

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ УТИЛИЗАЦИИ ОТХОДОВ АГКМ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЗАХОРОНЕНИЯ ПРОМСТОКОВ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Г.В. Кутлусурина

Астраханский государственный технический университет, e-mail: gkutlusrina@mail.ru

Одной из важнейших экологических проблем является утилизация трудноочищаемых жидких отходов, образующихся при извлечении и переработке сырья на предприятиях нефтегазового комплекса. В Прикаспийской впадине в связи с характерным ее геологическим строением (развитием нижнепермских соленосных толщ) захоронение промстоков на крупнейших разрабатываемых месторождениях, таких как Оренбургское, Карачаганакское, Тенгизское, Астраханское, осуществляется в надсолевых либо в подсолевых отложениях. Согласно Системе гидрогеологического районирования территории России по гидрогеологическим условиям захоронения промышленных стоков в глубокие водоносные горизонты (Антоненко и др., 1976 г.), Прикаспийская впадина является перспективной и для этих целей. Одноименный гидрогеологический бассейн, вследствие особенностей своего геологического и тектонического строения, является сложной синтезированной водоносной системой. Подсолевой гидрогеологический этаж представляет собой древний погруженный элизионный бассейн с мегастабильным режимом пластовых вод, энергия которых обеспечивается процессами выдавливания поровых вод из горных пород. Области питания и области разгрузки в таком бассейне отсутствуют.

Надсолевой гидрогеологический этаж впадины рассматривается как наложенный гидрогеологический бассейн артезианского типа. Области питания надсолевого гидрогеологического бассейна являются Воронежский щит на западе, Токмовский и Татарский своды на севере, Уральская складчатая система на востоке. Области разгрузки подземных вод служат внутренние водотоки и водоемы, а также акватория Каспийского моря на юге бассейна. Надсолевой гидрогеологический этаж осложнен соляными куполами и массивами, прорывающими водоносные комплексы практически на всю мощность гидрогеологического этажа. Вследствие такого характера тектонического строения надсолевого гидрогеологического бассейна латеральный характер движения подземных вод усложняется. В юго-западной части бассейна развиваются латерально

закрытые соляными массивами межкупольные гидрогеологические районы с застойным водоносным режимом. С точки зрения захоронения промстоков основную роль играют надсолевые толщи верхнепермских, триасовых, юрских и меловых отложений.

К одной из таких межкупольных закрытых впадин в надсолевом гидрогеологическом бассейне приурочен Полигон захоронения промстоков Астраханского газового комплекса (АГК). В мульде отсутствуют тектонические нарушения, способные служить путепроводами для флюидов, что исключает межпластовые перетоки [1]. Геологический разрез Прикаспийской впадины в районе Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) приведен на рис. 1.

