



# Рывок по-оренбургски

ВАЛЕРИЙ АНДРИАНОВ  
«Нефтегазовая Вертикаль»

Перед российским нефтегазовым комплексом стоят две параллельные задачи. С одной стороны, требуется поддержать добычу на старых промыслах, добившись максимального высокого коэффициента извлечения сырья. С другой стороны, надо вводить в эксплуатацию новые объекты, которые обеспечат увеличение добычи в среднесрочной и долгосрочной перспективе. При этом нельзя также забывать о необходимости освоения нетрадиционных запасов, об утилизации попутного газа, о соблюдении промышленной и экологической безопасности. И, конечно, в условиях нестабильной рыночной конъюнктуры надо стремиться к максимальной рентабельности проектов и к снижению затрат.

Согласитесь, нетривиальная задача для нефтегазового комплекса в целом и для каждой отдельной компании в частности. А уж тем более ее сложно решить в рамках отдельного предприятия. Но иногда это удается. Для того чтобы в этом убедиться, корреспондент «Нефтегазовой Вертикали» побывал на объектах ООО «Газпромнефть-Оренбург».

По объемам добычи Оренбуржье занимает четвертое место среди регионов России. Его запасы составляют важнейшую часть ресурсной базы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. С 2011 года здесь работает дочернее общество «Газпром нефти» – ООО «Газпромнефть-Оренбург», которое на данный момент осваивает семь месторождений. В их числе одно из самых непростых с точки зрения геологии месторождений в России – Царичанское+Филатовское.

**По объемам добычи Оренбуржье занимает четвертое место среди регионов России. Его запасы составляют важнейшую часть ресурсной базы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции**

Предприятие является одним из крупнейших налогоплательщиков Оренбургской области. Оно также на протяжении четырех лет признается лучшим работодателем Оренбуржья в плане обеспечения промышленной безопасности и охраны труда.

### **ОРЕНБУРГСКИЙ ГРИНФИЛД**

Как отмечает генеральный директор компании «Газпромнефть-Оренбург» Ирек Хабипов, в со-

став предприятия входят две группы месторождений – западная и восточная. И на обеих из них реализуются активные программы развития и имеются свои точки роста.

За ближайшие три года (2019–2021) добыча жидких углеводородов на предприятии должна вырасти на 60% – с 2,78 до 4,3 млн тонн в год. В целом производство углеводородного сырья к 2022–2023 годам планируется увеличить с нынешних с 5,7 до 9,2 млн тонн н.э. в год. В том числе добыча газа возрастет с 3,8 до 5,6–5,7 млрд м<sup>3</sup>. При этом в течение трех ближайших лет 75% прироста будет обеспечено за счет восточной группы месторождений и 25% – за счет западной.

Главным активом компании является Восточный участок, представляющий собой нефтяную оторочку уникального Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Его запасы составляют порядка 100 млн тонн нефти и около 60 млрд м<sup>3</sup> газа. Практически все запасы Восточного участка – трудноизвлекаемые, они характеризуются низкими фильтрационными свойствами, большим газовым фактором и высоким содержанием сероводорода. Нефть тут извлекается в основном газлифтным способом, то есть путем «выталкивания» на поверхность за счет энергии подаваемого в скважину газа. Здесь планируется рост добычи вследствие активного разбуривания – ежегодно бурится порядка 60 новых скважин.

Что же касается западной группы месторождений, то там наращивание производства планируется в основном благодаря вводу в эксплуатацию



*Андрей Воропаев, начальник департамента добычи нефти и газа «Газпром нефти»*

новых объектов. На двух лицензионных участках в течение трех лет ожидается открытие пяти месторождений.

В целом компания ежегодно бурит порядка 100 скважин, включая геологоразведочное и эксплуатационное бурение. По своей успешности и уровню применяемых технологий сегмент бурения оренбургского предприятия находится в числе лучших в компании «Газпром нефть».

**Главным активом компании является Восточный участок, представляющий собой нефтяную оторочку уникального Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения**

Как отмечает Андрей Воропаев, начальник департамента добычи нефти и газа «Газпром нефти», до лета нынешнего года занимавший должность генерального директора «Газпромнефть-Оренбурга», доля этого предприятия в общей добыче компании – порядка 4,5%. И хотя в ближайшие три года ожидается активный рост показателей «Газпром нефти» (выше, чем в среднем по отрасли), «Газпромнефть-Оренбург» не только сохранит, но даже увеличит свою долю – до 7–8% к 2022 году.

