

4. Геокриологические опасности / Под ред. Э.Д. Ершова и Л.С. Гарагули. М.: КРУК, 2000. – 316 с.
5. Казанцева Л.А. комплексный геоэкологический мониторинг долговременных изменений геокриологических условий при строительстве газопроводов в северо-таежной биоклиматической зоне (на примере Надымского района) // Нефть и газ Западной Сибири. Проблемы экологии, безопасности объектов и территорий: сб. материалов междунар. науч.-практ. конф.– Тюмень, 2013. – Т.3. – С. 94 – 98.
6. Мартынов А.Н., Красновидов А.Н., Фомин А.В. Применение Раундапа в лесу. – Спб.: СПбНИИЛХ, 1998. – 148 с.
7. Седых В.Н. Естественное возобновление леса на отходах бурения // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2015. Экономическое развитие Сибири и Дальнего Востока. Экономика природопользования, землеустройство, лесоустройство, управление недвижимостью: сб. материалов междунар. науч. конф. в 4 т. – Новосибирск: СГУГиТ, 2015. – Т. 4. – С. 114 – 120.
8. Шишмина Л.В. Экология нефтедобывающих комплексов // Курс лекций. – Томск: Изд-во ТПУ, 2000. – С. 112.
9. Экологически безопасные методы очистки трасс газо- и нефтепроводов в Западной Сибири / В.Н. Воробьев, А.У. Кармазин, Н.А. Воробьева и др., [Электронный ресурс]. URL: www.km.ru/referats/9C1952F0252941689F504B7DE4CD56DC

ОТРИЦАТЕЛЬНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА НЕДРА ЛИКВИДИРОВАННЫХ И ЗАКОНСЕРВИРОВАННЫХ СКВАЖИН

М.О. Андреянов

Научный руководитель ассистент Л.К. Кудряшова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция – один из крупнейших нефтегазоносных районов, на территории которого добывается основная часть российской нефти. В пределах Западно-Сибирской провинции открыто порядка 800 месторождений углеводородов (УВ) и пробурено более 200 тыс. скважин разного назначения, часть из которых на данный момент находится в консервации или ликвидированы (ликвидации подлежат скважины, не вскрывшие залежи углеводородов). Часто строительство скважин осуществляется опережающим бурением, то есть скважины после завершения бурения переводятся в консервацию на определенный срок до начала эксплуатации. Некоторые скважины длительное время находятся в бездействии, в результате чего скважинное оборудование подвергается коррозии, и его техническая надежность снижается. Нарушение герметичности заколонного пространства в ликвидированных скважинах приводит к заколонным перетокам флюида и является причиной нарушения экологической и промышленной безопасности, что может привести к чрезвычайным ситуациям, таким как нефтегазопроявления, загрязнения верхних горизонтов пресных вод. Всё это оказывает негативное влияние на недра [5].

Таким образом, целью работы является изучение отрицательного воздействия на окружающую среду законсервированных и ранее ликвидированных скважин.

Под консервацией скважин понимается изоляция продуктивных пластов и герметизация устья скважины на определенный период времени с целью сохранения

ее ствола в процессе бурения или после окончания бурения. Консервация скважин может проводиться либо на непродолжительный срок от нескольких месяцев в процессе бурения – при появлении в разрезе осложняющих условий, при кустовом бурении – до окончания сооружения всех скважин в кусте, при освоении месторождений – до обустройства промысла, либо на длительные сроки, но не более чем на 15 лет.

Порядок проведения работ по консервации скважин следующий:

- спуск насосно-компрессорных труб (НКТ) с «воронкой»; глушение скважины жидкостью с добавлением ингибиторов коррозии; закачивание в интервал перфорации специальной жидкости, обеспечивающей сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;

- поднятие НКТ выше интервала перфорации; заполнение верхней части скважины незамерзающей жидкостью; защита от коррозии устьевого оборудования; при коэффициенте аномалии давления $K_a = 1,1$ и выше в компоновку НКТ включить пакер и клапан-отсекатель;

- снятие с устьевого арматуры штурвалов, манометров, установка на арматуре заглушек;

- ограждение устья скважины (кроме скважин на кустовых площадках); крепление на ограждении таблички с указанием номера скважины, месторождения, недропользователя, срока консервации; проведение планировки прискважинной площадки;

- установка цементного моста над интервалом перфорации согласно инструкции на консервацию скважины, разработанного и согласованного в установленном порядке, в зависимости от длительности консервации и других факторов.

В отличие от консервированных, скважины, дальнейшее использование которых признано нецелесообразным, подлежат ликвидации. При ликвидации на устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1 x 1 x 1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, дата ее ликвидации [4].

Рассмотрим процесс ликвидации и консервации скважин на примере Казанского нефтегазоконденсатного месторождения, открытого в 1967 г. В административном отношении Казанское нефтегазоконденсатное месторождение находится в южной части Томской области на территории Парабельского района. Месторождение введено в разработку в 2000 г. Казанское месторождение расположено в Казанском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [2]. Площадь изучаемого лицензионного участка составляет около 484 км². На Казанском месторождении пробурено 78 скважин: 54 добывающих; 10 нагнетательных; 2 водозаборные; 12 скважин в фонде консервации, ликвидации. На месторождении имеются скважины, ликвидированные по геологическим причинам без спуска эксплуатационных колонн (за контуром нефтеносности оказались скважины 4п, 8п), и скважины, ликвидированные после испытаний, как выполнившие свою геологическую задачу (1п, 2п, 3п, 5п, 7п).