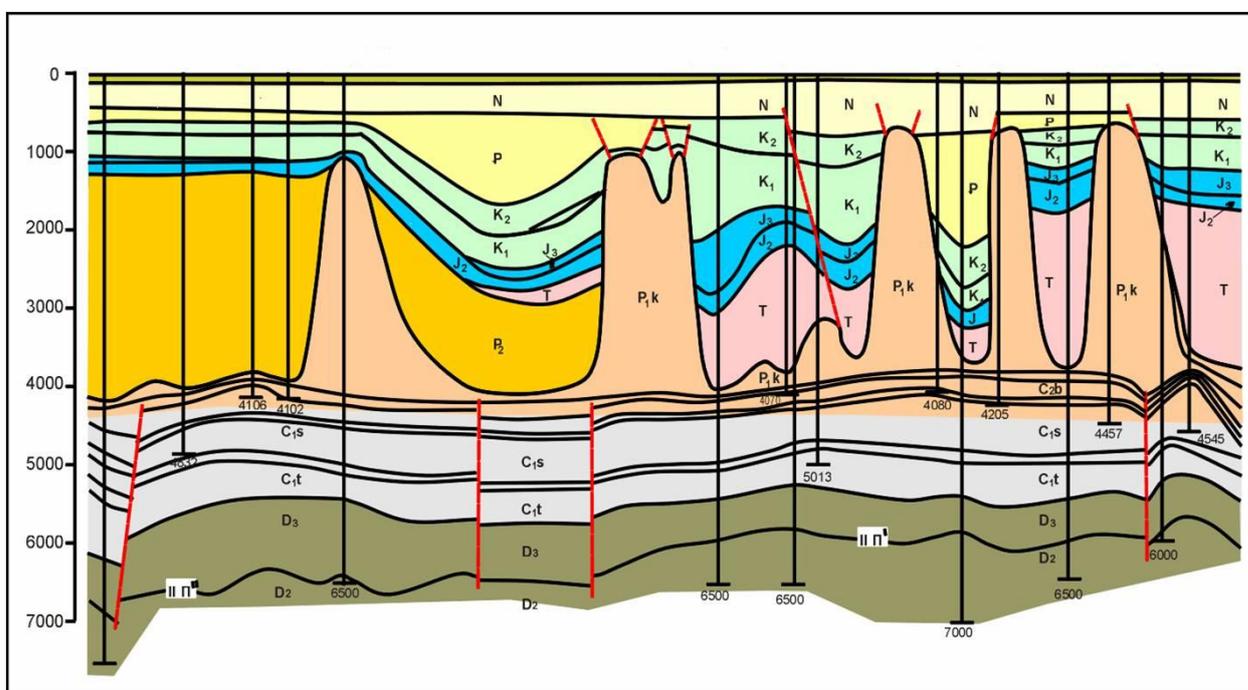


Рис. 1. Геологический разрез Прикаспийской впадины в районе АГКМ

Выбору данной структуры предшествовал комплекс геофизических исследований. Впоследствии специализированными разведочными скважинами 110 и 111 в надсолевом комплексе пород были выявлены коллектора и покрышки и проведены гидрогеологические исследования, включающие откачку пластовых вод с целью получения параметров водоносных горизонтов и закачку для определения приемистости пластов. В данных скважинах были испытаны семь (скв. 110) и девять (скв. 111) объектов. В результате проведенных работ установлены: литология, качественный состав и степень водообильности триасовых, юрских, меловых и палеогеновых отложений, коллекторские

характеристики (проницаемость и пористость), избыточное давление при нагнетании, средняя приемистость скважин. В разрезе мульды чередуются пористые песчаники и глины триасового, юрского, мелового и палеогенового периодов. Сверху резервуар перекрыт региональным водоупором неогеновых глин акчагыльского возраста мощностью свыше 200 м, исключая возможность перетоков закачиваемых промстоков в вышележащие горизонты. Завершает разрез песчано-глинистая толща четвертичных отложений общей мощностью более 300 м.

Закачка сточных вод на Полигоне началась в конце июня 1987 г. с эксплуатационной нагнетательной скв. 114, вскрывшей верхнеюрский водоносный горизонт при глубине около 1500 м, где водопроницаемыми породами являются песчаники. Подземные воды верхнеюрского горизонта характеризуются высокой минерализацией (303 г/дм³), хлоридным натриевым составом и поэтому в настоящее время не имеют практического применения. Позднее в эксплуатацию были введены нагнетательные скважины 113 и 112, а затем скважины второй очереди – 7Н, 5Н, 4Н, 1Н, также оборудованные на верхнеюрский водоносный горизонт. Начиная с 1992 г. в скважинах 112, 5Н и 4Н были созданы дополнительные интервалы перфорации на два резервных поглощающих горизонта в нижнемеловых отложениях [2].

Главным требованием, предъявляемым к функционированию Полигона, является его экологическая безопасность. Технологическая схема Полигона достаточно проста. Промышленные воды под давлением 0,3 МПа поступают с заводских установок У122, У222 (установки по подготовке стоков к закачке) по двум полихлорвиниловым трубопроводам на Полигон. На Полигоне они накапливаются в емкостях, соединенных между собой как сообщающиеся сосуды. В емкостях происходит отстаивание стоков, в верхней части скапливаются углеводороды, в нижней – твердая фаза. Отстоявшиеся нефтепродукты самотеком сливаются в заглубленные емкости и по мере заполнения последних откачиваются и вывозятся вакуумной машиной на канализационно-очистные сооружения, в нефтеловушки приемных резервуаров. После отделения углеводородов и отстоя механических примесей промстоки по трубопроводу поступают из емкостей для отстоя к насосам, которые нагнетают их в скважины через фонтанную аппаратуру. Учет закачиваемых стоков ведется с помощью водоизмерительных приборов.

Объемы закачек в первые десять лет эксплуатации Полигона составляли от 17 до 103 м³, в последующие годы они возросли до 232–610 м³, а в настоящее время достигли

свыше тысячи кубометров, приблизившись к проектной величине. Закачка осуществляется с рабочим давлением до 10 МПа. Как правило, не все скважины эксплуатируются одновременно. Часть из них находится в стадии ремонта или в стадии его ожидания. Количество нагнетательных скважин, необходимое для бесперебойного функционирования Полигона, определяется по формуле:

$$n = \frac{Q}{K_{\text{ПР}} \times P_{\text{УСТ}}}, \quad (1)$$

где n – количество нагнетательных скважин; Q – суточный объем нагнетаемых промстоков; $K_{\text{ПР}}$ – коэффициент приемистости пласта; $P_{\text{УСТ}}$ – давление нагнетания на устье скважины.

