

**ТЕХНОЛОГИЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ТИГР»
В.Т. Фан**

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время месторождение «Белый Тигр» находится на поздней стадии, и борьба с обводнением добывающих скважин, особенно миоцена и фундамента, является актуальной и сложной задачей, стоящей перед специалистами Совместного Предприятия «Вьетсовпетро». Практика показала, что все нефтедобывающие компании, рано или поздно, сталкиваются с необходимостью решения проблемы водопритока. Эффективность мероприятий изоляции водопритока в добывающих скважинах зависит от различных геологических, технических и технологических факторов.

Применительно к условиям на месторождении «Белый Тигр», следует разделять по геологическим факторам скважины эксплуатирующие фундамент и скважины эксплуатирующие миоцен (либо планирующихся к переводу на миоцен)[1]. Необходимость такого разделения обусловлена принципиально разным механизмом возникновения водопритока в этих двух категориях скважин. Для первой категории поступление воды в скважину определяется применением заводнения (с учетом трещиноватости пород фундамента), наличием в продуктивной зоне открытых стволов большой длины (более 300 м), аномально низким пластовым давлением (определяющим возникновение катастрофических поглощений), и также повышенной пластовой температурой (до 150°C). Сочетание этих факторов создает условия для преждевременного обводнения добывающих скважин фундамента (посредством прорыва воды по трещинам) и резко снижает эффективность применения традиционных технологий изоляции водопритока. Метод установки цементного моста не может обеспечить заполнение трещин высокопрочным тампонирующим материалом с максимально возможным радиусом проникновения в обводнившуюся зону, а химические составы «АКОР», «ГАЛКА», «МЕТКА» (технология селективного тампонирования) не подходят к условиям высокой температуры (скважина 121). Другие примеры можно наблюдать при применении технологии ограничения водопритоков фирмы Schlumberger с помощью надувных пакеров фирмы «ТАМ», например преждевременная разгерметизация пакера при изменении температурного режима или неуспешность распаковки из-за отсутствия центраторов в комплексе привело к повреждению резинового элемента при пуске в скважину с большой кривизной (скважины 903/9, 925/9). На протяжении последних лет в СП «Вьетсовпетро» предпринимались неоднократные попытки решить проблему изоляции водопритока в скважинах фундамента с необсаженными стволами.

Во втором случае, для добывающих скважин миоцена механизм водопритока объясняется неоднородным геологическим строением, наличием чередования нефтенасыщенных и водонасыщенных пропластков незначительной мощности. Кроме этого, нефтенасыщенные пласты характеризуются значительным диапазоном изменения фильтрационно-емкостных свойств, которое также создает трудности для эффективной реализации мероприятий по изоляции водопритока, с учетом традиционно применяющейся технологии крепления цементованием в продуктивных зонах. Также применение селективной технологии ограничения водопритоков при помощи состава «ГАЛКА», «МЕТКА» даже может оказаться отрицательным в связи с тем, что изоляционные работы проводились по всему интервалу дренирования (скважина 98).

Комплексное решение проблемы изоляции водопритока в скважинах требует привлечения сервисных компаний, чтобы адаптировать современные технико-технологические достижения в области ремонтно-изоляционных работ к условиям на месторождении «Белый Тигр». В период с 2010 по 2014 год был проведен анализ информации об опыте использования технологий бурения и ремонта скважин с применением набухающих пакеров (swellpackers) с целью изучения возможности их внедрения в СП «Вьетсовпетро». Проведенный анализ показал, что потенциал этих технологий высок, и позволяет решать много различных задач, как при строительстве, так и при ремонте скважин. И это направление, в настоящее время, вызывает всеобщее одобрение среди сервисных компаний в России и в мире. Например, в ПАО «Татнефть» применение водонефтенабухающих пакеров дало положительные результаты для скважин на залежах 302-303, которые характеризуются высокой послойной и зональной неоднородностью коллекторов, низкими фильтрационно-емкостными свойствами и наличием трещин[4]. Кроме этого, по результатам анализа такие пакеры оказываются готовы для использования при проведении кислотных обработок скважин в ПАО «Татнефть».

Возвращаясь к месторождению «Белый Тигр», следует заметить, что наиболее приоритетными направлениями использования набухающих пакеров являются изоляция водопритока и локальное крепление открытых стволов без цементирования. Бесцементное крепление хвостовиков с применением набухающих пакеров позволяет осуществлять локальное крепление необходимого интервала открытого ствола, обеспечивает снижение времени и затрат на проведение операции в сравнении с традиционным цементованием. Использование набухающих пакерующих элементов в качестве крепи хвостовика обеспечивает надежную изоляцию заколонного пространства, а также позволяет заранее планировать изоляцию определенных интервалов.