Впрочем, такая динамика оренбургского предприятия – не новость. Как подчеркивает А. Воропаев, по сути «Газпромнефть-Оренбург» находится в стадии гринфилда и ему свойственен активный рост добычи. В 2014–2015 годах он достигал 35% в год, а в 2017–2018 годах несколько снизился из-за имеющихся инфраструктурных ограничений. Однако сейчас проблемы с инфраструктурой решены, и предприятие готово вновь продемонстрировать высокие показатели увеличения добычи.

## НЕТРАДИЦИОННЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

Разумеется, «Газпромнефть-Оренбург» задумывается и о более долгосрочных перспективах. Они связаны как с освоением имеющейся ресурсной базы, так и с новыми приобретениями. Ежегодно анализируется около полутора десятков различных вариантов покупки новых активов. В результате вычлняются наиболее интересные из них, по которым и ведется работа. В частности, в четвертом квартале нынешнего года Роснедра планируют выставить на аукцион ряд объектов в Оренбуржье, и «Газпромнефть-Оренбург» проявляет интерес к четырем участкам.

Определенные перспективы имеются и в сфере разработки трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородных ресурсов, в частности карбонатных пластов и доманика. Как сообщил А. Воропаев, в 2017 году был создан консорциум компаний, у которых в портфеле активов имеются карбонатные пласты. Проведено уже четыре технологические сессии, на каждой из которых рассматривались конкретные технологии и мероприятия по повышению коэффициента извлечения, по эффективному вскрытию таких пластов. В консорциуме, помимо «Газпром нефти», участвуют также «Зарубежнефть» и «Татнефть», недавно в него вошли компании из Казахстана, Сербии, ОАЭ, а также научный центр из Эдинбурга (Шотландия).

Эксплуатация карбонатных пластов связана с большим числом неопределенностей, поэтому без применения цифровых технологий освоить их крайне сложно. В связи с этим «Газпромнефть-Оренбург» реализует проект по созданию модели цифрового двойника интеллектуального месторождения Восточного участка.

На территории Оренбургской области есть и залежи доманика. Предприятие уже ведет камеральное изучение данных формаций, а в ближайшие три года будут проведены полевые работы, которые позволят определить перспективы освоения этих нетрадиционных запасов. Компания уже приобрела два лицензионных участка, содержащих доманик.

**По своей успешности и уровню применяемых технологий сегмент бурения оренбургского предприятия находится в числе лучших в компании «Газпром нефть»**

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ВЕКТОР

Конечно, помимо активного разбуривания имеющихся активов и ввода новых объектов существенную роль в увеличении добычи призвано сыграть и внедрение новых технологий. Отвечая на вопрос «Нефтегазовой Вертикали», И. Хабипов подчеркнул, что наибольший вклад в прирост производственных показателей в последние годы внесли технологии кислотно-проппантного гидроразрыва пласта (она здесь применена впервые в практике «Газпром нефти») и многоствольного многоэтажного бурения и вскрытия пласта. «Мы не просто стараемся разбурить несколько стволов друг над другом в разных интервалах, но и пытаемся управлять отборами по каждому стволу. То есть не просто



Ирек Хабилов, генеральный директор компании «Газпромнефть-Оренбург»

создать отводы по тысяче метров, но еще и в каждом отводе понимать, как этим управлять. Это задача с продолжением...», – отмечает гендиректор «Газпромнефть-Оренбурга».

**На территории Оренбургской области есть и залежи доманика. Предприятие уже ведет камеральное изучение данных формаций, а в ближайшие три года будут проведены полевые работы**

Важнейшим этапом технологического развития должна стать цифровизация предприятия. «Если воспринимать цифровизацию как конечную цель, как создание некоего отраслевого аналога Центра управления полетами Байконур, то мы еще не на этой фазе. Мы цифровизируем отдельные производственные процессы и в отдельных направлениях сильно продвинулись. Но в целом мы пока находимся на первой фазе, создаем схему получения максимальной цифровой информации с наших объектов. Мы идем по логике того, что оборудование должно работать не только в режиме измерения, но и в режиме регулирования и принятия самостоятельных автономных

решений. Следующий этап – модель интегрированного развития наших месторождений», – отмечает И. Хабилов.