Исходя из производственного опыта эксплуатации Полигона, можно определить технологический баланс работы нагнетательных скважин. Он состоит из времени работы скважины, времени ремонта и времени ожидания ремонта. Отношение времени работы скважины ($T_{\text{РАБ}}$) к годовому циклу определяется коэффициентом эффективного использования скважины по формуле:

$$K_{\text{ИСП}} = \frac{T_{\text{РАБ}}}{365}. \quad (2)$$

Количество нагнетательных скважин, которое сможет обеспечить экологически безопасное функционирование Полигона, можно рассчитать с учетом коэффициента эффективного использования скважины по формуле:

$$n = \frac{Q}{K_{\text{ИСП}} \times K_{\text{ПР}} \times P_{\text{НАГ}}}. \quad (3)$$

По результатам работы всех нагнетательных скважин установлено, что при среднем $K_{\text{ПР}}$ более 100 м³/сут на 1 МПа и среднем давлении нагнетания $P_{\text{НАГ}}$, равном 5 МПа, количество нагнетательных скважин при фактических объемах промстоков колеблется от 5 до 7.

По своему составу захороняемые промышленные стоки представляют собой слабоминерализованную жидкость со щелочной средой и с примесью твердых частиц, углеводов и сульфидных соединений. Минерализация в среднем составляет 9,2–17,5 г/дм³, плотность – 1,1 г/дм³. Данные стоки формируются в процессе добычи сырья, переработки газа, обессоливания и обезвоживания стабильного конденсата и установки стабилизации конденсата.

Непрерывное динамическое воздействие закачиваемых стоков вызывает изменения геодинамической и геохимической функций литогидросферы. Процесс закачки стоков осуществляется при постоянном контроле. Наблюдение за распространением стоков в водоносном пласте и за состоянием геологической среды длительный период осуществлялось по 16 разноглубоким наблюдательным скважинам, контролировавшим рабочие и все вышележащие водоносные горизонты. Водоносные горизонты снизу вверх наблюдались по следующим скважинам: верхнеюрский – скважины 116 и 118; альбский – скважины 110 и 113; палеогеновый – скважины 111 и 117; апшеронский – скважины 110/1, 111/1, 111/2, 113/3, 113/4; бакинский – скважина 113/2; хвалыно-хазарский – скважины 113/1, 114/1, 5/1, 7/10.

Для контроля перетоков технических вод проводятся следующие исследования: замеры уровня вод в наблюдательных скважинах, замеры забойных либо устьевых давлений и температуры, отбор пластовых вод, природной воды, замеры газонасыщенности вод, отбор водорастворенных газов, химический анализ состава пластовых вод. В настоящее время близлежащая скважина 118 законсервирована и находится в стадии ожидания ремонта. Единственная наблюдательная скважина 116 на основной рабочий горизонт слабо реагирует на гидродинамические воздействия закачиваемых стоков.

При контроле химического состава и физических свойств стоков выполняются сокращенный и полный химические анализы по следующим показателям: плотность, рН, сероводород, гидросульфиды, нефтепродукты, хлориды, сульфаты, гидрокарбонаты, кальций, магний, сульфиды, солесодержание, а также железо 2- и 3-валентное, ионы аммония, нитриты, бор, йод, бром, взвешенные вещества, ХПК и метанол. Результаты химических анализов показывают, что проток в верхнеюрском горизонте распространились на расстояние не более чем 1,2 км и перетоки в вышележащие водоносные горизонты отсутствуют. Ресурсы поглощающих горизонтов использованы на 50–75%.

В процессе контроля на наблюдательных скважинах осуществляются следующие виды исследований: непрерывный учет объемов закачки, учет давлений закачки и температуры проток на устьях скважин, отбор проб закачиваемых стоков в соответствии с требованиями нормативных документов за весь период закачки.

Таким образом, контроль за техническим состоянием нагнетательных скважин и экологическим состоянием поглощающих и вышележащих водоносных горизонтов, проводившийся на Полигоне непрерывно в течение 23 лет, подтверждает возможность безопасного захоронения и эксплуатации Астраханского газового комплекса в целом.

В связи с тем что запасы углеводородного сырья на месторождении должны обеспечить бесперебойную работу комплекса на многие десятилетия, в будущем следует ожидать увеличения объемов стоков для утилизации в подземные пласты. Несмотря на то что данный Полигон еще имеет запас емкости для поглощения стоков, необходимо подготавливать новые объекты для захоронения последних. Перспективные участки для их размещения (в основном это мульдообразные структуры в межкупольных понижениях) имеются на территории АГКМ (рис. 2).

