 143 mm, which leaves an 8mm clearance. A relatively small width of the cement sheath in a gas-saturated interval will very much likely lead to behind-casing crossflows. Cement bond log data does not provide a clear picture on the cementing quality.

Recommendations to Minimize Risks of Crossflows

To minimise the risks of crossflows, there are a few options for improving the well design reliability.

XII МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ – 2015

22 мая 2015, Москва



5 ПРИЧИН ПОСЕТИТЬ КОНФЕРЕНЦИЮ

ПРИСОЕДИНЯЙТЕСЬ К ЛИДЕРАМ: ведущее мероприятие отрасли, ежегодно проходящее при поддержке компании «Газпром»

КЛЮЧЕВОЙ МОМЕНТ: открытый доступ к перспективным технологиям и успешному опыту ведущих российских и международных компаний мира по освоению шельфовых месторождений

180+ ДЕЛЕГАТОВ ЕЖЕГОДНО: представители высшего управленческого звена (руководство компаний-операторов или профильных подразделений)

МАКСИМУМ ОБЩЕНИЯ: дискуссии, круглые столы и другие интерактивные формы заседаний, а также широкие возможности для неформального общения с представителями ведущих российских и мировых игроков отрасли

ПОСТОЯННЫЕ УЧАСТНИКИ: крупнейшие компании-операторы на российском шельфе – Газпром, Роснефть и ЛУКОЙЛ

12

лет ведущему мероприятию отрасли, ежегодно проходящему при поддержке ОАО «Газпром»

180+

ведущих игроков отрасли

20+

авторитетных спикеров-экспертов

21

год успешной практики RPI в сфере организации и проведения отраслевых форумов и конференций

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ

- Государственная политика недропользования на шельфе в России и за рубежом
- Экономические и нормативно-правовые аспекты освоения месторождений на шельфе
- Текущее развитие и планы реализации крупнейших российских шельфовых проектов
- Освоение шельфа южных, арктических и дальневосточных морей: опыт реализации проектов, проблемы и пути их решения
- Инновационные технологии и оборудование для шельфовых нефтегазовых проектов
- Развитие промысловой и транспортной инфраструктуры шельфовых проектов

ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА НА ШЕЛЬФЕ РОССИИ И СТРАН СНГ: ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ ДО 2020 ГОДА



- Текущее описание состояния проектов, а именно планов их реализации или сворачивания;
- Информация о намерениях отдельных игроков выйти или войти в проекты;
- Прогнозы на период 2012-2020 годов добычи по отдельным проектам (и секторам в акваториях) в разрезе возможных сценариев;
- Прогнозы на период 2012-2020 годов объемов разведочного и эксплуатационного бурения в разрезе секторов в акваториях, игроков и возможных сроков выполнения буровых работ;
- Прогнозы на период 2012-2020 годов относительно потребности в буровых установках и добычных платформах в разрезе морских акваторий и проектов

МЕДИА-ПАРТНЕРЫ

СТРАТЕГИЧЕСКИЙ
МЕДИАПАРТНЕР:

НЕФТЬ
КАПИТАЛ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
МЕДИАПАРТНЕР:

интерфакс

ОФИЦИАЛЬНЫЙ
МЕДИАПАРТНЕР:

Neftgaz.RU



ПравоГЭК

НЕФТЕСЕРВИС



Нефть
Россия



On Gas Eurasia

ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ

ROGTEC

Rustenergy

Coiled/Tubing
Times



+7 (495) 502 54 33
+7 (495) 778 93 32



Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru



www.rpi-conferences.com

снижение проницаемости призабойной зоны пласта;
 » сложность проведения работ.

Восстановление герметичности заколонного пространства требует значительных затрат – около 15 – 20% от стоимости всей скважины.