## Льготы – не спасательный круг

Безусловно, рост добычи требует инвестиций. Как отмечает И. Хабилов, инвестиции в нынешнем году составят 23–24 млрд рублей. В ближайшие три года на развитие предприятия будет направлено порядка 58–60 млрд рублей. Эта сумма включает в себя финансирование геологоразведочных работ, бурения, расширения инфраструктуры. Но это лишь минимум, предусматривающий реализацию уже одобренных проектов. Если же геологоразведка даст ожидаемые результаты, то, весьма вероятно, будут начаты новые проекты с дополнительными инвестициями.

При этом, как подчеркивает И. Хабилов, финансовые показатели «Газпромнефть-Оренбурга» позволяют предприятию эффективно работать без всяческих налоговых льгот. Как известно, по итогам совещания Правительства РФ 18 сентября 2018 года ряду ведомств было поручено разработать дорожную карту по стимулированию освоения нефтяных месторождений и увеличению добычи. Но в Оренбурге готовы обойтись и без новых преференций.

«Налоговые льготы не являются для нас спасательным кругом. Да, они не помешают, но это не ключевой фактор в развитии предприятия.

Даже если мы будем работать без них, мы в принципе свои программы и логику развития выдерживаем», – заявил И. Хабилов.

При этом, как сообщил А. Воропаев, себестоимость добычи в «Газпромнефть-Оренбурге» – одна из самых низких в «Газпром нефти».

Впрочем, предприятие готово разделить финансовое бремя и коммерческие риски со своими партнерами. Сегодня в целом по «Газпром нефти» 40% добычи обеспечивается совместными предприятиями. В мировой практике этот показатель еще выше – глобальных корпораций он достигает 50–60%.

### **Наибольший вклад в прирост производственных показателей в последние годы внесли технологии кислотно-пропантного гидроразрыва пласта и многоствольного многостажного бурения и вскрытия пласта**

При этом у «Газпром нефти» созданы партнерства не только в сфере добычи, но и в области технологий, с такими лидерами, как Schlumberger, Halliburton, Росатом. Сформированы партнерства и по созданию нового нефтегазового оборудования. Так, совместно со «Сбербанк Лизинг» запускается проект по производству буровых установок. Они станут собственностью «Газпром нефти» и будут передаваться в лизинг тем буровым предприятиям, которые предоставят наилучшие коммерческие предложения.

Использование схемы партнерств возможно и в Оренбуржье, в частности – на Царичанском месторождении.

## **С ОПОРОЙ НА РОССИЙСКОЕ**

Сегодня большой вопрос для всего отечественного нефтегазового комплекса – импортозамещение. На государственном уровне декларируется задача преодоления зависимости от иностранного оборудования, но, по мнению ряда экспертов, этот процесс несколько буксует. Как с этим обстоят дела в конкретном нефтедобывающем регионе – в Оренбуржье?

Как отмечает И. Хабилов, с одной стороны, в современном мире технологии настолько переплелись, что полностью обойтись без импорта не получается. С другой стороны, тема импортозамещения возникла не вчера, уже к моменту введения антироссийских санкций в отечественной нефтянке эксплуатировалось немалое число собственных

технологий. А за последние годы российские производители освоили выпуск широкой номенклатуры продукции для НГК.

Санкции никоим образом не повлияли на производственную деятельность «Газпромнефть-Оренбурга». Правда, в 2014 году, сразу после их введения, возникла непонятная ситуация с оборудованием для американских компрессоров, которые были поставлены на объекты предприятия еще в начале 2000-х годов. Но проблема быстро разрешилась – оказалось, что эта техника не подпадает под санкции.

Поэтому импортозамещение для оренбургских нефтяников – не столько необходимость, вызванная переменчивыми политическими обстоятельствами, сколь долгосрочный экономический интерес. Ведь с точки зрения затрат целесообразнее использовать именно российское оборудование.

Сегодня в «Газпромнефть-Оренбурге» критические позиции по важнейшему оборудованию замещены российскими аналогами. Но остаются сегменты, где импорт еще превагирует, – например, долота для разбуривания наиболее твердых пород. Именно импортные долота позволяют выдержать ту скорость проходки, которая требуется для соблюдения графиков. Сегодня ведется работа с российскими научно-исследовательскими институтами и металлургическими предприятиями с целью создания российских аналогов.

Зависимость от импорта имеется и по клапанам, которые используются при газлифтном методе добычи. Но сейчас «Газпромнефть-Оренбург» совместно с отечественными заводами реализует ряд проектов по выпуску газлифтного оборудования. Уже начали получать и использовать отечественные образцы.