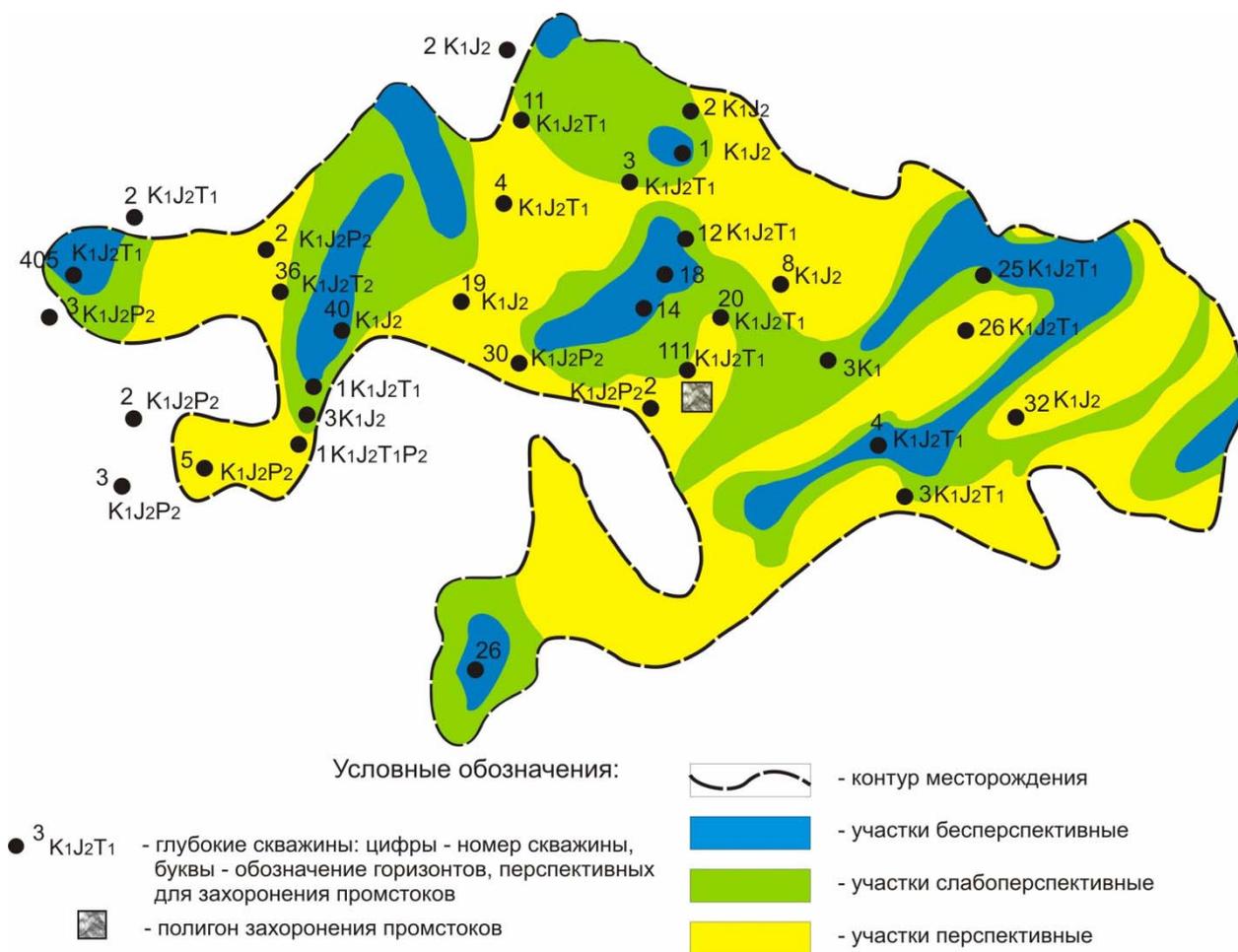


Рис. 2. Схема перспектив подземного захоронения промстоков АГКМ

Учитывая длительный период бесперебойной эксплуатации Полигона и его детальную изученность, представляется возможным значительно сократить предварительные исследования на новых участках месторождения вследствие схожести их геологических и гидрогеологических условий. Для обеспечения функционирования новых полигонов могут быть использованы существующие, выведенные из эксплуатации скважины или скважины, не достигшие продуктивного горизонта по техническим причинам. По такому же принципу возможно выделение перспективных участков для захоронения промстоков эксплуатируемых углеводородных месторождений в пределах всей Прикаспийской впадины.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Кутлусурина Г.В., Ильин А.Ф., Глуценко Т.Д.* Контроль состояния подземных вод на территории подземного хранилища промстоков Астраханского ГПЗ // Технология строительства и эксплуатации подземных хранилищ нефти, газа и продуктов их переработки: материалы науч.-практ. конф. ВНИИПРОМГАЗ. М., 1991. С. 46–47.
2. *Кутлусурина Г.В., Кутлусурина Ю.С.* Геоэкологический прогноз долгосрочности функционирования Полигона промышленных стоков на Астраханском газохимическом комплексе // Наука и технология углеводородов. 2001. № 4. С. 162–164.