Стоит отметить, что ликвидация скважин проводилась с соблюдением основных требований и регламентов инструкции, в следующем порядке: ствол скважины заполнен глинистым раствором плотностью 1120–1180 кг/м³;

установлены ликвидационные мосты толщиной 30-100 м выше интервалов испытания отложений, водоносных горизонтов; на глубине не менее 2-х м установлена деревянная пробка и залита цементным раствором; на устье установлена цементная тумба размером 1х1х1 м и металлический репер с табличкой, на которой указана вся необходимая информация. После ликвидации скважин произведена рекультивация, планировка и расчистка площадки от посторонних предметов.

Как было отмечено выше, основные причины отрицательного воздействия ликвидированных и консервированных скважин могут быть связаны с негерметичностью крепления скважины (цементирования) и с возможными заколонными перетоками. Основной причиной возникновения экологических чрезвычайных ситуаций является некачественное крепление скважины при ее строительстве, в том числе несоблюдение проектной конструкции, что не обеспечивает долговременную сохранность скважины. В качестве крепежного и изоляционного материала в настоящее время используется цемент, который создает жесткий контакт с породой или поверхностью колонны. Так как Казанское месторождение является нефтегазоконденсатным, то часто наблюдается давление газа на устье после консервации, появление давления объясняется перетоками газа из пласта через каналы в цементе. Поэтому для цементирования газовых скважин необходимо использовать современные гидрозатворы, обеспечивающие надежную и долговременную герметизацию заколонного пространства скважины.

Вследствие ухудшения состояния заколонного пространства скважин практически невозможно исключить заколонные перетоки жидкости, в первую очередь пресной воды. В результате возможно уменьшение объема грунтовых пресных вод из-за перетока в более глубоко залегающие горизонты и смешение их, например, с высокоминерализованными водами.

Стоит отметить, что наличие высокоминерализованных вод в пластах ликвидированной скважины уменьшает время сохранности скважины, так как процессы коррозии происходят с большей скоростью. Особенно острой эта проблема может стать при подтоплении скважины, так как интенсивные водопрооявления с высокоминерализованной водой могут «отравить» пласт грунтовых вод и водоемы, которые питаются этими водами [6]. Также из-за перетоков могут возникать грифоны. Грифон – внезапный прорыв на поверхность флюида (чаще всего газа), движущегося под большим давлением по затрубному и заколонному пространству буровой скважины. Что может стать причиной пожара или отравить поверхностные воды, либо окружающую среду.

Согласно «Инструкции о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов» фонд ликвидированных скважин подвергается периодической проверке, периодичность проверок устанавливается пользователем недр по согласованию с территориальным органом Госгортехнадзора России, но не реже двух раз в год (п. 3.1.3). Технический осмотр производится с целью оценки герметичности скважин, а так же для проверки устьевого оборудования на предмет его герметичности, отсутствия давления на устье и газопроявлений, при обнаружении недостатков, недропользователь должен реализовать мероприятия по их устранению (п. 3.1.4) [4]. Стоит отметить, что на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) соблюдаются основные стандарты при проведении ликвидации и консервации скважин. Также осуществляется контроль за ними путем периодического объезда фонда скважин. Заключительным этапом ликвидации скважины являются работы по технической и биологической

рекультивации земель с целью восстановления природного ландшафта на площадке скважины и прилегающей территории. Ликвидация скважин считается завершённой после подписания акта о ликвидации или консервации пользователем недр и соответствующим органом Ростехнадзора России.

Очевидно, что сегодня на большинстве месторождений оперативного и эффективного контроля за наличием газопроявлений на устье скважины не существует. Поэтому необходимо проводить более тщательный мониторинг, а какие-то скважины, возможно, обеспечить приборами стационарного мониторинга [3]. И недропользователю необходимо проводить учет, ежегодный контроль состояния устьев ликвидированных скважин и необходимые ремонтные работы при обнаружении неисправностей и нарушений требований охраны недр. Стоит подчеркнуть, что согласно инструкции [4] специальной комиссией обязательно должен осуществляться осмотр всего фонда скважин на территории нефтепромысла дважды в год.

Литература

1. Агадулин И.И., Игнатъев В.Н., Сухоруков Р.Ю. Экологические аспекты негерметичности заколонного пространства в скважинах различного назначения // Нефтегазовое дело, 2011. – №4. – С. 82 – 90.
2. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 678 с.
3. Зорина О.Я., Кудинов В.В. Система удаленного газомониторинга приустьевого пространства ликвидированных глубоких скважин // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, 2012. – №8. – С. 26 – 28.
4. Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов: РД 08-492-02: утв. Федеральным горным и промышленным надзором России от 22 мая 2002 г. № 22.
5. Кустышев А.В., Чижова Т.И., Кустышев И.А., Чабаев Л.У., Шенбергер В.М. Ликвидация скважин в условиях Крайнего Севера // Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2001. – № 6. – С. 59 – 64.
6. Султанов В.Г., Примаков Л.В. Проблемы качественного крепления нефтяных скважин при их строительстве и обеспечение в последующем их надежной ликвидации, консервации // Механизация строительства, 2014. – №7. – С. 44 – 48.

ЭКОЛОГИЯ И ТАФНОМИЯ СРЕДНЕДЕВОНСКИХ РИФОГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КОЛЫВАНЬ-ТОМСКОЙ СКЛАДЧАТОЙ ЗОНЫ (КАРЬЕР «КАМЕНЬ»)

Д.М. Бетчанов, Е.С. Водина

Научные руководители доцент И.В. Рычкова, доцент М.И. Шамина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью настоящих исследований стало воссоздание экологической обстановки осадконакопления девонского морского бассейна Колывань-Томской складчатой зоны.

Объектом изучения стали рифовые породы карьера «Камень» (рис. 1), который расположен в 50 км на юго-востоке от г. Томск на р. Щербак (рис. 2). Отложения относятся к митрофановской свите и по фауне кораллов, мшанок и