### **Финансовые показатели «Газпромнефть-Оренбурга» позволяют предприятию эффективно работать без всяческих налоговых льгот**

Аналогичный тренд наблюдается и в сфере программного обеспечения. Так, интегрированную модель по Восточному месторождению планируется создавать совместно с российскими компаниями.

Как по «Газпромнефть-Оренбургу», так и по «Газпром нефти» в целом доля отечественного оборудования сегодня достигает 95%.

## **САРАЦИН В СТЕПИ**

Примеры эффективных технологических решений, позволяющих наращивать добычу угле-

водородного сырья, можно найти как на восточной, так и на западной группе месторождений «Газпромнефть-Оренбурга». Одно из них – установка «Сарацин», ведущая бурение на Капитоновском месторождении.

### **Как по «Газпромнефть-Оренбургу», так и по «Газпром нефти» в целом доля отечественного оборудования сегодня достигает 95 %**

В 2013 году на предприятии началась реализация проекта «Технологический предел», который впоследствии распространился на всю компанию. Его суть состоит в обеспечении процесса непрерывных улучшений, включая как организационные, так и технические, технологические, конструктивные аспекты. Проект «Техпредел» продемонстрировал впечатляющие результаты – за 4–5 лет были на 50% сокращены как сроки бурения, так и стоимость скважин.

Однако в какой-то момент по тому или иному направлению наступает технологический предел совершенствования, выше которого уже нельзя скакнуть. И приходится менять саму парадигму развития, переходить на использование принципиально новых технологий и оборудования. Именно так и произошло в случае с буровой установкой «Сарацин».

Ранее «Сарацин» работал на Царичанском+Филатовском месторождении, а сейчас бурит уже третью наклонно-направленную скважину на кусте Капитоновского месторождения (всего куст будет состоять из пяти скважин). Глубина скважин по стволу – порядка 3900 метров. Затем установке предстоит построить еще один куст на Капитоновском.

Эта установка в силу своих конструктивных особенностей имеет производительность в два раза выше, чем стандартная БУ. При той же ставке суточной аренды время бурения на Капитоновском сократилось примерно на 40%. И хотя эта установка не делает погоды в рамках всего предприятия (в общей сложности в «Газпромнефть-Оренбурге» работают 25–30 БУ), она служит раздражителем для всех остальных буровых компаний-подрядчиков. Они, чтобы сохранить конкурентоспособность, вместе с заводами-изготовителями также начинают разрабатывать более совершенные конструкции буровых. Планируется, что такой же подход – внедрение «технологий-раздражителей» – будет применяться и в других сферах производства, например в капитальном ремонте скважин.

Грузоподъемность установки «Сарацин» составляет 272 тонны. Ее важная особенность – не-

большие размеры, всего 27 метров в максимально выдвинутом положении и 13,5 метров в минимальном (стандартные БУ имеют высоту 53–54 метра). Соответственно, она занимает меньшую площадь, чем традиционная. Отсутствие лебедки является важным положительным фактором в плане производственной безопасности, поскольку исключаются риски несчастных случаев, связанные с талевой системой.

Еще один плюс «Сарацина» – минимальная численность персонала при производстве спускоподъемных операций. Большинство операций осуществляется автоматически.

Очень важное преимущество «Сарацина» заключается в том, что имеющееся оборудование позволяет быстро восстановить циркуляцию в скважине в случае какой-либо нештатной ситуации – осыпи, обвала, поглощения (поскольку Капитоновское месторождение характеризуется сложным геологическим строением, подобные ЧП не исключены). Традиционные буровые установки лишены такой возможности.

### **В какой-то момент по тому или иному направлению наступает технологический предел совершенствования. И приходится менять саму парадигму развития, переходить на использование принципиально новых технологий**

Дополнительная изюминка «Сарацина» – использование технологии RFID. Начиная с декабря нынешнего года каждая единица оборудования на установке, включая бурильные трубы, будет оснащаться радиочастотными метками. Благодаря этому в автоматическом режиме можно вести учет наработки всех узлов и агрегатов. Традиционно такой учет осуществляется вручную, технолог записывает в журнал, сколько часов отработали бурильные трубы, сколько сделано вращений бурильной колонны, сколько спускоподъемных операций проведено и т.д. Теперь же вся информация будет автоматически поступать на сервер и дисплей оператора. Это позволит более качественно проводить планово-предупредительный ремонт. Кроме того, можно будет легко контролировать запасы расходных материалов и запчастей – к примеру, поставили на установку новый фильтр, и система сама автоматически заказывает новый.