При разработке нефтяных оторочек наиболее равномерная отработка запасов нефти может быть обеспечена при вскрытии скважинами пропластков

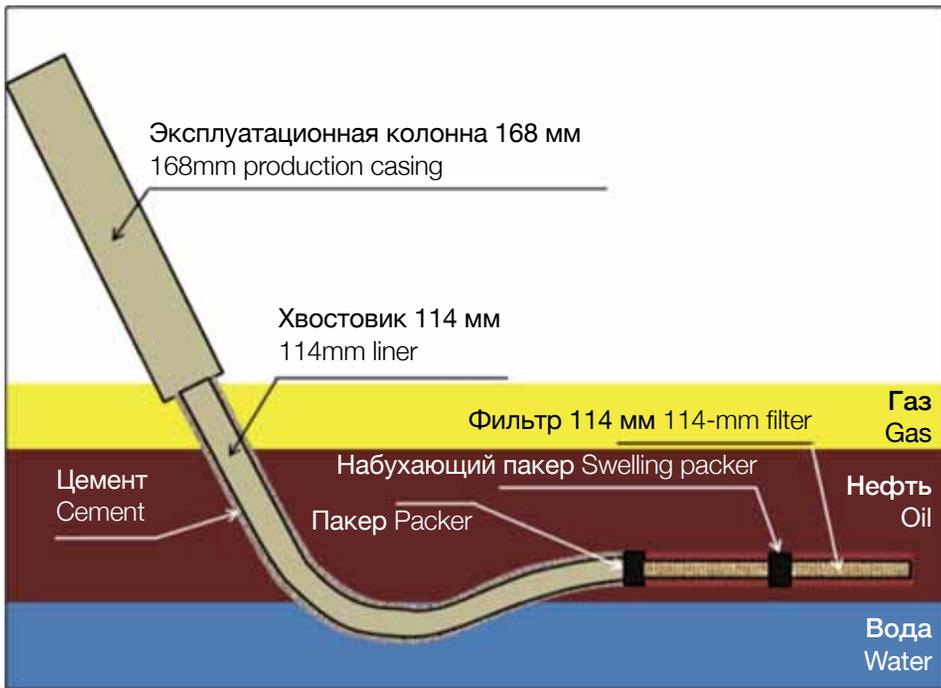


Рис.2 Рекомендуемая конструкция скважины
Fig. 2. Suggested Well Design

продуктивного пласта на определенных расчетах расстояниях до водо-нефтяного и газо-нефтяного контактов горизонтальным стволом. При эксплуатации таких залежей часто происходят заколонные прорывы газа и как следствие высокий газовый фактор при добыче.

На месторождениях при разработке нефтяной оторочки обычно применяется следующая конструкция скважины: направление, кондуктор, эксплуатационная колонна 168 (178) мм, башмак, которой устанавливается на кровлю продуктивного пласта, фильтр-хвостовик 114 мм с глухими трубами в верхней части спускается в продуктивный горизонт с последующим манжетным цементированием глухих труб (рисунок 1).

Основной проблемой при изоляции верхней части хвостовика является малый кольцевой зазор между обсадной колонной-хвостовиком и стенкой скважины. Наружный диаметр хвостовика по муфте 127 мм,

1. Apply reaming tools when drilling horizontal wells in order to increase the hole diameter from 143 mm to 156 mm while retaining the current liner diameter of 114 mm. Application of reamers will help ensure higher quality cementing of a small-diameter casing string (liner through increasing the area of the cement sheath, but this technology has some substantial disadvantages such as drilling tool sticking when reaming the hole with special tools.

2. Use expanding cement slurry to improve cement-to-casing bond and cement-to-wall bond. A substantial disadvantage of such slurries is their high cost and an insecure solid cement sheath.

3. Use packers to considerably reduce the risk of wellbore leakage. Their main disadvantage is the need to have a non-permeable tight seal in the point of their placement, because otherwise circulation in the casing string annulus will occur in the rock behind the packer.

Having reviewed a large number of options for improving well design reliability, we suggest to test a combined option to reduce the risks of gas breaking through into the wellbore:

» Adjust the well profile by running the liner below the OWC followed by its return to the oil zone and cement the collar. We expect

that this profile will help substantially reduce the risks of gas breakthrough thanks to a "hydraulic seal" (Fig. 2). High complexity of drilling is one of the main disadvantage of such hole-making.

» Include a straddle packer with a rubber oil-swelling element in the slotted liner assembly. This will allow to block off the parts of the horizontal section with gas breakthroughs. One packer splitting the horizontal area into two parts will be enough to increase cumulative oil produced by a well.