При проведении работ по изоляции водопритока изолирующие хвостовики, оснащенные набухающими пакерами, могут обеспечить изоляцию ствола на участках большой протяженности, с возможностью поинтервальной закачки изолирующих материалов различного состава. Традиционно технологии изоляции водопритока сводятся к созданию так называемых «экранов» или «барьеров» в водонасыщенных интервалах путем закачки различных составов в пласт через перфорационные отверстия или в определенные участки открытого ствола. Главным недостатком такой технологии является невозможность создания интервала

3. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / Пулькина Н.Э., Зимица С.В.; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 203 с.
4. Ибрагимов Н.Г., Исмаилов Ф.З. и др. Применение водонабухающих пакеров для изоляции трещиноватых участков горизонтальных стволов скважин залежей 302 – 303 // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 48 – 50.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С УЧЕТОМ ЭФФЕКТА САМОЗАДАВЛИВАНИЯ

А.О. Федоров

Научный руководитель ассистент П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Скопление жидкости в газовой скважине происходит при неспособности добываемого газа выносить её из ствола, что приводит к так называемому самозадавливанию, то есть снижению добычи вплоть до полной остановки. Проблема особенно актуальна для газовых месторождений западной, введенных в разработку ещё в прошлом столетии и сейчас находящихся на завершающем этапе. Так на уникальном по запасам газа Медвежьем месторождении за период с 2004г. по первое полугодие 2010г. количество самозадавливающихся скважин увеличилось с 81 до 116 единиц [2].

В данной статье проанализированы актуальные методы борьбы с самозадавливанием скважин и даны рекомендации по их применению.

Автором статьи [2] выявлено, что следствием обводнения призабойной зоны пласта как пластовыми, так и конденсационными водами являются размыв порового цемента, вынос пластового песка и образование отдельных каналов повышенной проводимости. При этом на забое происходит образование песчаных пробок, которые находятся в псевдосжиженном состоянии. Постепенно накапливаясь, песчано-жидкостная пробка перекрывает интервал перфорации, что существенно влияет на снижение дебита скважины. Методы эксплуатации самозадавливающихся газовых скважин представлены на рисунке.

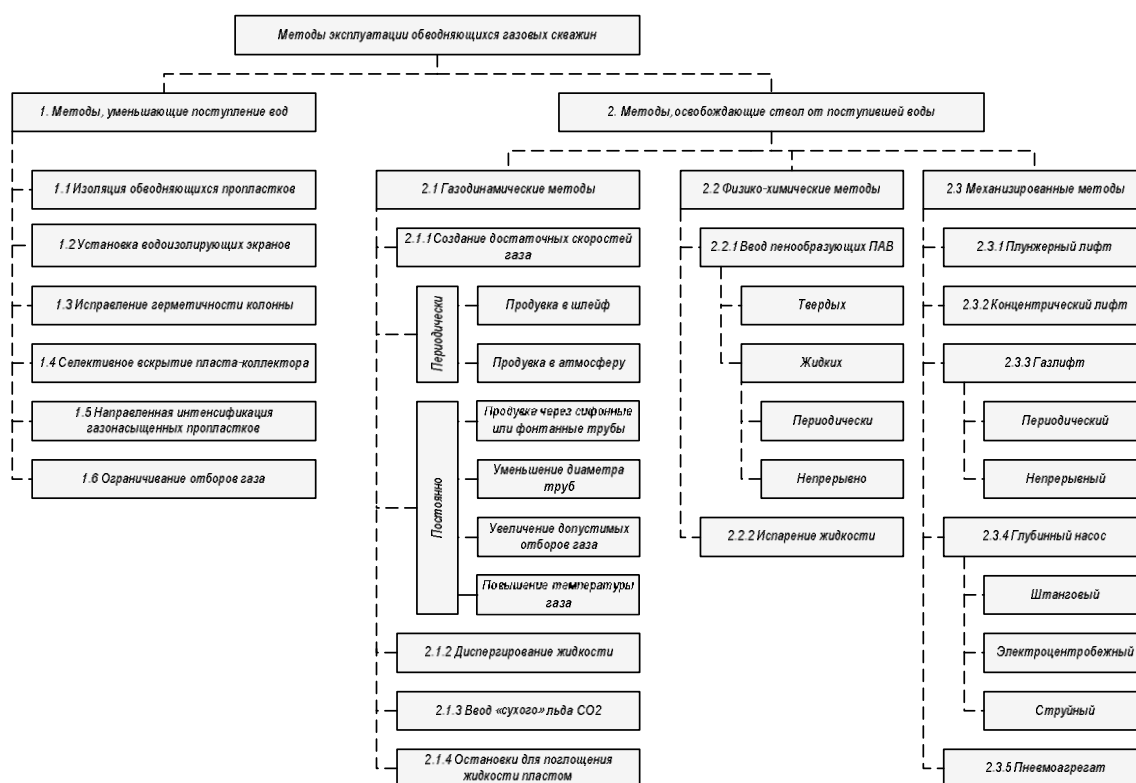


Рис. Методы эксплуатации самозадавливающихся газовых скважин

Рассмотрим основные геолого-технические мероприятия по поддержанию работы самозадавливающихся скважин, а также их преимущества и недостатки.

1. Капитальный ремонт скважин, включающий крепление призабойной зоны пласта и ограничение водопритока. Метод является эффективным при поступлении пластовой воды, но не предотвращает образования конденсационной воды на стенках скважины. Возможно создание дополнительных фильтрационных сопротивлений в результате неизбежного проведения изоляционных работ. В зависимости от технологии ограничения водопритока и состава применяемых растворов эффект длится от 5 до 24 месяцев.