Научно-технический центр «Газпром нефти», расположенный в Санкт-Петербурге, обеспечи-

вает сопровождение бурения в режиме онлайн. В случае каких-либо отклонений от заданных параметров специалисты центра дают свои рекомендации. Более того, такой мониторинг позволяет предотвратить ЧП. Ведь у каждой нештатной ситуации есть своя «визитная карточка», свои предвестники. И если их вовремя заметить и принять меры, то осложнений при бурении можно избежать.

## РАСШИВКА УЗКИХ МЕСТ

Важная задача для «Газпромнефть-Оренбурга» – эффективное использование газа. Ведь сегодня на него приходится около 40% в структуре добычи, а к концу 2021 года этот показатель должен достичь 50%. Поэтому газовые проекты сегодня реализуются как на восточной, так и на западной группах месторождений.

**Важная задача для «Газпромнефть-Оренбурга» – эффективное использование газа. Ведь сегодня на него приходится около 40% в структуре добычи, а к концу 2021 года этот показатель должен достичь 50%**

Как уже отмечалось, некоторое время назад фактором, сдерживающим добычу, являлся недостаток инфраструктуры, прежде всего по подготовке и транспортировке газа. Сейчас эта проблема решена. На Восточном участке ОНГКМ заканчивается создание мощного комплекса по подготовке нефти и газа, мощность которого по газу составит 5,5 млрд м<sup>3</sup> в год.

Сейчас на Оренбургском ГПЗ, принадлежащем «Газпрому», имеются свободные мощности, и их загрузка газом «Газпром нефти» способна принести экономический эффект и материнской, и дочерней компаниям. Плюс такой схемы заключается еще и в том, что газ Восточного участка содержит до 6% сероводорода, что затрудняет его использование. А на Оренбургском ГПЗ есть соответствующее оборудование для его переработки и получения ценного продукта – серы. Кроме того, газ с Восточного интересен тем, что в нем много жирных фракций, которые могут использоваться в нефтехимии. Их также можно выделять на Оренбургском ГПЗ и затем поставлять на «Газпром нефтехим Салават» (Башкортостан).

Поэтому с 2014 года началось создание соответствующей инфраструктуры. На первом этапе,

в 2015–2016 годах, был построен мощный (по меркам Оренбуржья) трубопровод – протяженностью 51 км и пропускной способностью 5,7 млрд м<sup>3</sup> в год. Толщина стенки трубы составляет 26 мм, и по нему может транспортироваться газ с содержанием сероводорода до 6%. В процессе строительства были сооружены переходы через федеральные трассы, через железную дорогу и даже через участок военного полигона.

В связи с изменениями нормативных требований (уже в процессе проектирования магистрали) пришлось через каждые 5 км трассы выводить трубу на поверхность, сооружать крановый узел и ответвление от него на факельную установку. В случае ремонта или выхода из строя какого-либо из участков трубопровода происходит мгновенный сброс газа на факельную установку со сжиганием без нанесения вреда окружающей среде. Трубопровод был сооружен с привлечением исключительно российских поставщиков оборудования.

Второй этап – создание комплекса подготовки нефти и газа. Газовый блок включает в себя пять компрессоров, способных перекачивать до 1,2 млрд м<sup>3</sup> газа в год. Они также изготовлены в России – на заводе «Казанькомпрессормаш». Создание компрессоров заняло порядка 14 месяцев. В рамках поставки оборудования был сразу заключен сервисный контракт с «Казанькомпрессормашем».

Аналогов таких компрессоров, работающих с газом, содержащим сероводород, в России нет. За счет использования современного оборудования можно варьировать давление в широких диапазонах, что позволяет при транспортировке газа обходиться без промежуточных компрессорных станций.

Благодаря этому комплексу поставки газа с Восточного участка ОНГКМ выросли с 900 млн м<sup>3</sup> в 2012 году до 2,6 млрд м<sup>3</sup> в нынешнем. В следующем году они должны достигнуть 3,5 млрд м<sup>3</sup>. А на пике с объекта будет поставляться 5,6 млрд м<sup>3</sup> газа в год.

Три имеющихся на сегодняшний день компрессора обеспечивают поставки газа на Оренбургский ГПЗ, еще один работает на газлифт (поскольку 80% скважин на Восточном участке эксплуатируются газлифтным методом), а один остается в резерве. На комплексе подготовлены перспективные врезки и для шестого компрессора.