It is unlikely that crossflows will be completely eliminated by using only one of the above methods. To reduce the risks of behind-casing fluid migration, it is recommended to apply several appropriate methods simultaneously.

To reduce the probability of gas breakthrough behind the production liner, the well profile needs to be adjusted by adding swellable packers to the liner assembly. Such well completion system will help considerably minimise

диаметр открытого ствола 143 мм, зазор 8 мм. Относительно небольшая ширина цементного кольца в газонасыщенном интервале позволяет сделать предположение о высокой вероятности заколонных перетоков. Данные АКЦ не дают однозначный ответ о качестве цементирования.

Рекомендации по минимизации заколонных перетоков

Для минимизации рисков заколонных перетоков существует несколько вариантов повышения надежности конструкции скважины:

1. Применять расширяющие устройства при бурении ГС, чтобы увеличить диаметр ствола с 143 мм до 156 мм при сохранении текущего диаметра хвостовика 114 мм. Применение расширяющих устройств позволит получить более качественное крепление обсадной колонны малого диаметра (хвостовика) за счет увеличения площади цементного кольца, но данная технология имеет существенные недостатки – прихват бурильного инструмента при расширении ствола скважины специальным оборудованием.
2. Применение расширяющихся цементных составов позволит повысить сцепление цементного камня с обсадной колонной и стенкой скважины. Существенным недостатком применения таких составов является их высокая стоимость и не гарантированное сплошное цементное кольцо.
3. Применение пакерующих элементов позволяет существенно сократить риск появления заколонных перетоков. Основным их недостатком является необходимость в месте установки наличия непроницаемых плотных пород, в случае отсутствия такого условия циркуляция в заколонном пространстве будет происходить по породе за пакером.

Рассмотрев большое количество вариантов повышения надежности конструкции скважины, в качестве опробования предлагается применять комбинированный вариант для снижения рисков прорыва газа по заколонному пространству в ствол скважины:

- » скорректировать профиль скважины с заходом хвостовика ниже ВНК и его последующим возвращением в нефтяную часть пласта и манжетным цементированием. Предполагается, что реализация данного профиля позволит существенно снизить риски заколонного прорыва газа за счет «гидрозатвора» (рисунк 2). Основной недостаток такой проводки ствола скважины - повышенная сложность проводки (навигации).
- » предлагается включить в компоновку фильтра-хвостовика разобщающий пакер с нефте-

the risks of gas breakthrough during well operation without a significant increase in the drilling costs.

Based on the above, to minimise the risks, the well design and profile should be selected wisely at the designing stage, as this will help prevent early fluid migration from the upper zones and, consequently, costly cement squeeze jobs.

References:

1. A. I. Bulatov, P. P. Makarenko, Y. M. Proselkov, Washing and Cementing Drilling Muds. Nedra, 1999, page 424.
2. B. Baily, J. Tyrie, J. Ephick, Water control, Oilfield Review Vol. 3, 2001, page 25.

набухающим резиновым элементом. Включение данного элемента в оснастку хвостовика позволит отсекал часть горизонтального участка с прорывами газа. Для повышения количества накопленной добычи нефти с одной скважины достаточно одного пакера разобщающего горизонтальный участок на две части.

Гарантированно ликвидировать заколонные перетоки с помощью только одного из представленных методов вероятно не удастся. Для снижения рисков миграции флюида за обсадной колонной необходимо применять несколько наиболее подходящих вариантов ликвидации заколонных перетоков одновременно.

Для снижения вероятности прорыва газа за хвостовиком необходимо скорректировать профиль скважины с включением в оснастку хвостовика нефте-набухающих пакерующих элементов. Предложенная система заканчивания скважины позволит существенно минимизировать риски заколонного прорыва газа при эксплуатации скважин без существенного увеличения стоимости бурения.

Исходя из вышесказанного, для минимизации рисков необходимо грамотно подходить к выбору конструкции и ее профилированию на этапе проектирования, это позволит избежать ранних перетоков пластового флюида из вышележащих горизонтов, и необходимости проведения дорогостоящих ремонтно-изоляционных работ.

Список литературы:

- 1 Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы. Недра, 1999 г., с. 424;
- 2 Бэйли Б., Тайри Д., Элфик Д. Диагностика и ограничения водоприток, 2001 г., с. 25