## СВОЯ ЭНЕРГИЯ

Интересный газовый проект осуществляется и на западе, на Капитоновском месторождении. Оно выбрано в качестве опытной площадки «Газпром нефти» для тестирования работы на попутном нефтяном газе новых отечественных газопоршневых генераторных установок ГЭ-30.

Сегодня уровень утилизации ПНГ на Капитоновском составляет превышает 90%. В ближайшее время он будет доведен уже до 95%. Большая часть газа сдается в Единую систему газоснабжения, но 10% направляется на собственный энергокомплекс.

Несмотря на то, что Оренбургская область довольно-таки обжитая, сети электроснабжения в регионе развиты слабо. И для того чтобы подключиться к надежному источнику электроснабжения, требуется построить большую инфраструктуру и потратить на это немало денег. Создание собственного энергокомплекса получается дешевле, да и цена электроэнергии в этом случае оказывается почти в два раза ниже, чем при покупке из централизованных сетей.

Машины для энергокомплекса мощностью 500 и 800 кВт изготовлены на заводе «Волжский дизель имени Маминых». Как подчеркивают в компании, при принятии решения о приобретении оборудования учитывалась не только его цена, но и общая стоимость владения на полный жизненный цикл. Ведь нередко иностранные компании предлагают свою продукцию вроде бы за дешево, но сервис и запчасти для нее стоят безумных денег. Расчеты показали, что машины «Волжского дизеля» выигрывают по общей стоимости владения у других производителей, включая знаменитый Caterpillar.

Работа энергокомплекса полностью автоматизирована, вся информация выводится на экран оператора, который может оперативно принимать решения о перераспределении нагрузки или о пуске аварийной дизельной станции.

**Важные проекты «Газпромнефть-Оренбург» реализует и в области охраны окружающей среды. Особый интерес среди них представляет программа «Щит»**

Энергокомплекс уникален еще и тем, что на одной из машин установлен котел, который полностью в летний период и частично в зимний покрывает нужды установки комплексной подготовки газа в тепле и горячей воде.

Мощность энергокомплекса позволяет обеспечить нагрузку 3,2 МВт – на практике задействовано 2,7 МВт, остальное в резерве. В среднем по году 87% электроэнергии Капитоновское получает от энергокомплекса, а 13% от сетей. Но в отдельные периоды, когда часть скважин встает на ка-

питальный ремонт, энергокомплекс полностью покрывает потребности в энергии.

Сейчас реализуется проект, который позволит осуществлять переключение энергопитания скважин с сетей на энергокомплекс и обратно без их остановки. Этот процесс занимает всего около 10 минут, но и такие временные потери планируется исключить – нефтяники не должны замечать проблем в энергетике.

Ведется также расширение энергокомплекса. Уже прибыли две машины по 1МВт каждая. Это даст возможность как повысить надежность работы, так и в перспективе обеспечивать энергией новые объекты. Ведь с использованием инфраструктуры Капитоновки планируется разрабатывать новые месторождения – в частности, Ягодное и Землянское.

## ПОД ЩИТОМ

Важные проекты «Газпромнефть-Оренбург» реализует и в области охраны окружающей среды. Особый интерес среди них представляет программа «Щит». Как уже упоминалось, газ Восточного участка содержит до 6% сероводорода. А на территории горного отвода находится 16 населенных пунктов с общим населением 13 тыс. человек. До Оренбурга облако сероводорода, в случае аварии, при хорошем ветре дойдет всего за полтора часа. Поэтому в рамках проекта «Щит» уже создана Служба мониторинга газовоздушной среды, которая круглосуточно отслеживает состояние атмосферного воздуха на самом месторождении, а также в ближайших населенных пунктах, консолидирует и анализирует информацию с 432 датчиков загазованности, с передвижных и стационарных экологических лабораторий, парк которых постоянно расширяется. Общий объем инвестиций в программу «Щит» составляет свыше 3,4 млрд рублей.

В дальнейшем месторождение будет дооборудовано датчиками загазованности, будут приобретены средства защиты от сероводорода. Также дополнительно будет установлено 10 станций экологического мониторинга в населенных пунктах.

Впрочем, пока серьезных инцидентов, связанных с сероводородом, на месторождении не возникало. Как подчеркивают эксперты, согласно нормативам, предельно допустимая норма содержания этого газа в воздухе на промышленных объектах – до 3 мг / м<sup>3</sup>, а в населенных пунктах – 0,008 мг. А анализ показывает, что на Восточном участке концентрация сероводорода укладывается в нормативы именно для населенных пунктов. То есть угрозы ни для персонала, ни для окрестных жителей не существует. 